

Міністерство освіти і науки України  
Національний технічний університет  
«Дніпровська політехніка»

\_\_\_\_\_ (інститут)  
\_\_\_\_\_ геологорозвідувальний факультет \_\_\_\_\_  
(факультет)  
Кафедра \_\_\_\_\_ нафтогазової інженерії та буріння \_\_\_\_\_  
(повна назва)

**ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА**  
кваліфікаційної роботи ступеня \_\_\_\_\_ магістра \_\_\_\_\_  
(бакалавра, магістра)

студента \_\_\_\_\_ Яскала Євгенія Вячеславовича \_\_\_\_\_  
(ПІБ)

академічної групи \_\_\_\_\_ 184М-18-1 ГРФ \_\_\_\_\_  
(шифр)

спеціальності \_\_\_\_\_ 184 «Гірництво» \_\_\_\_\_  
(код і назва спеціальності)

спеціалізації за освітньо-професійною програмою «Буріння свердловин» \_\_\_\_\_  
(за наявності)

\_\_\_\_\_ (офіційна назва)

на тему \_\_\_\_\_ «Розробка та обґрунтування технології інтенсифікації  
руху нафти у пластах колекторах» \_\_\_\_\_  
(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи	Кузін Ю.Л.			
розділів:				
економічний	Кузін Ю.Л.			
охорона праці	Кузін Ю.Л.			
<b>Рецензент</b>				
<b>Нормоконтролер</b>	Расцветаєв В. О.			

Дніпро  
2019

ЗАТВЕРДЖЕНО:

завідувач кафедри

нафтогазової

інженерії та буріння

(повна назва)

Коров'яка Є.А.

(підпис)

(прізвище, ініціали)

« 14 » жовтня 20 19 року

## ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу

ступеня магістра

(бакалавра, магістра)

студенту Яскалу Є.В. академічної групи 184М-18-1 ГРФ

(прізвище та ініціали)

(шифр)

спеціальності 184 «Гірництво»

спеціалізації за освітньо-професійною програмою «Буріння свердловин»

(за наявності)

(офіційна назва)

на тему «Розробка та обґрунтування технології інтенсифікації руху нафти у пластах колекторах»

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від 21.11.19 р. № 2147-л.

Розділ	Зміст	Термін виконання
Історія та сучасний стан видобування та використання вуглеводнів	Надати загальні відомості про історію та сучасний стан видобування та використання вуглеводнів	28.10.19 р.
Закономірності режиму руху нафти в породах-колекторах та чинники спрямованості підземних нафтогідравлічних процесів, що протікають в призабійній зоні експлуатаційних об'єктів свердловини	Вивчити закономірності режиму руху нафти в породах-колекторах та чинники спрямованості підземних нафтогідравлічних процесів, що протікають в призабійній зоні експлуатаційних об'єктів свердловини	10.11.19 р.
Особливості циркуляційних нафтогідравлічних процесів при використанні пінних систем для збільшення показника витиснення залишкової нафти	Визначити та вивчити особливості циркуляційних нафтогідравлічних процесів при використанні пінних систем для збільшення показника витиснення залишкової нафти	24.11.19 р.
Теоретичні та лабораторні дослідження процесів створення та застосування пінних систем у технологіях інтенсифікації витиснення залишкової нафти з пластів-колекторів	Провести та проаналізувати результати теоретичних та лабораторних досліджень процесів створення та застосування пінних систем у технологіях інтенсифікації витиснення залишкової нафти з пластів-колекторів	08.12.19 р.
Економічний розрахунок ефективності, охорона праці при лабораторних, стендових та промислових дослідженнях прогресивних методів підвищення нафтовилучення	Провести економічний розрахунок ефективності та розробити заходи з охорони праці при лабораторних, стендових та промислових дослідженнях прогресивних методів підвищення нафтовилучення	15.12.19 р.

Завдання видано

(підпис керівника)

Кузін Ю.Л.

(прізвище, ініціали)

Дата видачі 14.10.2019 р.

Дата подання до екзаменаційної комісії

16.12.2019 р.

Прийнято до виконання

(підпис студента)

Яскал Є.В.

(прізвище, ініціали)

## ЗМІСТ

РЕФЕРАТ.....	5
ABSTRACT.....	7
ВСТУП.....	9
Розділ 1 Історія та сучасний стан видобування та використання вуглеводнів.....	10
1.1 Загальні відомості про нафту та інші горючі копалини.....	10
1.2 Геологічна будова і нафтогазоносність території України.....	18
1.3 Теоретичні основи прогнозування, пошуку, розвідки та видобування нафти.....	23
1.4 Шляхи вдосконалення існуючих та розробки прогресивних методів підвищення нафтовилучення.....	27
1.5 Мета і завдання досліджень.....	29
Розділ 2 Закономірності режиму руху нафти в породах-колекторах та чинники спрямованості підземних нафтогідравлічних процесів, що протікають в призабійній зоні експлуатаційних об'єктів свердловини.....	32
2.1 Технологічні основи режиму руху нафти в породах-колекторах.....	32
2.2 Оцінка умов реалізації технологій інтенсифікації руху рідких вуглеводнів.....	36
2.3 Вихідні положення завдання вдосконалення технологій інтенсифікації руху нафти в призабійній зоні експлуатаційних об'єктів свердловини.....	46
2.4 Висновки за другим розділом.....	48
Розділ 3 Особливості циркуляційних нафтогідравлічних процесів при використанні пінних систем для збільшення показника витиснення залишкової нафти.....	49
3.1 Класифікація особливостей і взаємозв'язку між різними явищами процесу витиснення нафти пінними системами.....	49
3.2 Оцінка властивостей активованих рідин для створення нафтогідравлічних пінних систем.....	55
3.3 Висновки за третім розділом.....	62
Розділ 4 Теоретичні та лабораторні дослідження процесів створення та застосування пінних систем у технологіях інтенсифікації витиснення залишкової нафти з пластів-колекторів.....	63
4.1 Визначення композиційних рецептур пінних систем та	

техніко-технологічних засобів їх створення за умов дотримання високих значень показників критерію інтенсифікації витиснення залишкової нафти.....	63
4.2 Особливості технології застосування пінних систем у технологіях інтенсифікації витиснення залишкової нафти з пластів-колекторів.....	71
4.3 Висновки за четвертим розділом.....	75
Розділ 5 Попередня оцінка технологічного ефекту та економічної обґрунтованості впровадження методів підвищення нафтовилучення.....	76
Розділ 6 Охорона праці при лабораторних, стендових та промислових дослідженнях прогресивних методів підвищення нафтовилучення.....	78
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ.....	87
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ.....	89

## РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: с. 93, рис. 13, табл. 7, літературних джерел 59.

Об'єкт розробки: прогресивні методи підвищення нафтовилучення.

Мета дипломної роботи: аналітичне проектування і розрахунок та лабораторне дослідження параметрів існуючих і запропонованих технологій підвищення вилучення нафти з порід-колекторів, вдосконалення яких сприятиме значному збільшенню відсоткового показника нафтовилучення та забезпечить сталість процесу відпрацювання родовищ рідких вуглеводнів з високою мірою продуктивності і економічності.

У вступі коротко викладена проблематика росту ступеня вилучення з надр нафти, газу та газового конденсату.

У першому розділі приведений огляд досліджень і розробок в області інтенсифікації руху нафти в породах-колекторах, особлива увага приділена проблемним питанням, що виникають при відпрацюванні позначених технологій, також намічені шляхи подальшого вдосконалення прогресивних методів підвищення нафтовилучення, сформульовані мета і завдання досліджень.

У другому розділі висвітлені основні закономірності режиму руху нафти в породах-колекторах, визначені впливові чинники спрямованості підземних нафтогідравлічних процесів, що протікають в призабійній зоні експлуатаційних об'єктів свердловини, сформульовано вихідні положення завдання їх вдосконалення; позначені передумови створення інноваційних методик підвищення нафтовилучення.

У третьому розділі розглянуто ґрунтовні положення теорії та практики циркуляційних нафтогідравлічних процесів при використанні пінних систем для збільшення показника витиснення залишкової нафти та надано оцінку властивостям активованих рідин для створення ефективних нафтогідравлічних пінних систем.



Четвертий розділ присвячений теоретичним та лабораторним дослідженням процесів створення та застосування пінних систем у технологіях інтенсифікації витиснення залишкової нафти з пластів-колекторів, зокрема в ньому визначено композиційні рецептури та наведено особливості технології застосування пінних систем у технологіях інтенсифікації витиснення залишкової нафти.

П'ятий розділ містить інформацію про попередню оцінку технологічного ефекту та економічної обґрунтованості впровадження методів підвищення нафтовилучення на родовищах вуглеводнів.

Шостий розділ визначає заходи з охорони праці при лабораторних, стендових та промислових дослідженнях прогресивних методів підвищення нафтовилучення, а також в ньому викладені основні вимоги по техніці безпеки в приміщеннях розумової праці.

Практичне значення роботи полягає в створенні принципово нової технології підвищення вилучення нафти з порід-колекторів, впровадження якої сприятиме значному збільшенню відсоткового показника нафтовилучення та забезпечить сталість процесу відпрацювання родовищ рідких вуглеводнів з високою мірою продуктивності і економічності.

Розроблені технічні та технологічні рішення можуть бути впроваджені на основних об'єктах ведення видобутку рідких вуглеводнів як в Україні, так і за кордоном.

НАФТА, ПОРОДА-КОЛЕКТОР, ВУГЛЕВОДНІ, НАФТОВИЛУЧЕННЯ, ПІННІ СИСТЕМИ, ІНТЕНСИФІКАЦІЯ ВИТИСНЕННЯ, СВЕРДЛОВИНА, ПОВЕРХНЕВО-АКТИВНА РЕЧОВИНА.

**ABSTRACT**

Explanatory message: p. 93, fig. 13, tabl. 7, literary sources 59.

Object of development: progressive methods of increase petroleum of exception.

Purpose of diploma work: the analytical planning and calculation and laboratory research of parameters of existent and offered technologies of increase of exception of oil is from the rocks of collectors, perfection of which will assist the considerable increase of percent index petroleum exception and will provide constancy of process of working off the deposits of liquid hydrocarbons with the high measure of the productivity and economy.

In an entry the shortly expounded problems of height of degree of exception are from the bowels of the earth of oil, gas and gas runback.

In the first section the brought review over of research and developments in area of intensification of motion of oil in rocks collectors, the special attention is spared to the problem questions which arise up at working off the marked technologies, also set ways of further perfection of progressive methods increases of petroleum exception, formulated purpose and task of researches.

In the second section basic conformities to law of the mode of motion of oil are lighted up in rocks collectors, the influential factors of orientation of underground petroleum hydraulic processes which flow in the coalface area of operating objects of mining hole are certain, initial positions of task of their perfection are formulated; marked pre-conditions of creation of innovative methods of increase of petroleum exception.

In the third section sound positions of theory and practices of circulation petroleum hydraulic processes are considered at the use of the foamy systems for the increase of index of moving away of remaining oil and an estimation is given to properties of the activated liquids for creation of the effective petroleum hydraulic foamy systems.

A fourth section is devoted by theoretical and laboratory research of processes of creation and application of the foamy systems in technologies of intensification of displace of remaining oil from the layers of collectors, in particular in him the composition compounding is certain and features over of technology of application of the foamy systems are brought in technologies of intensification of displace of remaining oil.

A fifth section contains information about the preliminary estimate of technological effect and economic validity of introduction of methods of increase of oils of extract on the deposits of hydrocarbons.

A sixth section determines measures on a labour protection at laboratory, stand and industrial researches of progressive methods of increase oil of extract, and also in him the basic requirements are expounded on accident prevention in the apartments of mental work.

The practical value of work consists in creation fundamentally new technologies of increase of extract of oil from the rocks of collectors, introduction of which will assist the considerable increase of percent index oil of extract and will provide constancy of process of working off the deposits of liquid hydrocarbons with the high measure of the productivity and economy.

Worked out technical and technological decisions can be the conducts of extract of liquid hydrocarbons inculcated on basic objects both in Ukraine, and abroad.

OIL, ROCK COLLECTOR, HYDROCARBONS, OIL OF EXTRACT, FOAMY SYSTEMS, INTENSIFICATION OF DISPLACE, BORE HOLE, SURFACTANT.



Беззаперечним є те, що нафтова і газова промисловість – це одна з основних потужних галузей народного господарства багатьох держав, не є виключенням і Україна.

Частка нафти і газу в паливно-енергетичному балансі країн безперервно зростає. Останнім часом все частіше до експлуатації залучаються родовища, які залягають на значній глибині. Це явище закономірне, оскільки розвідка та розробка корисних копалин взагалі і, зокрема, нафти, газу чи газового конденсату звичайно здійснюється від поверхні, а потім в глибину. Ця тенденція, очевидно, буде зберігатись і в майбутньому. Тому необхідно приділяти належну увагу методам аналізу властивостей гірських порід та пластових флюїдів в умовах високих тисків та температур.

У міру розвитку нафтогазової галузі загострюється проблема росту ступеня вилучення з надр нафти, газу та газового конденсату. Рух рідини та газу в пластах виникає щоразу, коли починають видобувати нафту чи газ, чи обидва ці компоненти разом. Цей рух має специфічні особливості, що відрізняє його від руху рідин та газів у трубах чи відкритих руслах, і називається фільтрацією. Знати особливості цього руху в пористому чи тріщинному середовищі необхідно для здійснення успішної розробки нафтових і газових родовищ.

Процес вилучення нафти і газу з пласта супроводжується фізико-хімічними явищами, що виникають у нафто- чи газонасиченому пласті. Так, якщо рух рідини відбувається через порові звуження, всередині гірської породи виникають поверхневі явища на стінках каналів, які зумовлені взаємодією між молекулами рідини та твердого тіла. При зміні пластового тиску природний газ може розчинятися в пластовій рідині (нафті) або виділятися з неї.

Для ефективної розробки нафтових, газових та газоконденсатних родовищ необхідно володіти не тільки загальними відомостями про геометричні розміри (площа та потужність) продуктивних пластів в умовах залягання, але й детальними даними про їх структуру, колекторські властивості та ступінь нафтогазонасичення та нафтогазовилучення.

## **Розділ 1. Історія та сучасний стан видобування та використання вуглеводнів**

### **1.1 Загальні відомості про нафту та інші горючі копалини**

Паливна промисловість є однією з найважливіших галузей промислового виробництва. Вона охоплює всі процеси видобутку і переробки кам'яного і бурого вугілля, горючого газу, нафти, торфу [1].

Вугільна промисловість включає видобуток кам'яного і бурого вугілля. Місцями видобутку кам'яного вугілля є Донецький і Львівсько-Волинський басейни [2].

Кам'яне вугілля видобувають в Донбасі (Донецькій та Луганській областях) його видобуток організовано також у Західному Донбасі (Дніпропетровська область), де частково здійснюється нове шахтне будівництво [3].

У західній частині України - на півночі Львівської та південному заході Волинської областей - створено другий в Україні Львівсько-Волинський кам'яновугільний басейн. Вугілля басейну використовують на електростанціях. Буре вугілля видобувають переважно в Кіровоградській і Черкаській областях у межах Дніпровського буровугільного басейну. Це вугілля досить вологе і зольне, низькокалорійне. Його використовують у близько розташованих районах, оскільки перевезення на значні відстані нераціональне. Незначну кількість бурого вугілля видобувають також у Житомирській області [4].

Нафтова промисловість спеціалізується на нафтовидобутку і нафтопереробці. Ці галузі виникли в Передкарпатті на початку другої половини XIX ст. в трьох місцях - у Бориславі, біля Надвірної (поблизу Івано-Франківська), і в районі Коломиї [5]. Наприкінці XIX - на початку XX ст. Передкарпаття стало відомим у світі центром видобутку рідкого палива. Найбільше нафти у Передкарпатті було видобуто в 1909 р. - 2 млн. тонн, що становило 5% світового видобутку [6]. Пізніше нафтовидобуток тут різко

скоротився. Новим центром видобутку нафти стало м. Долина на Івано-Франківщині. Пізніше нафтовидобуток був освоєний у районі Дніпровсько-Донецької западини. Тут розробляються Охтирське і Качанівське родовища - на Сумщині, Гнідинцівське, Прилуцьке та ін. - на Чернігівщині, Сагайдацьке, Радченківське – на Полтавщині.

Газова промисловість України зародилася в Передкарпатті у 20-ті роки ХХ ст. До 50-х років це був основний район видобутку природного горючого газу [2]. Видобуток здійснювався у Дашаві, Більче-Волиці, Угерську, Опарах, Калуші та на інших родовищах, які нині вже майже вичерпані.

У 60-х роках минулого століття газова промисловість почала швидко розвиватися в Дніпровсько-Донецькій западині на базі Шебелинського, Єфремівського, Хрестищенського та інших родовищ. Тут зосереджується основний газовидобуток України [5].

Торф'яна промисловість розвинута у північній частині України, в районах зосередження основних запасів торфу (Чернігівська, Рівненська, Львівська, Житомирська, Волинська області). Торфу на паливо видобувається небагато, переважно для місцевих потреб [2].

Сланцевий газ – тип нетрадиційного газу, що видобувається із сланцевих порід з використанням технології гідравлічного розриву пласта та горизонтального буріння [7]. Горючі сланці є породою змішаного уламкового й органогенного походження. Вони утворилися на дні морів, лагун та озер при одночасному осадженні глинистих частинок, карбонатів та сапропелевого мулу з органічними залишками (планктон, рослини) в умовах обмеженої циркуляції води та повітря. Накопичена органічно-мінеральна маса поступово перетворилась у щільну осадову породу, яка на 15 - 40% складається з органічних сполук [8].

Перші родовища горючих сланців утворились більше 1 млрд. років тому, в докембрії [9]. Близько 40% усіх сланців утворились в палеозойську еру, 30% – в мезозойську та 25% – в кайнозойську. Поклади горючих сланців звичайно являють собою пласти товщиною в кілька метрів. Однак, зустрічаються

сланцеві поклади загальною товщиною до 600 м із частим перешаруванням пластів горючих сланців і різних осадових порід.

Потенціал покладу горючих сланців характеризується кількістю і якістю органічних сполук, а також рівнем їх термічної зрілості [11].

Якісним показником газової ефективності горючого сланцю є вміст керогена, тобто вуглецевмісної органіки. Обсяг доступного газу в сланцевому пласті прямо пропорційний товщині сланцевого шару. Отже, найбільш вигідними є потужні і термічно-зрілі сланці. Як правило, вони відносяться до палеозойської і мезозойської ери, зокрема, до пермського, девонського, ордовіцького і силурійського періодів [12].

На території України знаходяться два основних родовища горючих сланців, з яких можливе видобування природного газу, а саме: Львівсько-Люблінський басейн на заході країни (видобувні запаси сланцевого газу оцінюють на рівні 1,47 трильйона метрів кубічних) та Дніпровсько-Донецький басейн – на сході (видобувні запаси сланцевого газу оцінюють на рівні 2,15 трильйонів метрів кубічних) [2].

Існує безліч теорій походження вуглеводневих корисних копалин [5]. Що до нафти, то на сьогоднішній час у вчених немає одностайної думки про її утворення, тому існує багато гіпотез на рахунок цього. Першою гіпотезою є гіпотеза органічного походження нафти, так звана біогенна теорія. Одним з перших, хто науково обґрунтував це твердження був М.В. Ломоносов. Він вважав, що нафта, як і вугілля утворилась з рослинних решток [13]. Пізніше вчені довели, що вона може утворюватись і з тваринних решток [5]. На думку сучасних прихильників органічної теорії нафта утворюється наступним способом. Рештки рослин і тварин нагромаджуються на дні морів та озер у вигляді мулу, який покривається новими шарами відкладів, ущільнюється і перетворюється в осадову породу. При цьому органічні рештки розкладаються бактеріями і утворюється велика кількість метану, вуглекислого газу, води і деяка кількість рідких твердих вуглеводнів – розсіяної нафти. В міру поглиблення та ущільнення мулу, з нього, у породи, які залягають вище,



вистискається розсіяна нафта разом з газом. Там вона отримує властивості «справжньої» нафти. Далі вона повільно переміщується по порах та тріщинах вверх, де при сприятливих умовах формуються її поклади. Цей процес відбувається при температурі 100 – 200 °С, яка характерна для глибини 4 – 6 км, яку називають головною зоною нафтоутворення [6].

Іншою гіпотезою є гіпотеза про неорганічне походження нафти, так звана абіогенна теорія походження нафти [11]. Згідно з нею в мантії Землі при дуже високих температурах вуглець та водень утворюють ненасичені вуглеводневі радикали  $-CH_2-$  і  $-CH_3$ . Через великий перепад тисків вони переміщуються по глибинних розломах і в процесі руху утворюють насичені нафтові вуглеводневі сполуки. Далі цей рух приводить їх в пастки, які виникають в проникних породах. До цієї гіпотези належить також твердження про космічне походження нафти. Тобто, коли Земля формувалася як планета, вона захопила водень з первинної (космічної) газової матерії. Після того, як в результаті охолодження утворилась земна кора, «космічний» водень по розломах в ній став підніматися з надр на поверхню Землі. При цьому він вступає в реакцію з вуглецем рідкої магми, утворюючи нафтові вуглеводні.

В останній час суперечки про походження нафти стихли, тому що вченим вдалося отримати докази можливості утворення вуглеводнів як органічним, так і неорганічним шляхом. Але це питання ще не закрито, бо від відповіді на нього залежить ефективність пошуків нафтових і газових родовищ [14].

Природний газ утворюється такими ж способами як і нафта [6], а саме: органічним та неорганічним способом. При перегниванні органічних решток утворюються легкі газуваті вуглеводні та їх гомологи, які накопичуються в розломах та нішах земної кори. При неорганічному утворенні – вуглець насичується невеликою кількістю водню, створюючи метан і його похідні.

Сучасне наукове дослідження складу вугілля показало: воно утворилось із решток рослин, які накопичувались в торфових болотах [2]. Вищі рослини (дерева, кущі, трави), а також мохи дали початок торфу і гумусовому вугіллю; тварини та нижчі рослини, відмираючи, утворюють сапропелеве вугілля.



Найбільш поширене – гумусове. Під мікроскопом в них можна побачити його складові частини – це не розкладені рештки дерев; спори, пилок, кору, смолу древніх рослин; частково розкладені залишки дерев з добре вираженою клітинною структурою. Далі болота, то покривалися пишною рослинністю, то заносились мулом та піском. Багаторазова зміна природних умов привела до формування багатошарових вугільних басейнів [3]. Там, де довгий час існували сприятливі умови, утворились великі маси торфу, з яких виникли пласти вугілля різної форми з місцями значної товщини до 100 м та більше.

Викопне вугілля розділяють на три групи [1]: буре, кам'яне та антрацит. Такий поділ фактично відображає стадії їх утворення. Під дією температури і тиску торф ущільнюється, втрачає воду та летючі речовини (кисень, водень), накопичуючи при цьому вуглець [15]. Поступова зміна органічної речовини породжує послідовний ряд горючих копалин: торф – крихке буре вугілля – щільне буре вугілля – кам'яне вугілля – антрацит – графіт.

Для того, щоби рослинні рештки могли зберігатися довгий час і створювати великі поклади торфу необхідні особливі умови, а саме: щоб швидкості прогинання дна болота і накопичення залишків рослин співпадали. Такі умови найбільше відповідають помірному клімату, тому торф'яні поклади поширені в середніх та високих широтах – в зонах лісостепу, тайги і тундри, в яких умови для утворення торфовищ найбільш сприятливі, оскільки процеси росту і розкладу рослин загальмовані. Тут рослинна маса накопичується тисячоліттями, по 1мм/рік [4].

Горючі сланці утворились в озерах і морських лагунах [16], де відмерлі рослини і та залишки тварин переробляються личинками комах, молюсками і мікроорганізмами, перетворюються в сапропель. В більш глибоких шарах цього мулу перетворення органічної речовини йде без доступу повітря в результаті діяльності анаеробних бактерій. Так народжується органічна речовина сланців – кероген. При зануренні сланців на великі глибини, де температура і тиск ростуть, кероген розкладається. Утворюються різноманітні вуглеводні, які при сприятливих умовах можуть створювати родовища нафти і газу.

Основний спосіб промислового видобутку нафти – вилучення її із земних надр за допомогою бурових свердловин. У 1859 р в США, а в 1865 р в Україні були пробурені перші нафтові свердловини [17].

Сучасна технологія видобутку нафти включає три етапи: рух нафти по пласту до свердловин внаслідок різниці тисків в пласті і на вибої свердловини (розробка родовища); рух нафти від вибою свердловин до їх гирла на поверхні (експлуатація свердловин); збір нафти і супроводжуючих її газу і води на поверхні, відділення газу і води від нафти, повернення води в пласт, збір попутного газу [18].

Для того щоб забезпечити переміщення нафти в пласті до забою експлуатаційної свердловини, в даний час, як правило, в пласт нагнітають воду. Для невеликих покладів застосовується законтурне, а для середніх і великих – внутрішньоконтурне заводнення. При внутрішньоконтурному заводненні на території покладів через три - п'ять рядів експлуатаційних свердловин розташовують нагнітальні свердловини для подачі в пласт води. Збільшенням співвідношення між числом нагнітальних і експлуатаційних свердловин, а також підвищенням тиску води можна інтенсифікувати вплив на пласт [19].

Методи штучного заводнення дозволяють підвищити віддачу пласта з 30 - 35% до 40 - 45%. Подальшого збільшення нафтовіддачі домагаються за допомогою нових методів впливу на пласт: прогрівом привибійної зони свердловини спеціальними нагрівачами, закачуванням в пласт гарячого газу або води, створюванням внутрішньопластового, рухомого вогнища горіння; закачуванням в пласт з нафтою агентів-розчинників, які добре змішуються з водою (пропану, вищих спиртів), сірчаної та соляної кислоти і поверхнево-активних речовин [7, 13, 19].

Рух нафти від вибою свердловини до гирла проводиться як за рахунок природного фонтанування, так і за допомогою механізованих способів [18]. При природному фонтануванні нафта виливається на поверхню під тиском пластової енергії. Фонтанний видобуток застосовується на першому етапі експлуатації свердловини; у міру зниження пластового тиску фонтанування

послаблюється, і свердловину переводять на механізований видобуток. До механізованих способів видобутку нафти відносять газліфтний та глибиннонасосний спосіб. При газліфтному методі в свердловину нагнітають за допомогою компресора вуглеводневий газ, який, змішуючись з нафтою, сприяє її виносу на поверхню. При глибиннонасосному методі використовуються занурені в свердловину штангові, електровідцентрові або лопатеві насоси [13].

Нафта, яку видобувають із свердловин, містить пластову воду з розчиненими солями, газами органічного (від  $\text{CH}_4$  до  $\text{C}_4\text{H}_{10}$ ) і неорганічного ( $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{CO}_2$ ) походження, механічні домішки (пісок, глина, вапняк). Перед транспортуванням від нафти відокремлюють газ, механічні домішки, основну частину води та солей [19].

На підприємства з переробки нафту подають трубопровідним, водним (танкери, баржі) і залізничним (цистерни) транспортом [20].

Найбільш економічно вигідне транспортування нафти по трубопроводах - собівартість перекачування нафти в 2 - 3 рази нижча, ніж вартість перевезення залізницею. Мережа магістральних нафтопроводів пов'язує нафтовидобувні райони з нафтопереробними заводами [18].

Нафта транспортується по трубопроводах діаметром 300 - 1200 мм, причому 40% від загальної протяжності припадає на нафтопроводи діаметром 800 - 1200 мм.

По довжині магістральних нафтопроводів розміщена мережа проміжних перекачувальних станцій, які оснащені насосами з продуктивністю 1250 - 12500  $\text{м}^3/\text{год}$ , що розвивають тиск на виході до 6,4 МПа.

Магістральні нафтопроводи та нафтопроводи-відводи, по яких нафта надходить на територію нафтопереробних заводів, закінчуються приймальними пунктами, на яких розташовуються фільтри і лічильники для обліку вхідної нафти.

Для запобігання корозійного руйнування нафтопроводів і захисту від блукаючих струмів застосовують антикорозійну ізоляцію і електрохімічні методи захисту. При перекачуванні нафт з високою в'язкістю та високою

температурою застигання споруджують станції підігріву, поєднуючи, де це можливо, зі станціями перекачування.

Вибір напрямку переробки нафти й асортиментів одержуваних нафтопродуктів визначається фізико-хімічними властивостями нафти, рівнем технології нафтопереробного заводу й дійсною потребою господарств у товарних нафтопродуктах. Розрізняють три основних шляхи переробки нафти: паливний; паливно-мастильний; нафтохімічний [21].

За паливним варіантом нафта переробляється в основному на моторні й котельні палива. Паливний варіант переробки відрізняється найменшим числом технологічних установок і низькими капіталовкладеннями. Розрізняють глибоку й неглибоку паливну переробку. При глибокій переробці нафти прагнуть одержати максимально можливий вихід високоякісних автомобільних бензинів, зимових і літніх дизельних палив і палив для реактивних двигунів літаків. Вихід котельного палива в цьому варіанті зводиться до мінімуму. Таким чином, передбачається такий набір процесів вторинної переробки, при якому з важких нафтових фракцій і залишку – гудрону одержують високоякісні легкі моторні палива. За цим варіантом застосовуються каталітичні процеси – каталітичний крекінг, каталітичний риформінг, гідрокрекінг і гідроочищення, а також термічні процеси, наприклад коксування. Переробка заводських газів у цьому випадку спрямована на збільшення виходу високоякісних бензинів. При неглибокій переробці нафти передбачається високий вихід котельного палива.

При паливно-мастильному варіанті переробки нафти поряд з паливами одержують мастила. Для виробництва мастил звичайно підбирають нафти з високим потенційним вмістом масляних фракцій. У цьому випадку для вироблення високоякісних масел потрібна мінімальна кількість технологічних установок. Масляні фракції (фракції, що википають вище  $350^{\circ}\text{C}$ ), виділені з нафти, спочатку піддаються очищенню вибірковими (селективними) розчинниками: фенолом або фурфуролом, щоб видалити частину смолистих речовин і нижчі вуглеводні, потім проводять депарафінізацію за допомогою сумішей метилетилкетону або ацетону з толуолом для зниження температури



застигання масла. Закінчується обробка масляних фракцій доочищенням відбілюючими глинами. Таким чином одержують дистильтні масла (легкі й середні індустриальні, автотракторні й ін.) та залишкові масла (авіаційні, циліндрові), які виділяють із гудрону шляхом його деасфальтизації рідким пропаном. При цьому утворюються деасфальт і асфальт. Деасфальт піддається подальшій обробці, а асфальт переробляють у бітум або кокс [15].

Нафтохімічний варіант переробки нафти в порівнянні з попередніми варіантами відрізняється більшим асортиментом нафтохімічної продукції й у зв'язку із цим найбільшим числом технологічних установок і високими капіталовкладеннями. Нафтопереробні заводи, будівництво яких проводилося в останні десятиліття, спрямовані на нафтохімічну переробку. Нафтохімічний варіант переробки нафти являє собою складне поєднання підприємств, на яких крім вироблення високоякісних моторних палив і олив не тільки проводиться підготовка сировини (олефінів, ароматичних, нормальних та ізопарафінів вуглеводнів і ін.) для органічного синтезу, але й здійснюються складні фізико-хімічні процеси, пов'язані з багатотоннажним виробництвом азотних добрив, синтетичного каучуку, пластмас, синтетичних волокон, миючих речовин, жирних кислот, фенолу, ацетону, спиртів, ефірів і багатьох інших хімікалій. У цей час із нафти одержують тисячі продуктів. Основними групами є рідке паливо, газоподібне паливо, тверде паливо (нафтовий кокс), мастильні й спеціальні масла, парафіни й церезини, бітуми, ароматичні сполуки, сажа, ацетилен, етилен, нафтові кислоти і їхні солі, вищі спирти [21].

## **1.2 Геологічна будова і нафтогазоносність території України**

На платформенній частині України виділяються такі найважливіші геологічні структури: Український кристалічний щит та Воронезька антекліза; Дніпровсько-Донецька западина, Донецька складчаста споруда; Причорноморська, Львівська і Закарпатська западини; Волино-Подільська та Скіфська плити; Передкарпатський прогин; гірські споруди Карпат, Добруджи



та Криму; шельф Чорного та Азовського морів. Усі вони характеризуються різною нафтогазоносністю [22].

Передкарпатська нафтогазоносна область відповідає однойменному передовому прогину, який займає проміжне положення між Волино-Подільською плитою Східноєвропейської платформи і Карпатською складчастою спорудою. В межах України прогин простягається з північного заходу на південний схід на відстань близько 300 км за ширини 40 - 60 км.

Для Передкарпатської нафтогазоносної області виявлено досить чітку закономірність розміщення нафтових і газових родовищ. У Зовнішній зоні зосереджені переважно газові родовища, у Внутрішній - нафтові і нафтогазоконденсатні [23].

Новим районом нарощування запасів нафти є південно-східна частина піднасуву Покутсько-Буковинських Карпат, де у 1984 р. було відкрито Лопушнянське нафтове родовище у палеоген-крейдово-юрських відкладах з дебітами нафти до 300 м<sup>3</sup>/добу [24].

Загалом у Західному регіоні налічується 85 родовищ нафти і газу. Початкові ресурси регіону - 1,75 млрд. т умовного палива, або 21 % усіх ресурсів України.

Дніпровсько-Донецька нафтогазоносна область приурочена до однойменної тектонічної западини ДДЗ. На цей час у межах ДДЗ відкрито понад 202 родовища, зокрема 20 газових, 28 нафтових, 6 газонафтових та 99 газоконденсатних, у яких запаси газу становлять близько 74 %, нафти - майже 19 і конденсату - приблизно 7 % [25].

Нафта і газ разом із водою циркулюють в літосфері у породах-колекторах, що характеризуються відносно високою проникністю [22]. За мінеральним складом нафтогазові колектори поділяються на кварцові, кварц-польовошпатові, карбонатні та евапоритові (хемогенні). Продуктивні пласти-колектори характеризуються великим розмаїттям, що обумовлюється різним мінеральним складом скелета, типом міжзернового цементу, глинистістю,

розміром пор і зерен породи та ін. За типом порового простору виділяються: міжзернові, міжзерново-тріщинні, тріщинні, тріщинно-кавернові і кавернові.

Пористість гірських порід характеризує наявність в них порожнин (пор). Саме завдяки пористості породи можуть вміщувати рідини і гази. Розрізняють загальну, відкриту та закриту пористість. Загальна пористість – сумарний об'єм відкритих та закритих пор мінералу або гірської породи. Відкрита пористість – об'єм пор, які сполучаються з атмосферою (або іншим середовищем в якому знаходиться порода (мінерал)). Закрита пористість – об'єм пор, що не сполучаються із зовнішнім середовищем (обчислюється за різницею між загальною та відкритою пористостями) [26].

Величина пористості тісно пов'язана з речовинним складом гірських порід. В мулах, лесах вона досягає 80%; в осадових гірських породах (вапняки, доломіти, пісковики) змінюється від одиниць до 35%; у вулканогенно-осадових породах (туфопісковики, туфіти) – в межах 5 – 20%; в магматичних породах – не більше 5%. Пористість визначає такі фізичні властивості гірських порід, як міцність, швидкість поширення пружних хвиль, стисливість, електричні, теплофізичні та ін. параметри.

Пористість обумовлює проникність – здатність породи пропускати через систему сполучених пор рідини (воду, нафту та ін.) і гази або інші суміші за наявності перепаду тиску. Проникність кількісно характеризує фільтраційні властивості колектору [14].

Через відсутність зв'язку між порами порода може бути непроникною навіть за високої загальної пористості (крейда, мергель, деякі глини). Проникність тих самих порід для різних флюїдів неоднакова: породи, непроникні для нафти і води, можуть бути проникними для газу (внаслідок його більшої проникної здатності), а породи, що непроникні для високов'язких нафт – проникними для малов'язких [9].

Поклад нафти або газу – природне, локальне скупчення нафти і газу в одному або декількох сполучених між собою пластах-колекторах, що контролюються єдиним (спільним) водонафтовим чи газонафтовим контрактом.

Якщо скупчення вуглеводнів досить велике і рентабельне для розробки, його називають промисловим покладом нафти і газу [13].

Форма і розміри покладу вуглеводнів пов'язані з формою і розміром пастки. Основний параметр покладу – його запаси.

Вуглеводневі флюїди в земній корі залягають в обмеженому пористому просторі. Існування їх обумовлюється співвідношенням колекторів з непроникними породами – покришками [16, 22].

Покришка – комплекс малопроникних гірських порід, що перекривають продуктивний колектор і перешкоджають руйнуванню покладу вуглеводнів. До порід, що утворюють покришки належать солі, глини, аргіліти, гіпси, крейда, щільні вапняки та ін. Наявність у геологічному розрізі покришок – основна умова збереження покладів нафти і газу в літосфері, де вони зберігають свої ізоляційні властивості при певних умовах температур і тисків протягом довгого геологічного часу. За певного перепаду тиску екрануюча здатність покришки зменшується, і через неї може відбуватися фільтрація вуглеводнів. Це ж відбувається і при збільшенні температури. Товщина покришок коливається від кількох метрів до десятків і сотень метрів (в регіональних покришках). Кращими (найгерметичнішими і найбільшими за площею) покришками є соленосні товщі, а найпоширенішими – глинисті [27].

Виходячи з розмірів, розрізняють покришки регіональні, зональні і локальні. Регіональні – розвинені в межах нафтогазоносних областей та провінцій – характеризуються великою потужністю та літологічною однорідністю. Зональні покришки поширені в межах цілої зони нафтогазонакопичення або декількох родовищ, а локальні – одного родовища [16].

Нафта і газ в земних надрах знаходяться у природних резервуарах, формування яких обумовлено наявністю порід-колекторів, що перекриваються покришками. За колекторськими властивостями і умовами залягання розрізняють: пластові, масивні, пластово-масивні та літологічно обмежені резервуари (рис. 1.1).

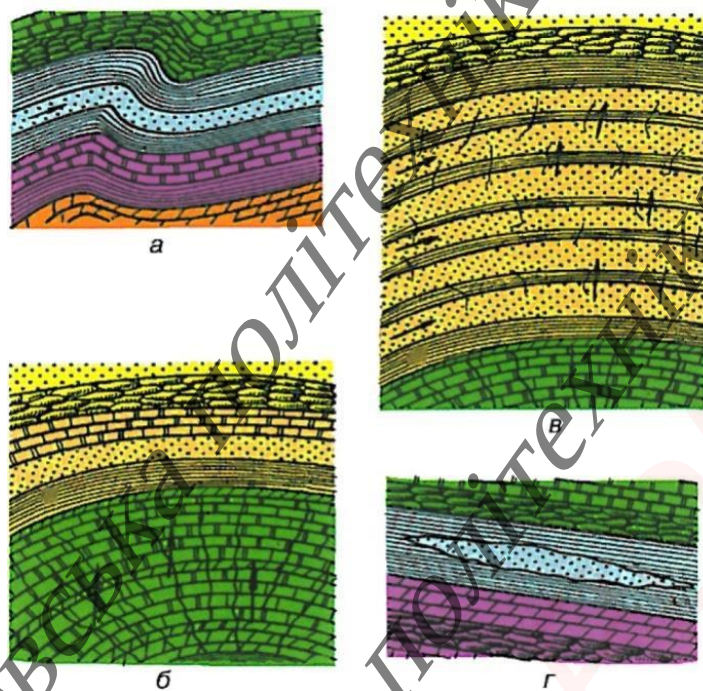


Рисунок 1.1. Природні резервуари вуглеводнів; а – пластовий; б – масивний; в – пластово-масивний; г – літологічно обмежений

Поза ділянками накопичення вуглеводні у природних резервуарах знаходяться у постійному русі. Разом з водою та іншими флюїдами вони фільтруються крізь зони проникності у гірських породах. З глибиною швидкість їх руху зменшується, проте в зонах тектонічних розривних порушень (розломів) вона має високі значення і на великих глибинах [14].

Пластовий резервуар звичайно характеризується невеликою товщиною і розповсюджується на величезні площі (сотні і тисячі км<sup>2</sup>). Знизу і зверху він обмежується флюїдонепроникними породами. Флюїди у такому резервуарі рухаються із зон найбільшого напору (найбільшої глибини) до зон найменшого напору (найменшої глибини) [5].

Масивний резервуар  $\square$  велика товща (до 1,0 км і більше) проникних порід, що перекрита згори і з боків непроникними породами. Часто резервуари такого типу формуються у древніх (викопних) рифах. Фільтрація вуглеводнів тут відбувається у бік покришки.

Пластово-масивний резервуар – комбінація пластового і масивного резервуарів. Це, як правило, товщі колекторів, що перешаровуються з



флюїдотривкими пластами. Але внаслідок існування чисельних тектонічно послаблених ділянок (зон розривних порушень) у цьому масиві гірських порід, увесь він є єдиною флюїдодинамічною системою. У такому резервуарі вуглеводні фільтруються як у горизонтальному (по породах – колекторах) так і у вертикальному (по зонах розривних тектонічних порушень) напрямках.

Літологічно обмежений резервуар – це товща порід-колекторів, що з усіх боків оточена флюїдонепроникними породами. Він, зазвичай має вигляд лінзи. Флюїди через невеликі розміри резервуару рухаються у ньому в обмеженому просторі.

Ємність нафтогазових резервуарів визначається їхніми розмірами і величиною пористості колектора. Найбільшу ємність мають перші три типи резервуарів [26].

### **1.3 Теоретичні основи прогнозування, пошуку, розвідки та видобування нафти**

Прогнозування продуктивності окремих геологічних об'єктів відбувається шляхом аналізу критеріїв оцінки нафтогазоносності [23].

Критерії оцінки нафтогазоносності – це ознаки нафтогазоносності, на основі яких проводиться визначення можливої нафтогазоносності геологічних об'єктів за ступенем їхньої перспективності. При цьому виділяється п'ять основних груп критеріїв: структурно-тектонічні, літолого-фаціальні, геохімічні, гідрогеологічні [28] та природні нафтогазопрояви (табл. 1.1). Перші чотири групи критеріїв належать до опосередкованих, а остання – до прямих ознак нафтогазоносності надр.

Прямі ознаки безпосередньо вказують на наявність нафти чи газу в надрах земної кори. До них відносяться природні нафтогазопрояви. Прямі ознаки не можуть бути безпосередньо залучені для кількісної оцінки нафтогазоносності геологічного об'єкта.



ОПОСЕРЕДКОВАНІ	<b>I Структурно-тектонічні:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– тип геотектонічного елементу;</li> <li>– розмір басейну седиментації і товщина осадового чохла;</li> <li>– режим тектонічних рухів;</li> <li>– плитотектонічний розвиток території;</li> <li>– ступінь тектонічного розчленування та дислокованості порід;</li> <li>– геоструктурна зональність розміщення скупчень нафти і газу;</li> <li>– амплітуда неотектонічних рухів;</li> <li>– наявність сприятливих структур;</li> <li>– регіональне положення структур;</li> <li>– історія розвитку структур;</li> <li>– співвідношення структурних планів;</li> <li>– наявність перерві незгідностей осадконагромадження</li> </ul>	<b>III Геохімічні:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– наявність органічної речовини;</li> <li>– наявність епігенетичних бітумоїдів;</li> <li>– вміст і склад вуглеводневих та неуглеводневих газів;</li> <li>– наявність рН-Еh аномалій;</li> <li>– присутність сірки, закисних форм заліза і вторинних карбонатів кальцію</li> </ul>
	<b>II Літолого-фаціальні:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– наявність сприятливих формацій;</li> <li>– наявність порід-колекторів;</li> <li>– наявність флюїдонепроникних товщ;</li> <li>– стратиграфічна приуроченість скупчень нафти і газу</li> </ul>	<b>IV Гідрогеологічні:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– гідродинамічні;</li> <li>– гідрогеохімічні;</li> <li>– водногазові;</li> <li>– геотермічні;</li> <li>– мікробіологічні</li> </ul>
ПРЯМІ	<b>V Природні нафтогазопрояви:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– макропрояви нафти і газу;</li> <li>– мікропрояви нафти і газу</li> </ul>	

Опосередковані (непрямі або побічні) ознаки нафтогазоносності вказують на наявність в надрах нафти і газу не безпосередньо, а через будь-що інше, за допомогою посередніх ланок. Іншими словами, такі ознаки є навідними, так би мовити, натяком на наявність нафти чи газу [22].

Природні нафтогазопрояви є важливою прямою ознакою наявності в надрах скупчень нафти і газу. До природних нафтогазопровів належать ознаки нафти та газу на земній поверхні у різноманітних формах і масштабах, але вони завжди пов'язані зі скупченнями нафти і газу в надрах (табл. 1.2) [16].

Виходи рідинної нафти. На земній поверхні виходи нафти трапляються у вигляді нафтових плівок на водній поверхні, просочування з пористих або тріщинуватих порід, а також, дуже рідко, у вигляді нафтових джерел та озер.

Виходи асфальтових та озокеритових утворень. Асфальт – продукт окиснення, полімеризації нафти, озокерит – природна суміш твердих вуглеводнів парафінового ряду з домішками рідких нафтових масел і смолистих речовин.

Виходи асфальтів та озокеритів трапляються у вигляді жил у тріщинах або натіків на породах.

Широке поширення озокеритові жили мають у деяких районах Західної України (Борислав, Дзвіняч, Старуня та ін.).

Таблиця 1.2

Класифікація природних нафтогазопроявів

Група нафтогазопроявів (за наявністю на земній поверхні)	Тип нафтогазопроявів (за умовами прояву)	Нафтогазопрояви (за характером прояву)
I. Видимі на земній поверхні нафтогазопрояви (макропрояви нафти і газу)	A. Нафтогазопрояви, які зумовлені процесами міграції нафти і газу	Просочування (виходи рідкої нафти). Асфальтові та озокеритові утворення. Виділення (виходи) вуглеводневого газу. Грязьові вулкани.
	B. Нафтогазопрояви, які зумовлені особливостями геологічної будови досліджуваної площі	Виходи на земну поверхню насичених нафтою та бітумінозних порід.
II. Невидимі на око нафтогазопрояви на земній поверхні (мікропрояви нафти і газу)	B. Нафтогазопрояви, які зумовлені явищами ефузії та частково дифузії	Мікроконцентрації газу подібних і пароподібних вуглеводнів у поверхневих відкладах (у ґрунтовому та підґрунтовому шарах), які можна встановити методами газової зйомки.

Смоляне озеро в Тринідаді – одно із найбільших асфальтових озер. Воно приурочено до западини глибиною понад 40 м і діаметром близько 600 м. Із нього видобуто декілька десятків мільйонів тонн асфальту.

Виходи гірських порід, просякнутих нафтою. На поверхні вони утворюють так звані закіровані породи або кіри. Тут нафта, височуючись, просочує породу і за рахунок окиснення та дегазації загусає, твердіє і утворює вароподібний покрив.

Виділення горючих вуглеводневих газів. На земній поверхні такі виділення мають місце у вигляді:

- а) бульбашок газу крізь воду;
- б) газових струменів просто у повітря (інколи загоряються);
- в) мікротоводів внаслідок процесів дифузії та ефузії вуглеводнів.

Виходи горючих вуглеводневих газів можуть бути пов'язані з покладами нафти і газу на глибині, а також з родовищами вугілля та з горючими сланцями. Потужні виходи метану на сьогодні спостерігаються з дна Чорного моря, основна маса яких пов'язана з зоною переходу зовнішнього шельфу до континентального схилу. На сьогодні тут нараховується близько 200 таких виходів.

Грязьові вулкани. Характеризуються потужними періодичними газовими викидами. Вулкан складений глинистою брекчією, піщано-глинистими утвореннями з кратером на вершині, через який під тиском викидається газ, нафта, вода, пісок, уламки порід, грязь.

Частіше всього грязьові вулкани утворюються біля розломів або в ядрах антиклінальних складок, де утворюють діапір, тобто ядро протикання.

Грязьові вулкани є супутниками молодих нафтогазоносних басейнів, які характеризуються активними тектонічними процесами. Вони з давніх часів служать практичною ознакою при пошуках покладів нафти і газу в Азербайджані, на Керченському півострові, Італії, Румунії, Туркменістані тощо. Більша частина нафтогазопошукових свердловин в Індоло-Кубанському

прогині розташована в апікальних частинах або на схилах склепінь, що утворені грязьовими вулканами.

Дно Чорного моря, особливо у підніжжі континентального схилу, усяне близько 100 грязьовими вулканами.

Наявність нафтогазопроявів свідчить про існування покладів, але відсутність нафтогазопроявів не свідчить про безперспективність даного району. Тому немає прямої залежності між інтенсивністю нафтогазопроявів і родовищами. У зонах грязьових вулканів є приклади як “порожніх”, так і продуктивних об’єктів [11].

#### **1.4 Шляхи вдосконалення існуючих та розробки прогресивних методів підвищення нафтовилучення**

Виклик припливу рідини і газу з пласта проводять різними способами в залежності від характеру колекторів, режиму покладу і величини пластового тиску [29].

При високому пластовому тиску приплив рідини і газу зумовлюється пониженням тиску на продуктивний пласт шляхом заміни в свердловині бурового розчину на воду або на нафту. Якщо заміна бурового розчину на воду чи нафту не дає результатів, рівень понижується желонкою, свабом або компресором. Найбільш ефективним є компресорний спосіб, який забезпечує в короткий термін значне пониження рівня бурового розчину [27].

Виклик припливу здійснюється також за допомогою струмінних апаратів шляхом зниження тиску в підпакерній зоні до величин, менших від гідростатичного. Технологічний процес дає змогу створювати багаторазові депресії та репресії на пласт, вимірювати криві відновлення тиску [6]. Але застосовувати їх можливо лише за певних умов: пористість і проникність продуктивних відкладів повинна бути нижча від критичних значень для даного родовища, продуктивний горизонт має складатися зі стійких порід, що не

руйнуються при створенні багаторазових миттєвих депресій в межах визначених технологічним процесом величин тощо.

Обробка привибійної зони пласта при пошуках і розвідці можна застосовувати в тих випадках, коли немає припливу флюїдів із можливо продуктивних або водоносних горизонтів [6]. З цією метою застосовуються різні методи відновлення первісних фільтраційних властивостей порід або їх покращення. Одні з них діють на всю фільтраційну систему пласта в пристовбурній зоні (метод гідромеханічного впливу), інші вибірково впливають на систему «порода – флюїд» хімічною дією, треті поєднують в собі фізико-хімічну дію. Окремим, надзвичайно важливим процесом покращення фільтраційних властивостей порід є гідравлічний розрив [27].

При гідророзриві в пласті під дією тиску, близького до гірського або більшого, утворюється тріщина, яка заповнюється водою з відсортованим кварцовим піском і додаванням (до 5%) штучного зернистого матеріалу. Використання гідророзриву істотно підвищує ефективність розвідки, особливо покладів у слабопроникних колекторах, включно з газом щільних колекторів (сланцевим газом) [7, 30].

Кислотна обробка свердловин заснована на здатності соляної кислоти розчиняти карбонатні породи і тому використовується для отримання припливу до вибою або підвищення його інтенсивності [19]. Розчиняючи карбонатні породи, кислота створює каверни, розширює канали, по яких рідина чи газ поступає в свердловини і в декілька раз збільшує їх приплив.

Газотермохімічний метод дії при горінні порохового заряду навпроти пласта дає ефект за рахунок підвищення тиску при розширенні порохів газів, підвищенні температури в зоні горіння, фізико-хімічної дії порохів газів на породи-колектори [31].

Дія на пласти методом змінних тисків досягається численними різкими посадками гумового пакеруючого елемента. В результаті привибійна частина пласта піддається гідравлічному удару інтенсивністю до 10 МПа. Такі удари разом з подальшими миттєвими зняттями навантаження після зриву пакера,



забезпечують перепад тиску на пласт до 150 – 200 МПа, що призводить до великої швидкості припливу рідини в свердловину [19].

Випробування пластів у пошукових і розвідувальних свердловинах проводиться поступово знизу догори з встановленням цементних мостів після кожного освоєння, що дає приплив рідини або газу. Мости встановлюють, коли це необхідно для охорони надр [32].

Відбір проб проводиться після того як свердловина заповнена пластовою рідиною з однаковим складом по всьому стовбуру. Для цього використовують апарат Яковлева з невеликими желонками або глибинний пробовідбірник. Проби відбираються навпроти інтервалу перфорації або вище, але не більше як на 10 - 15 м [30]. Для проведення елементарного аналізу і фракційної перегонки в лабораторних умовах необхідно відбирати пробу об'ємом не менше 3 л.

Для технічного аналізу проба відбирається після встановлення дебітів нафти і промислової цінності горизонту.

У процесі виконання гідродинамічних досліджень шляхом безпосередніх вимірів на свердловинах визначають: пластовий тиск, пластову температуру, вибійний тиск, вибійну температуру, буферний тиск, затрубний тиск, дебіти: нафти, газу і води, газовий фактор, рівень рідини у свердловині (динамічний і статичний).

На основі одержаної інформації визначають: коефіцієнт продуктивності, гідропровідність пластів, п'єзопровідність пластів, проникність пластів, радіус привибійної зони, ефективну товщину пласта, динамічну в'язкість рідини.

### **1.5 Мета і завдання досліджень**

Приведений вище огляд і аналіз наукових і технічних джерел за темою дипломної роботи показав, що за низкою питань в області відпрацювання ефективних технологій видобутку рідких вуглеводнів і розробки прогресивних методів підвищення нафтовилучення, потрібні додаткові ґрунтовні дослідження, спрямовані на створення, лабораторне та промислове

випробування і виробниче впровадження енергоефективної технології підвищення ступеня вилучення нафти з порід-колекторів, що дозволить збільшити відсотковий показник нафтовилучення, який за інтегральними оцінками знаходиться у діапазоні від 10 до 60% і тільки в окремих випадках досягає позначки 70% [7].

Метою роботи є аналітичне проектування і розрахунок та лабораторне дослідження параметрів існуючих і пропонувані технологій підвищення вилучення нафти з порід-колекторів, вдосконалення яких сприятиме значному збільшенню відсоткового показника нафто вилучення та забезпечить сталість процесу відпрацювання родовищ рідких вуглеводнів з високою мірою продуктивності і економічності.

Поставлена мета визначила необхідність рішення наступних завдань.

1. Встановити загальні закономірності режиму руху нафти в породах-колекторах та визначити впливові чинники спрямованості підземних нафтогідравлічних процесів, що протікають в призабійній зоні експлуатаційних об'єктів свердловини.

2. Вивчити основні гірничо-геологічні критерії застосування методів підвищення нафтовилучення відповідно до потреб конкретних родовищ рідких вуглеводнів.

3. Розробити раціональну фізично-математичну модель підземної нафтогідравлічної програми інтенсифікації руху рідких вуглеводнів у пластах-колекторах, в якій органічно поєднуються усі позитивні технологічні рішення прогресивних технологій нафтовилучення.

4. Вибрати і обґрунтувати технологічну схему і режими відпрацювання розроблених методів інтенсифікації руху рідких вуглеводнів у пластах-колекторах.

Аналітичні дослідження проводитимуться із застосуванням широко випробуваної для вирішення наукових завдань послідовності операцій [33]:

- формулювання завдання і складання розрахункової схеми досліджуваного об'єкту;

- розробка математичної та фізичної моделей, що описує та відтворює характер протікаючих процесів;
- вибір способу рішення поставлених завдань;
- рішення основних математичних залежностей процесу з максимальним використанням обчислювального експерименту;
- аналіз отриманих результатів;
- формулювання адекватних висновків.

## Розділ 2. Закономірності режиму руху нафти в породах-колекторах та чинники спрямованості підземних нафтогідравлічних процесів, що протікають в призабійній зоні експлуатаційних об'єктів свердловини

### 2.1 Технологічні основи режиму руху нафти в породах-колекторах

Умови знаходження води, нафти і газу в природному резервуарі залежать від взаємодії ряду факторів: співвідношення густини флюїдів, відносної насиченості порового простору кожним із компонентів, гідродинамічних умов у колекторському пласті, а також його літологічних особливостей і порової проникненості [26].

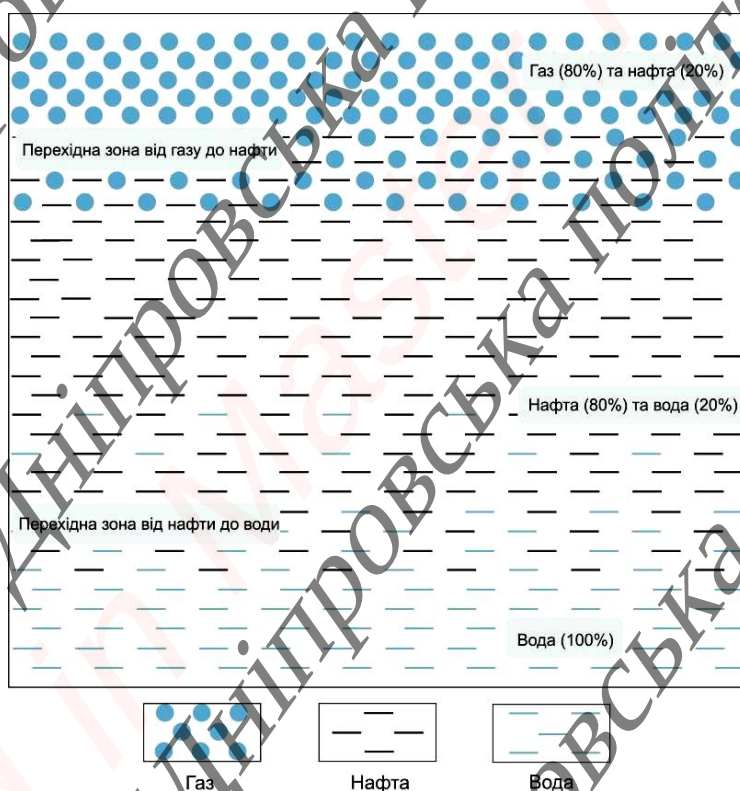


Рисунок 2.1 Відносний розподіл газу, нафти та води у типовому природному резервуарі

У пастках, що одночасно вміщують нафту, газ і воду, флюїди закономірно розподіляються по вертикалі, і кожний з них займає горизонтальний шар. Найлегша складова флюїду – газ – розташовується у поровому просторі у верхній частині пастки. Основною речовиною, що

заповнює пори продуктивного шару, є нафта. Ще нижче поровий простір буває заповнений водою (рис. 2.1).

Межа між нафтою і водою має назву водонафтового контакту (ВНК). У пастках, де нафта відсутня, а пасткові флюїди представлені лише газом і водою, межа між ними називається газоводяним контактом (ГВК) (рис. 2.2) [23].

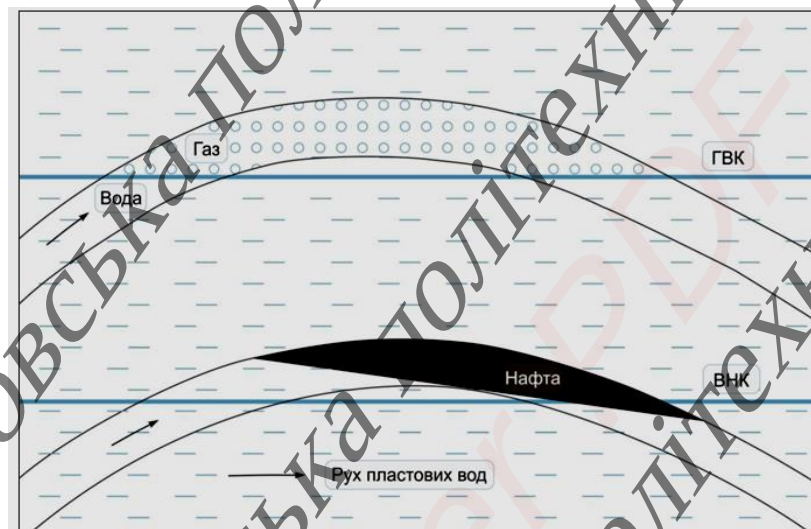


Рисунок 2.2 Газоводяний та водонафтовий контакти у покладі нафтогазового родовища

Величина нахилів ГВК є прямим показником умов збереження покладів нафти і газу та захищеності їх від механічного руйнування підземними водами. Вимиванню покладів перешкоджає значна відстань між областями живлення і розвантаження в сукупності з невеликою різницею абсолютних позначок цих областей [28].

Необхідно відзначити, що величина нахилу ВНК або ГВК зумовлена не тільки фільтрацією підземних вод. Серед факторів, що формують поклади з негоризонтальними контактами, є: недостатність гравітаційних сил для подолання опору в малорухомих зонах контактів; низька фазова проникність нафти в порівнянні з водою, через що остання займає підвищені частини структури; вплив палеотектоніки [25].

Висхідні рухи підземних вод або вертикальні їх перетікання із нижніх водоносних комплексів у верхні зумовлюють також переміщення вуглеводнів, розчинених у пластових водах. В процесі міграції вуглеводні натрапляють на пастки, де накопичуючись формують поклади нафти і газу.



На загальному регіональному гідродинамічному фоні області розвантаження пластових вод відмічаються зони п'єзомінімумів. П'єзометричним мінімумам зазвичай відповідають гідрогеохімічні, геотермічні та інші аномалії. Утворення цих мінімумів нерідко спостерігається над нафтовими і газовими покладами або поблизу до них. Слід зазначити, що порова вода знаходиться у природному резервуарі повсюдно. Вона може займати до 50 % його об'єму [22].

Вода не надходить у свердловину доти, доки кількість нафти і газу у породах-колекторах не зменшиться до такого рівня, за якого порода стає більш проникною для води, ніж для інших складових флюїду (нафти і газу). Характер ВНК (водонафтового контакту) покладу свідчить про умови акумуляції нафти і газу у пастці та особливості її геолого-структурного формування.

Оскільки нафта, газ та вода утворюють єдину флюїдну систему, нафтогазові родовища можна розглядати як окремі елементи великих гідрогеологічних структур. Серед них на особливу увагу заслуговують водонапірні басейни, які складаються з напірних водоносних горизонтів та комплексів, що контролюються депресійними регіональними тектонічними структурами, заповненими осадовими породами. Тому нафтогазове районування великих територій часто співпадає з гідрогеологічним [13].

Свердловини, що в процесі пошуку та розвідки нафтогазових родовищ розкрили пористі породи лише з водою або воду з непромисловими кількостями нафти і газу (тобто ті, що не виявили нафтогазову заляж), мають назву «сухих», «водяних» або непродуктивних.

Нижня поверхня границі більшості нафтогазових і газових покладів є водонафтовим або газовадяним контактом. Вільні води, що оточують поклад вуглеводнів, заповнюючи поровий простір нижче та навколо нього, мають назву підшовних або крайових вод залежно від їх положення відносно покладів (рис. 2.3).

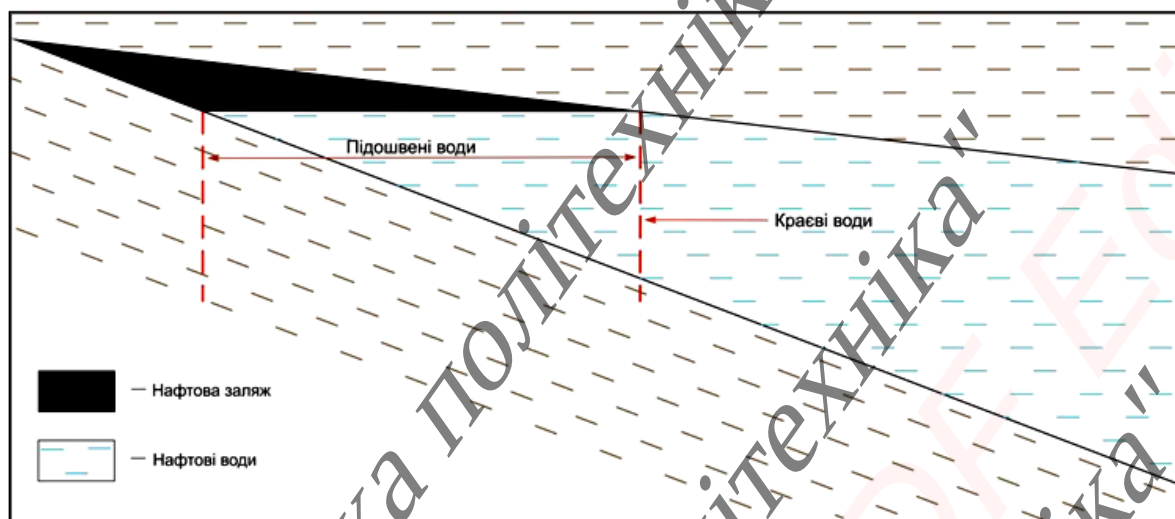


Рисунок 2.3 Положення у розрізі підшовних та крайових вод відносно нафтового покладу

Зі зниженням дебітів нафти і газу із більшості свердловин починають надходити нафтові води (розсоли), об'єми яких постійно збільшуються. Це порові, підшовні або краєві води. На деяких покладах вода надходить разом із нафтою зі свердловин вже на ранніх стадіях експлуатації, а в інших випадках видобування нафти або газу ніколи не супроводжується значними кількостями води. Пластові води у товщах, що залягають вище покладу, мають назву верхніх вод. Води з водоносних формацій, що залягають між продуктивними горизонтами, називаються проміжними [14].

Існує велика кількість гіпотез формування нормальних гідростатичних та аномальних тисків підземних вод, нафти і газів [21]. Вважається, що основною причиною надгідростатичних тисків є утворення, міграція та акумуляція рідких та газоподібних вуглеводнів. Аномальне підвищення пластових тисків з глибиною розглядається як пошукова ознака на нафту і газ. У той же час необхідно відзначити, що аномально високі пластові тиски (АВПТ) відомі і у випадках відсутності скупчень нафти та газу. Максимально високі пластові тиски виявлені у водоносних горизонтах, а не в покладах вуглеводнів [7].

Згідно із замірами пластових тисків у зонах АВПТ деяких родовищ вуглеводнів півдня України відзначається, що у всьому діапазоні виявлених значень АВПТ з коефіцієнтом аномальності ( $K_a$ ) від 1,3 до 2,2 заходяться водоносні горизонти. Найбільш часто продуктивні горизонти (в 66% випадків)

приурочені до значень  $K_a = 1,5 - 1,8$ . Значення  $K_a$ , що перевищують 1,9, в більшості є характерними для водоносних горизонтів або трапляються в поєднанні газу з водою [34].

Аналіз фактичного матеріалу з різних нафтогазоносних районів Східноєвропейської платформи показав [23], що нафтові поклади в палеозойських відкладах характеризуються значеннями відношення  $P_{nl}/P_{гiдр}$  від 0,95 до 1,3, а в мезозойських відкладах – від 0,9 до 1,4, причому найчастіше значення для палеозойських відкладів 1,10 - 1,20 (69,5% всіх вимірів), мезозойських – 1,0 - 1,15 (78,5%). Частота появи певних значень відношення  $P_{nl}/P_{гiдр}$  залежить від глибин залягання покладів нафти і газу. Якщо для глибин понад 2000 м (палеозойські відклади) основна маса визначень (95%) зосереджена в інтервалі 1,05 - 1,20, то для глибин 0 - 500 м вона (92%) зосереджена в інтервалі 1,10 - 1,25. За даними В.В. Колодія [28] для нафтових родовищ існує зворотний зв'язок між ресурсами нафти в покладі і відношенням пластового тиску до гiдростатичного.

## **2.2 Оцінка умов реалізації технологій інтенсифікації руху рідких вуглеводнів**

За механізмом процесів або видом використання енергії методи збільшення нафтовилучення можна об'єднати у наступні групи [21, 29]: фізико-гiдродинамічні методи, до яких відносяться всі види заводнення (рис. 2.4); фізико-хімічні методи підвищення нафтовилучення з метою поліпшення ефективності заводнення; газові методи збільшення нафтовилучення пластів; теплові методи збільшення нафтовилучення пластів, які поділяються на теплофізичні та термофізичні.

Кожний з перелічених методів має свою область застосування та ефективність, які залежать від геолого-фізичних властивостей колекторів і насичуючих їх рідин, стану і стадії розробки родовища, ступеня заводнення покладів, тобто величини нафтонасиченості продуктивних горизонтів.

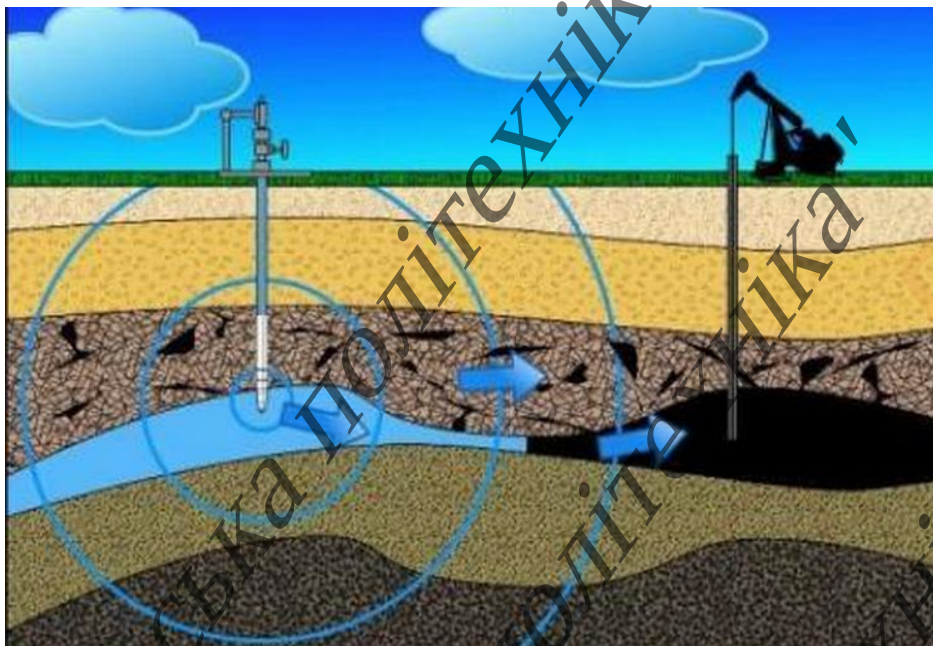


Рисунок 2.4 Принципова схема заводнення нафтового покладу

Після першого етапу розробки нафтових родовищ основні об'єми нафти і розчиненого газу видобуті (див. підрозділ 1.1). Як вже вказувалося, кінцеве нафтовилучення покладів, закінчених розробкою, рідко досягає 50%, деколи – лише 10%. Тому підвищення нафтовилучення пластів вироблених родовищ на декілька відсотків від досягнутої величини набуває великого економічного значення і може бути рівнозначним відкриттю нових покладів нафти [34]. Проте додаткове вилучення нафти з виснажених розробкою родовищ пов'язане з деякими специфічними труднощами, оскільки під час зниження пластового тиску нафта дегазується, стає більш в'язкою, з'являється вільний газ, який погіршує фазову проникність для нафти, що стала менш рухомою, а незначна пластова енергія не сприяє припливу нафти до вибоїв свердловин.

Заводнення нафтових родовищ після їх виснаження на режимі розчиненого газу здійснювалось на багатьох родовищах у нафтовидобувних районах [7, 29] (Техас, Баку, Грозний, Краснодар, Західна Україна – Борислав, Східниця, Битків), хоча слід зауважити, що на пізніх стадіях розробки традиційне заводнення було малоефективне. Тому метод заводнення намагаються застосовувати на ранній стадії розробки нафтових родовищ. За інтегральними оцінками у світі близько 90 % нафти видобувається з родовищ,



які розробляються за допомогою заводнення, і цей метод на найближчий час, напевне, залишиться превалюючим способом інтенсифікації розробки нафтових родовищ [7].

Перспективи розвитку вторинних методів пов'язані з їхнім постійним вдосконаленням. На пізніх стадіях розробки застосовуються: циклічне нагнітання води, зміна напрямків фільтраційних потоків, підвищення тиску нагнітання, облагороджування закачуваної води додаванням різного хімічного походження поверхнево-активних речовин (ПАР), загущувачів, застосування кислотних обробок [19].

Фізико-гідродинамічні методи принципово можна застосовувати на всіх родовищах, що розробляються, завдяки штучній дії на пласти. Незалежно від того, який робочий агент (вода, газ, пара, повітря, розчини тощо) застосовуватиметься для витіснення нафти з пластів, нагнітати його на будь-якій стадії розробки доцільно циклічно або зі зміною напрямків фільтраційних потоків у покладах [21]. Це пов'язано з тим, що практично всі продуктивні пласти тією чи іншою мірою неоднорідні, а тому стабільна дія на них не забезпечує повного охоплення продуктивної товщі витісненням і навіть дренаванням.

Промисловий досвід показує [7], що ефективність фізико-гідродинамічних методів, які застосовувалися на початковій стадії розробки для підвищення нафтовилучення пластів, може досягати 5 - 6% і більше, тоді як на пізній стадії вона складає біля 1 - 1,5%.

Вплив щільності сітки свердловин (рис. 2.5) на нафтовилучення пластів залежить від величини коефіцієнта розчленування (піскуватості). В монолітних пластах вплив щільності сітки свердловин на нафтовилучення вважається несуттєвим, а в розчленованих пластах - значним. Темп розробки під час заводнення слабо, але позитивно впливає на нафтовилучення. У ряді випадків в окремих покладах нафти така залежність простежується більш виразно.



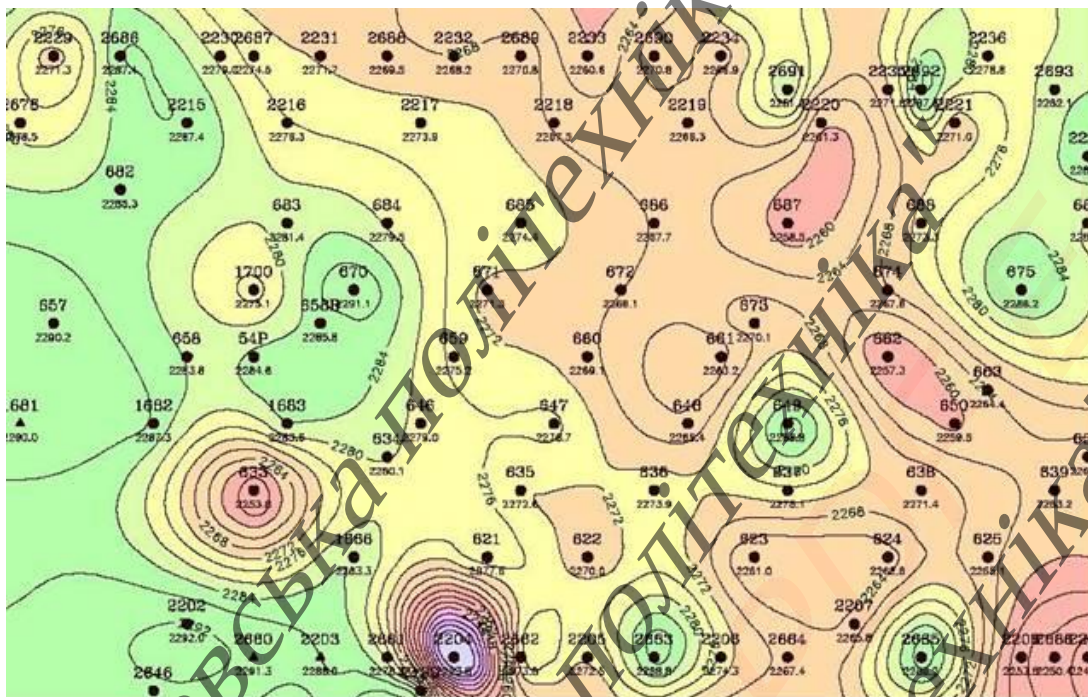


Рисунок 2.5 Типова сітка свердловин нафтового покладу

Щільність сітки свердловин на ранніх стадіях розробки в середньому справляє порівняно невеликий вплив на коефіцієнт поточного нафтовилучення. Відносний вплив щільності сітки свердловин зростає на більш пізніх стадіях розробки.

Співвідношення числа нагнітальних і видобувних свердловин не справляє значного впливу на кінцеве нафтовилучення та збільшення цього співвідношення прискорює темпи видобутку нафти, поточне нафтовилучення на ранніх стадіях розробки, а в переривчастих пластах також і кінцеве нафтовилучення [21].

Блокові системи заводнення, у порівнянні з законтурними, збільшують нафтовилучення пластів несуттєво (2,0 - 2,5%), але темпи розробки підвищують у 1,5 - 2 рази.

У неоднорідних пластах вода, що нагнітається, проривається до видобувних свердловин через високопроникні прошарки і зони, залишаючи невитісненою нафту в слабопроникних прошарках, ділянках, зонах [26]. Це явище може мати місце і в однорідних пластах за підвищеної в'язкості нафти, завдяки нестійкості фронту витіснення. Це призводить до утворення за

фронтом заводнення ділянок безсистемного чергування заводнених високопроникних і менш проникних нафтонасичених прошарків.

Додаткове охоплення заводненням не залучених до розробки нафтонасичених зон і ділянок може сприяти збільшенню нафтовіддачі пластів під час звичайного заводнення. Одним з ефективних шляхів досягнення цієї мети можуть послужити запропоновані в 50-х роках минулого століття циклічне або, як його іще називають, імпульсне нестационарне заводнення прошарково неоднорідних продуктивних пластів і, як супутній йому, спосіб зміни напрямків фільтраційних потоків рідини [35].

Суть методу циклічної дії полягає в тому, що в пластах, які є неоднорідними за проникністю прошарків, зон, ділянок і, відповідно, нерівномірним нафтонасиченням (обводненням), штучно створюється нестационарний тиск. Він досягається зміною об'ємів нагнітання води у свердловини або відбору рідини із свердловини у певному порядку шляхом їх періодичного підвищення і зниження.

У результаті такої нестационарної дії на пласти в них періодично підвищується і знижується тиск. Верстви, зони і ділянки малої проникності, що насичені нафтою, розміщуються в покладах безсистемно, а швидкість зміни (розповсюдження) тиску в них значно нижча, ніж у високопроникних водонасичених прошарках, зонах, ділянках. Тому між нафтонасиченими і водонасиченими зонами виникають відмінні за знаком перепади тиску.

Під їх дією відбувається перерозподіл рідин у нерівномірно насиченому пласті, який спрямований на вирівнювання насичення і усунення капілярної нерівноваги на контактні нафтонасичених і заводнених зон, верств, ділянок.

Виникнення відмінних за знаком перепадів тисків між зонами (верствами) різного насичення сприяє прискоренню капілярного протитічного просякнення водою нафтонасичених зон (верств) - вторгненню води із заводнених зон у нафтонасичені через дрібні перові канали і перетоку нафти з нафтонасичених зон у заводнені через великі порові канали [13].

Вважається, що чим швидше почато циклічне заводнення, тим більше можна видобути нафти додатково, тобто ефективність нестационарної циклічної дії на пласти, завдяки зміні тиску нагнітання води, зростає майже пропорційно до збільшення амплітуди коливання витрат води і знижується із зростанням часу початку його впровадження [36]. Вважається також, що цей метод дозволяє підвищити нафтовилучення на одиниці процентів (від 5 - 6% на початковій стадії розробки, до 1 - 1,5% на кінці стадії). Метод є найбільш ефективним в потужних шарувато-неоднорідних пластах з надійним гідродинамічним зв'язком між прошарками, а також у тріщинувато-пористих колекторах, що насичені малов'язкою нафтою з високим вмістом газу. Сприятливий фактор – гідрофільність колекторів.

Оскільки всі викладені вище теоретично-експериментальні положення, що стосуються циклічної дії на пласти, справедливі і для зміни напрямків фільтраційних потоків, можна також додати, що зміна напрямку фільтраційних потоків між свердловинами (в плані) підсилює процес циклічної дії в напрямку збільшення охоплення пластів заводненням [37].

Останнім часом з'явилася значна група допоміжних методів для покращення заводнення, серед іншого ця група методів базується на нагнітанні у продуктивні пласти витісняючого агента водних розчинів хімічних речовин концентрацією 0,001 - 0,4% [7, 38]. Переважно у пласті створюють зони присутності розчинів (облямівки) в об'ємі 10 - 50% від об'єму порового простору покладу, що піддається обробці. Після цього створену облямівку переміщують у пласті нагнітанням технічної води. Методи можуть застосовуватись при такій самій щільності сітки свердловин, що і під час звичайного заводнення; вони сприяють істотному розширенню діапазону значень в'язкості пластової нафти до 50 - 60 мПа·с, коли стає можливим застосування таких методів дії на пласт, в яких велику роль відіграє заводнення; практично доведено, що застосування зазначених методів на початкових стадіях розробки дає змогу очікувати підвищення коефіцієнтів вилучення нафти порівняно зі звичайним заводненням на 3 - 10% [7].



До визначеної групи допоміжних методів покращення заводнення відносять також методи, що призводять до зниження рухливості води в зоні її просування, а також методи, що пов'язані зі зміною змочуваності в системі «порода – нафта – вода» і ведуть до інтенсифікації процесу капілярного просочування [39]. Серед них можна назвати: заводнення розчинами поверхнево - активних речовин (ПАР); полімерне заводнення; лужне і кислотне заводнення. Іноді сюди відносять використання пін, емульсій і газоводяних сумішей, хоча останній метод за сприятливих умов можна вважати також і методом підвищення нафтовіддачі.

Порівняно високу зацікавленість у застосуванні поверхнево-активних речовин для інтенсифікації підвищення нафтовіддачі можна пояснити здатністю ПАР під час розчинення їх у воді знижувати міжфазний натяг на границі розділу «нафта – вода», змінювати змочуваність в системі «нафта – вода - поверхня породи» і властивості адсорбційних шарів, що утворюються на границі розділу «вода – нафта» і «нафта - поверхня породи» [40]. При цьому використовують розведені розчини неіоногенних ПАР і, зокрема, розчин оксіетильованих алкілфенолів, жирних кислот або спиртів, продуктів конденсації окислу етилену і окислу пропілену. Міжфазний натяг на границі розділу нафти і водних розчинів ПАР цього типу за концентрації їх у розчинах 0,05 - 0,5% знижується від 25 - 45 до 4 - 7 мН/м [41].

Однією з важливих властивостей ПАР, що визначають їх малу ефективність під час витіснення нафти, є їхня здатність адсорбуватися на границях розділу фаз [42]. Внаслідок цього відбувається відставання фронту розчину ПАР з робочою концентрацією від фронту витіснення, так що розчин ПАР діє фактично на нерухому залишкову нафту. Оскільки в умовах пласту має місце значний міжфазний натяг, розчин ПАР не в змозі перевести залишкову нафту в рухомий стан, а саме з цієї причини не спостерігається суттєвий вплив розчинів цих ПАР на коефіцієнт витіснення нафти в однорідному пласті [38]. Проте в неоднорідному колекторі, в якому можуть виявитись цілики нафти, які

обминула вода, зниження міжфазного натягу може сприяти витісненню з них нафти [7].

Негативний вплив на ефективність витіснення нафти розчинами ПАР справляють високі температури і підвищений вміст солей лужноземельних елементів. Необхідно зауважити, що результати дослідно-промислових робіт у різних геологічних умовах показують, що додавання ПАР у чистому вигляді не є вельми ефективним способом через те, що приріст нафтовилучення виявляється меншим від очікуваного. Тому в даний час набувають популярності методи, що базуються на застосуванні композицій ПАР з іншими хімічними реагентами [43].

Застосування полімерів базується на здатності високомолекулярних хімічних реагентів-полімерів під час розчинення їх у воді навіть у малих концентраціях суттєво підвищувати їх в'язкість, зменшувати їх рухливість і, завдяки цьому, підвищувати охоплення пластів заводненням [44]. За концентрації їх в розчині 0,01 - 0,1% в'язкість останнього збільшується до 3 - 4 мПа·с. Це призводить до значного зменшення співвідношення в'язкості нафти і води в пласті, практично повного виключення умов прориву води, що у комплексі підвищує стійкість розділу між водою і нафтою (фронт витіснення), сприяє поліпшенню витісняючих властивостей води і повнішому залученню всього об'єму покладу до розробки [38]. У процесі фільтрації полімерних розчинів через пористе середовище їх в'язкість може збільшуватись на порядок і більше. Тому полімерні розчини найбільш придатні в неоднорідних пластах, а також за підвищеної в'язкості нафти з метою збільшення охоплення їх заводненням.

Також полімерні розчини можуть вступати у взаємодію із скелетом породи і цементуючою речовиною, що викликає активну адсорбцію молекул полімерів [45], які перекривають канали або погіршують фільтрацію в них вод. Отже, ці два фактори призводять до зменшення динамічної неоднорідності потоків рідини, і, як наслідок, збільшення охоплення пластів заводненням.



Відомо, що полімерним розчинам притаманні в'язкопластичні (неньютонівські) властивості [46], внаслідок чого їх фільтрація можлива тільки після подолання початкового градієнту зсуву і може покращуватись в залежності від швидкості фільтрації та молекулярної маси полімеру.

Полімери рекомендується до застосування для неоднорідних пластів з підвищеною в'язкістю пластової нафти (10 - 50 мПа·с) [38]. Враховуючи можливість зниження приймальності нагнітальних свердловин через підвищену в'язкість розчину і, відповідно, зниження темпів розробки покладів, метод доцільно застосовувати в умовах покладів з високими фільтраційно-ємнісними властивостями з проникністю порід-колекторів понад 0,1 мкм<sup>2</sup>.

Під час фільтрації розчинів полімерів в обводненому пористому середовищі порід відбувається адсорбція полімеру на стінках порових каналів, тому найбільш ефективно метод може бути застосований у покладах з низьким водонасиченням пласта і глинистістю колекторів не більше 8 - 10%. Через втрату полімерами здатності загущувати воду при високій температурі метод доцільно застосовувати тоді, коли пластова температура не перевищує 80°C [29].

Аналіз науково-практичних робіт закордонних авторів [7] доводить наступне: додаткове нафтовилучення при застосуванні полімерних розчинів в цілому не перевищує 7 - 8%, а питомий додатковий видобуток нафти під час полімерного заводнення складає приблизно 200 - 300 т/т полімеру.

У даний час розроблено композиції полімерів з іншими хімреагентами, які дають можливість використати їх на пізніх стадіях розробки родовищ.

Під терміном «лужне заводнення» розуміють нагнітання в пласт реагентів, розчини яких мають лужну реакцію, при цьому концентрація розчинів складає переважно 0,05 - 5% та в деяких випадках може сягати 25 - 30%. Найбільш сильну лужну реакцію мають розчини їдкого натрію і силікати натрію [47]. Саме ці продукти і рекомендуються як основні реагенти для підвищення нафтовилучення пластів. Вони обидва активно взаємодіють з кислотними компонентами нафт, іонами жорсткості, що їх містять у собі води

(пластова і яка нагнітається), породою колектора. Дослідження останніх років проте віддають перевагу силікату натрію і його суміші з їдким натрієм [18, 29].

Застосування методу лужної дії ґрунтується на взаємодії луґу з рідинами (пластовими і тими, що нагнітаються) та породою пласта, в результаті якої відбувається зміна поверхневих характеристик системи «нафта – вода – порода», а, отже, і умов витіснення нафти водою. Основними факторами, що визначають підвищення нафтовіддачі, є зниження міжфазного натягу, емульгування нафти і зміна змочуваності породи [41]. Все це відбувається завдяки реакції нейтралізації кислотних компонентів нафти з утворенням солей лужних металів, що є поверхнево-активними речовинами. Утворення ПАР супроводжується адсорбційно-десорбційними процесами і масопереносом продуктів взаємодії з нафтовою фазою у водну.

Зниження міжфазного натягу відбувається у вузькому інтервалі концентрацій луґу, який є характерним для кожної нафти.

Метод застосування сірчаної кислоти полягає в нагнітанні у пласт невеликих ( $\approx 0,15\%$  порового об'єму) об'ємів кислоти у концентрованому вигляді, що проштовхуються через поровий простір пласта звичайною водою. Для цього застосовують технічну кислоту з концентрацією до 96%. Кислота вступає в реакцію з пластовою нафтою. При цьому відбувається сульфонування ароматичних сполук, які вміщує нафта, і утворення поверхнево-активних сульфокислот, що є розчинними у воді [15]. Розчиняючись у воді, що нагнітається в пласт після сірчаної кислоти, вони зумовлюють зниження міжфазного натягу на межі «нафта – вода» до 3 - 4 мН/м, однак цей показник занадто невеликий для пластових умов присутності вуглеводнів і саме тому в багатьох випадках не спостерігається суттєве зниження залишкової нафтонасиченості.

Переконливо доведено, що використання під час заводнення пін та емульсій знижує рухливість води, яка витісняє нафту, внаслідок чого змінюється напрямок її потоку [37]. Основний результат нагнітання піни в проміте водою пористе середовище полягає у суттєвому зменшенні

водопроникності [48]. Крім того, встановлено загальну закономірність поведінки пін у пластах-колекторах, яка полягає в наступному: тільки в разі використання суміші ПАР, що знижують міжфазний натяг на межі «нафта – вода» до дуже низьких значень, нагнітання піни в пористе середовище може призвести до збільшення витиснення залишкової нафти.

Підвищення нафтовіддачі, завдяки застосуванню емульсій нафти в розчині луку чи розведеному розчині ПАР, ґрунтується також на досягненні рівномірності просування фронту витіснення шляхом створення підвищеного опору в зонах, де вода, що нагнітається, має найбільшу рухливість [29].

### **2.3 Вихідні положення завдання вдосконалення технологій інтенсифікації руху нафти в призабійній зоні експлуатаційних об'єктів свердловини**

До загальних вимог, які характерні для більшості відомих методів підвищення нафтовилучення, належать [18, 29]: нафтові поклади повинні розбурюватись самостійними сітками свердловин; найбільший ефект від застосування методу досягається при його застосуванні на ранній стадії розробки; застосування нових методів передбачає внутрішньо контурні варіанти дії на пласти.

Нестаціонарне заводнення рекомендується для всіх покладів, де здійснюється звичайне заводнення. Із збільшенням в'язкості і неоднорідності пласта за умови гідродинамічного зв'язку ефективність процесу збільшується. Процес більш ефективний в гідрофільних колекторах при жорстких режимах розробки в поєднанні з підвищенням тиску нагнітання.

Основними факторами, що визначають ефективність застосування поверхнево-активних речовин типу АФ 9 - 12 (ОП - 10, превоцел), є тип і властивості колекторів, фізико-хімічні властивості нафти і ПАР, стадія розробки, система розміщення та кількість свердловин і т.п. Факторами, що сприяють ефективності застосування ПАР, є низька в'язкість нафти (не перевищує 10 мПа·с), відносно низька адсорбція, низький міжфазний натяг на

фронті «розчин ПАР – нафта», більш висока неоднорідність пласта. Збільшення водонасиченості пласта (пізня стадія розробки або водонафтова зона) і збільшення температури вище точки помутніння ПАР – це фактори, що знижують ефективність процесу.

Факторами, що сприяють застосуванню полімерів з метою підвищення нафтовіддачі, є підвищена в'язкість нафт (10 - 200 мПа·с), значна відмінність у величинах проникності пластів у розрізі, незначна товщина пластів. Негативно впливають на ефективність застосування полімерних розчинів наявність у водах солей лужно-земельних елементів, висока температура пластів (>80 - 90°C) і їх велика товщина.

Критеріями, що сприяють високій ефективності застосування лугів у процесах підвищення нафтовіддачі, є значний вміст у нафті органічних кислот (компонентів кислотного характеру), відносно висока проникність колектора (0,03 мкм<sup>2</sup> і вище). Факторами, що негативно впливають на процес, є наявність газової шапки, низькі значення залишкової нафтонасиченості (<40%), вміст у воді солей жорсткості більше 4 мг-екв./л, мінералізація води більше 20 %. Стадія розробки нафтового покладу відіграє роль тільки у випадку незначної активності нафти. Не впливає на процес товщина пластів, а неоднорідність може позначитись двояко в залежності від того, луг або продукти його взаємодії призводять до вирівнювання профілів приймальності чи відбувається емульгування нафти, тобто проявляється механізм осадкоутворення.

Факторами, що позитивно впливають на застосування кислот (в основному, сірчаної, а також хлорсульфонової, фторсульфонової, оксидату і ін.) є висока неоднорідність пласта, теригенний характер відкладів із вмістом карбонатів у вузьких границях (1 - 2%) і висока насиченість асфальтеновими компонентами. Негативно впливають на процес висока проникність пласта і мінералізація води, значний вміст карбонатів у породі.

Факторами, що позитивно впливають на застосування пін та емульсій є висока ступінь пористості пластів-колекторів. Застосування пін обумовлене суттєвим зменшенням водопроникності промитого водою пористого

середовища і як наслідок цього, створенням рівномірності просування фронту витіснення шляхом підвищення опору в зонах, де інші агенти, що нагнітаються в пласт-колектор, мають високу рухливість. Разом з тим існують невирішені питання стосовно створення композицій ПАР, оскільки, як практично доведено, тільки в разі використання суміші ПАР досягається істотне зниження міжфазного натягу на межі «нафта – вода» до дуже низьких значень, а саме це явище і є головним чинником збільшення показника витіснення залишкової нафти [29, 36].

#### **2.4 Висновки за другим розділом**

1. Детально розглянуто та вивчено, з відповідними висновками, загальні закономірності режиму руху нафти в породах-колекторах та чинники спрямованості підземних нафтогідралічних процесів, що протікають в призабійній зоні експлуатаційних об'єктів свердловини.

2. Проаналізовано особливості і умови режиму руху нафти в породах-колекторах у відповідності до різних геолого-фізичних чинників родовищ вуглеводнів.

3. Методом порівняльної оцінки умов реалізації технологій інтенсифікації руху рідких вуглеводнів визначено базову ефективну технологію збільшення інтегрального показника витіснення залишкової нафти та сформульовано вихідні положення завдання вдосконалення технологій інтенсифікації руху нафти в призабійній зоні експлуатаційних об'єктів свердловини.



### **Розділ 3. Особливості циркуляційних нафтогідролічних процесів при використанні пінних систем для збільшення показника витиснення залишкової нафти**

#### **3.1 Класифікація особливостей і взаємозв'язку між різними явищами процесу витиснення нафти пінними системами**

Для з'ясування і правильного розуміння механізму взаємодії пінних систем з породами пласта-колектора слід розглянути сутність процесу і встановити причини що його викликають.

Проектування оптимальних параметрів процесу нагнітання в продуктивний пласт пінних систем лежить в основі вибирання раціональних технічних засобів і вдосконалення технології підвищення нафтовіддачі на нафтових родовищах. Спостереження за роботою в пласті-колекторі газорідинних сумішей показали, що вони значно краще, ніж звичайні агенти сприяють підвищенню ефективності витиснення залишкової нафти [38]. При цьому істотну роль грають поверхневі явища на межі розділу фаз (поверхневе натягнення, кут змочування), що створюють міцний зв'язок системи "нафта - вода - порода - бульбашка повітря (газу)". Інтенсивне витискування нафти з пласта-колектора при використанні газорідинних сумішей відбувається в результаті дії гідродинамічної сили потоку і значною мірою вони пов'язані з процесами хімічної термодинаміки і кінетики [48], що протікають на межі розділу фаз. В процесі нагнітання у свердловини газорідинних сумішей, а саме пін має місце прилипання нафтового контакту до бульбашок повітря (газу) - це підтверджується дослідними даними і практикою використання пін.

Процес пінної нафтогідролічної циркуляції в вуглеводневих пластах при використанні газорідинних сумішей здійснюється за наступними схемами. Якщо в якості газорідинної суміші використовується піна, то вона, поступаючи в призабійну зону під деяким тиском (більшим, ніж тиск в цій зоні), має запас кінетичної енергії. В результаті меншого тиску в цій зоні різко збільшується

об'єм піни і виділяється розчинений газ. Відділення нафти від поверхні породи, внаслідок розмиваючої дії піни відсутній або воно невелике (це визначається співвідношенням рідкої і газоподібної фази). Запас кінетичної енергії потоку піни, що залишився, витрачається на подолання опорів, що зустрічаються на шляху руху в масиві пласта.

Приведені вище дані свідчать про виняткову роль адгезійної взаємодії і змочування в пластах-колекторах [44]. Явища мимовільного прилипання в системі "нафта - вода - порода - бульбашка повітря (газу)" обумовлено взаємодією вільних поверхневих енергій на межі розділу фаз. Величина поверхневої енергії залежить від відмінності полярності контактуючих фаз. Мірою полярності фаз можуть служити: діелектрична постійна, дипольний момент молекул, внутрішній тиск і інші, так звані молекулярні властивості фази [49]. Відмінності в полярності двох взаємодіючих фаз, що утворюють поверхню розділу, характеризують надлишок вільної поверхневої енергії. В процесі руху газорідкої суміші в пласті-колекторі відбувається зближення контактуючих фаз, їх взаємна адгезія і утворення крайового кута.

Описаний механізм можна пояснити виходячи з термодинамічних представлень, згідно з якими, термодинаміка в змозі визначити рушійну силу процесу у напрямі зменшення вільної поверхневої енергії системи до рівноважного значення, відповідного його мінімуму [48]. Іншими словами, якщо вільна енергія системи в другому стані менше ніж в першому, то система з першого стану мимоволі перейде в друге, за умови, що на шляху переходу немає енергетичного бар'єру або якщо системі повідомлена енергія, достатня для подолання бар'єру (енергія активації). Чим більше різниця у величині вільної енергії в порівнюваних станах, тим більше вірогідний перехід в стан з меншим рівнем енергії. Значить, вільна енергія системи прагне до зменшення, і воно може відбуватися, по-перше, за рахунок зменшення площі поверхні фаз, і, по-друге, за рахунок зменшення питомої поверхневої енергії. Оскільки зменшення міжфазової поверхні призводить до зменшення вільної енергії системи, то всяка поверхня розділу двох фаз прагне до мимовільного

скорочення, якщо це можливо. Отже, мінімум вільної енергії буде при найменшій площі поверхні розділу.

Викладене вище, підтверджує правильність вибору термодинамічного аналізу процесів що відбуваються у свердловині при застосуванні газорідних сумішей.

Очевидно, що при визначенні можливості процесу утворення комплексу "нафта - вода - порода - бульбашка повітря (газу)" термодинамічним методом, потрібний розрахунок вільної енергії системи, до і після його здійснення. Отже, вільною енергією системи, що враховується, є енергія на поверхні розділу: тверде тіло - газ (т-г), тверде тіло - рідина (т-р), рідина - газ (р-г).

Запас вільної енергії до утворення комплексу "нафта - вода - порода - бульбашка повітря (газу)"  $W_1$  і після утворення названого комплексу  $W_2$

$$W_1 = S_{p-g}\sigma_{p-g} + S_{p-m}\sigma_{p-m} \quad \text{та} \quad (3.1)$$

$$W_2 = S'_{p-g}\sigma_{p-g} + S'_{p-m}\sigma_{p-m} - S_{z-m}\sigma_{z-m}, \quad (3.2)$$

де  $S_{p-g}$  та  $S'_{p-g}$  - площі поверхні розділу рідина-газ системи в станах до утворення комплексу "нафта - вода - порода - бульбашка повітря (газу)" і після утворення названого комплексу;  $S_{p-m}$  та  $S'_{p-m}$  - площі поверхні розділу рідина - тверде тіло системи в станах до утворення комплексу "нафта - вода - порода - бульбашка повітря (газу)" і після утворення названого комплексу;  $S_{z-m}$  - площа поверхні розділу "нафта - вода - порода - бульбашка повітря (газу)",  $\sigma_{p-g}$ ,  $\sigma_{p-m}$ ,  $\sigma_{z-m}$  - поверхневі енергії.

З деякими допущеннями можна прийняти, що

$$S_{p-g} - S'_{p-g} = S_{z-m} \quad \text{та} \quad (3.3)$$

$$S_{p-m} - S'_{p-m} = S_{z-m}. \quad (3.4)$$

Перше рівняння не цілком вірне, оскільки при закріпленні бульбашки відбувається її деформація.

Зменшення вільної енергії системи  $\Delta W$  має місце за умови

$$\Delta W = W_1 - W_2 = \sigma_{p-g} + \sigma_{p-m} - \sigma_{z-m} > 0 \quad (3.5)$$

або

$$\Delta W = \sigma_{ж-г} + \sigma_{ж-т} > \sigma_{г-т}. \quad (3.6)$$

Друге рівняння, показує спад вільної поверхневої енергії системи при утворенні комплексу "нафта - вода - порода - бульбашка повітря (газу)".

Отже, термодинамічний розгляд процесу витіснення нафти при використанні газорідних сумішей можливий шляхом зіставлення початкової і кінцевої енергії системи. Доречно відмітити, що термодинамічний аналіз може застосовуватися без всяких обмовок тільки для пояснення рівноважних процесів, яким нафтогідролітичний циркуляційний процес не є, крім того він ускладнений кінетичними явищами. Тому при розгляді вказаного процесу необхідно виходити з деяких допущень.

Типові піни є порівняно дуже грубими, висококонцентрованими дисперсіями газу (зазвичай повітря) в рідині. Бульбашки газу в таких системах мають розмір близько міліметрів, а в окремих випадках і сантиметрів. Окремі бульбашки піни, завдяки надлишку газової фази і взаємному здавленню, втрачають сферичну форму і є поліедричні осередки, стінки яких складаються з дуже тонких плівок рідкого дисперсійного середовища. Плівки піни часто виявляють кольори інтерференції; це свідчить про те, що їх товщина дорівнює довжині світлових хвиль [48].

В результаті того, що уся піна складається з таких поліедричних осередків, вона має сотоподібну структуру. Встановлено [49], що відповідно до вимоги мінімуму вільної поверхневої енергії в піні на одному ребрі завжди сходяться три плівки, що утворюють між собою рівні кути в  $120^{\circ}$ , і що в одній точці можуть сходитися лише чотири ребра. Розмір окремих газових бульбашок і тісне розташування їх в піні виключають в цих системах можливість броунівського руху. Крім того, в результаті особливої структури, стійкі піни мають деяку жорсткість або механічну міцність. Взагалі, по будові і ряду властивостей звичайні піни дуже нагадують висококонцентровані емульсії [50].

Піни утворюються при диспергуванні газу в рідині у присутності стабілізаторів або так званих піноутворювачів. Рідини без піноутворювачів скільки-небудь стійкої піни не дають [51].



Міцність і тривалість існування піни залежать від властивостей плівкового каркаса, що у свою чергу визначаються природою і кількістю присутнього в системі піноутворювача, що концентрується в результаті адсорбції на міжфазній поверхні [48]. До типових піноутворювачів для водних пін належать такі поверхнево-активні речовини, як спирти, жирні кислоти, мило і милоподібні речовини, білки, сапонін (глюкозид, що має поверхнево-активні властивості та екстрагується з рослин). Істотно, що ці ж речовини обумовлюють і стійкість емульсій вуглеводнів у воді [50].

Агрегативна стійкість піни змінюється в широких межах залежно від природи і концентрації піноутворювача. З часом плівки між бульбашками піни стоншуються внаслідок стікання рідини, бульбашки лопаються, піна руйнується і, нарешті, замість піни залишається одна рідка фаза-розчин піноутворювача у воді або іншій рідині. Агрегативну стійкість піни можна характеризувати часом існування піни, тобто часом, що протік з моменту утворення стовпа піни до моменту повного її руйнування. Інший спосіб оцінки стійкості піни полягає в пропусканні із заданою швидкістю через спінену рідину бульбашок повітря і визначенні рівноважної висоти стовпа піни, що утворюється при цьому. Постійна висота стовпа піни встановлюється у той момент, коли швидкість процесу руйнування піни стає рівній швидкості піноутворення і, очевидно, може служити мірою стійкості піни [51].

Порівняно малий час існування піни і те, що руйнуванню її бульбашок завжди передують стікання рідини в плівці піни, дозволяє зробити наступний висновок: стійкість піни в звичайних умовах має кінетичний характер, а роль піноутворювача зводиться значною мірою до уповільнення стікання рідини.

Водні розчини спиртів і жирних кислот утворюють малостійкі піни з тривалістю існування, що не перевищує 20 с. Максимальна тривалість існування піни доводиться на середні члени гомологічних рядів спиртів і жирних кислот [52]. Нижчі члени рядів занадто мало поверхнево-активні для того, щоб сприяти утворенню стійких піни; вищі ж члени мають недостатню для цього розчинність.



Кожному спирту або кислоті відповідає оптимальна концентрація, при якій піноутворювач найбільш ефективний. Зазвичай найбільш стійкі іони утворюються при деякій середній, але загалом невеликій концентрації спирту або кислоти [49].

Мила дають набагато стійкіші піни, ніж спирти і кислоти. Також як для спиртів і кислот, максимальна стійкість піни відповідає милу з середньою довжиною вуглеводневого радикала і їх розчинам середньої концентрації [51]. Інакше поведуться високомолекулярні піноутворювачі. По-перше, час існування піни в цьому випадку дуже великий і може складати в звичайних умовах сотні і навіть тисячі секунд. По-друге, час існування піни завжди тим вище, чим вище концентрація високомолекулярного піноутворювача.

Окрім природи і концентрації піноутворювача, на стійкість піни істотно впливають температура, в'язкість розчину, а також, що майже завжди випускається з уваги [19, 29], присутність в рідкій фазі електролітів і рН рідкої фази, останні чинники можна об'єднати в єдине поняття – показник активності рідини [53]. Підвищення температури зазвичай несприятливо позначається на стійкості піни. Таку дію підвищення температури можна пояснити десорбцією піноутворювача з міжфазної поверхні і пониженням в'язкості дисперсійного середовища, що сприяє швидшому стіканню рідини в плівці. Підвищення в'язкості середовища завжди підвищує стійкість піни [51]. Як йшлося вище (див. підрозділ 2.2), про виняткову необхідність створення композицій ПАР, здатних до істотного зниження міжфазного натягу на межі «нафта – вода» до дуже низьких значень, підкреслимо що цей процес комплексний, та провідну роль в ньому відіграє не лише поверхнева активність речовин-піноутворювачів а й фізико-хімічні властивості середовища – розчинника ПАР [50].

Стійкість піни може пояснюватися різними чинниками - дією так званого ефекту Гіббса [49], наявністю у плівки порівняно високої поверхневої в'язкості або особливих механічних властивостей (структурно-механічний чинник стійкості) і існуванням в поверхні усередині плівки електричних шарів гідратів,

що перешкоджають її потоншенню (термодинамічний чинник стійкості), який, головним чином, визначається також фізико-хімічними властивостями дисперсійного середовища [47].

### **3.2 Оцінка властивостей активованих рідин для створення нафтогідравлічних пінних систем**

Для надання дисперсійному середовищу необхідних властивостей (у тому числі й зниження міжфазного натягу на межі «нафта – вода»), які з одного боку, забезпечать підвищення ефективності та сталість процесу витиснення залишкової нафти з пластів-колекторів, а з іншого створюють передумови транспортування видаленої нафти на поверхню та технологічність процесу відокремлення вуглеводнів від пінної системи, його необхідно піддавати спеціальній обробці. Найбільш відомими є такі види обробки промивальної рідини: хімічна, магнітна, термічна і електрохімічна, в її різних варіаціях [54].

Електрохімічна обробка як технологія – це отримання і наступне використання активованої за допомогою електрохімічних полів води, або в процесах її очищення від небажаних компонентів, або в різних технологічних процесах як реагент або реакційне середовище. Вказана операція здійснюється з метою управління складними фізико-хімічними реакціями, економії енергії, часу і матеріалів, підвищення якості кінцевого продукту, зменшення утворення відходів. Досить великий інтерес такий вид дії на середовище представляє для обробки дисперсійного середовища при експлуатації свердловин, як альтернативний вид регулювання параметрів і властивостей пінних систем для витиснення залишкової нафти [38].

При електрохімічній обробці рідини на міру активації, виражену через зміну значення рН, впливає не стільки значення струму як значення потужності, що підводиться. Крім того, сильний вплив чинить конструкція активатора, домішки в початковій рідині і міра їх дисоціації, рівень

газоутворення в прианодній і прикатодній зонах, температура рідини в кожній камері.

Відомо, що вода є слабким електролітом і тому в малій мірі піддається мимовільній, спонтанній дисоціації. У водних розчинах має місце, як дисоціація молекул самої води, так і дисоціація домішок, розчинених в ній. На останній процес робить помітний вплив взаємодія домішок з дипольними молекулами води. Це явище гідратації грає істотну роль при утворенні водних розчинів [55].

У рідинах, що застосовуються в технологіях інтенсифікації руху рідких вуглеводнів, зокрема для створення пінних систем, знаходиться ряд характерних домішок. До таких прийнято відносити:

- солі, переважне число яких існує у вигляді іонів (переважають три аніони - гідрокарбонат  $\text{HCO}_3^-$ , хлорид  $\text{Cl}^-$  і сульфат  $\text{SO}_4^{2-}$  і чотири катіони кальцій  $\text{Ca}^{2+}$ , магній  $\text{Mg}^{2+}$ , натрій  $\text{Na}^+$  і калій  $\text{K}^+$ , які складають в прісних водах понад 90 - 95%, а у високомінералізованих - понад 99% усіх розчинених речовин);
- органічні речовини, представлені комплексами істинно розчинених і колоїдних речовин органічних сполук;
- гази, розчинені в рідині і представлені в основному киснем  $\text{O}_2$ , азотом  $\text{N}_2$  і двоокисом вуглецю  $\text{CO}_2$ .

Дослідження впливу основних видів домішок при проведенні електрохімічної обробки рідини дозволили виявити наступні закономірності [53].

В результаті катодної електрохімічної обробки рідина набуває лужну реакцію за рахунок перетворення деякої частини розчинених солей на гідрооксиди і присутність надлишкових гідроксильних груп  $\text{OH}^-$ , при цьому рівень рН відповідно збільшується. Окислювально-відновний потенціал (ОВП) рідини, який є мірою хімічної активності елементів пов'язаних з приєднанням або передачею електронів, різко знижується. Величина ОВП, залежна від температури і рівня рН, досягає значення - 950 мВ і нижче.

Що стосується поверхневого натягнення, то в результаті катодної електрохімічної обробки воно зменшується. Величини значення поверхневого натягнення рідини (при температурі 20°C) залежно від рівня рН після проведення електрохімічної обробки представлені в табл. 3.1, наведені дані є результатом комплексних досліджень властивостей дисперсійного середовища, що проводилися на кафедрі нафтогазової інженерії та буріння НТУ ДП.

Таблиця 3.1

Значення поверхневого натягнення дисперсійного середовища залежно від рівня рН

Рівень рН	Кислотна фракція води					Нейтральна вода	Лужна фракція води				
	2	3	4	5	6		7	8	9	10	11
Поверхнєве натягнення, мН/м	74	73,5	73	73	73	72,5	70	67	64,5	63	62

Також відмітимо, що при додаванні у воду каустичної соди (NaOH) для отримання лужного розчину з високим значенням рН поверхнєве натягнення навпаки збільшується, причому це відбувається прямо пропорційно збільшенню концентрації лугу. При вмісті реагенту NaOH в розчині 5, 10 і 20 % по масі величини поверхневого натягнення відповідно рівні 74,6; 77,3 і 85,8 мН/м. Що стосується хімічного складу, то відбувається зниження вмісту розчинених кисню, азоту, зростає концентрація водню, вільних гідроксильних груп, при цьому змінюється структура не лише оболонок гідратів іонів, але і вільного об'єму води. В результаті утворення добре розчинних гідроксидів натрію і калію і підвищення внаслідок цього рН, відбувається зрушення вуглекислотної рівноваги з утворенням важкорозчинних карбонатів кальцію і магнію з тих, що знаходяться зазвичай в початковій промивальній рідині розчинних з'єднань цих металів. Іони важких металів і заліза практично повністю перетворюються на нерозчинні гідроксиди.

При анодній електрохімічній обробці кислотність води збільшується, рівень значень рН відповідно зменшується. Окислювально-відновний потенціал



зростає за рахунок утворення стійких і нестабільних кислот (сірчаної, соляної, хлорнуватистої, надсірчаних), а також пероксиду водню, пероксосульфатов, киснеутримуючих з'єднань хлору. Значення ОВП коливаються від +300 до +1200 мВ відповідно до значень рН і рівнем температури.

В результаті такої електрохімічної обробки збільшується електропровідність. Механізм зміни електропровідності полягає в наступному. Надлишкові протони водню  $H^+$ , наявні в кислотній фракції електрохімічно обробленої рідини, не закріплені за певними молекулами води, з якими вони утворюють іони  $H_3O^+$ , а постійно переміщуються від однієї молекули до іншої. Іони гідроксонію  $H_3O^+$  в розчині оточені молекулами води. Струм переноситься стрибкоподібним переходом протона від іона  $H_3O^+$  до сусідньої молекули води. При цьому протон кожного разу потрапляє всередину однієї з двох незайнятих протонами електронних орбіт молекули води - в один з двох її негативних полюсів. На основі наявних даних про структуру молекули води було підраховано, що від іона  $H_3O^+$  до молекули  $H_2O$  протон повинен пройти відстань  $0,86 \cdot 10^{-8}$  см, а позитивний заряд в результаті такого переходу переміщується на  $3,1 \cdot 10^{-8}$  см (в результаті подальшої перебудови комплексу).

Оскільки надлишкові протони переміщуються по усіх молекулах води розчину, вони повідомляють цим молекулам деякий позитивний заряд  $\epsilon$ . Очевидно, що  $\epsilon$  росте із зростанням концентрації протонів  $H^+$  і відповідно пониженні значення рН. Величина  $\epsilon$  є середнім зарядом молекули води за досить великий проміжок часу, тільки невелику частину якого надлишковий протон перебуває в кожній з молекул.

Аналогічним переходом протона від молекули  $H_2O$  до  $OH^-$  іону пояснюється уявний рух гідроксильних іонів у зворотному напрямі. Але оскільки відрив протона від молекули води відбувається з більшими труднощами, чим перехід протона від іона  $H_3O^+$ , то рухливість гідроксила менша, ніж рухливість  $H^+$  і  $H_3O^+$ . Що у свою чергу виражається в зменшенні електропровідності лужної складової електрохімічно обробленої води.

Електропровідність водних розчинів і інших рідин також визначається складом розчинених в них речовин. Останні, у свою чергу, визначають час збереження активованого стану рідини при електрохімічній обробці. Також при анодній електрохімічній обробці відбувається збільшення вмісту розчиненого хлору, кисню, зменшується концентрація водню, азоту, змінюється структура води.

Вирішальним чинником в управлінні процесом витиснення залишкової нафти є ефект впливу середовища, а саме її вид і компонентний склад; причому останній часто не піддається прямому регулюванню і визначається об'єктивними причинами. Розгляд аспектів фізико-хімічних процесів на межі розділу фаз доцільно провести на прикладі пісковика, оскільки саме він у переважній кількості випадків є породою пласта-колектора [35].

Про характер зміни потенціалу пісковика [56] (який обумовлює ступінь змочування, та як наслідок цього, повноту витиснення залишкової нафти з поверхні) при різних значеннях рН можна судити по зміні значень його  $\zeta$ -потенціала, що визначає механізм і кінетику електрохімічних реакцій, і власне адсорбційні явища (рис. 3.1).

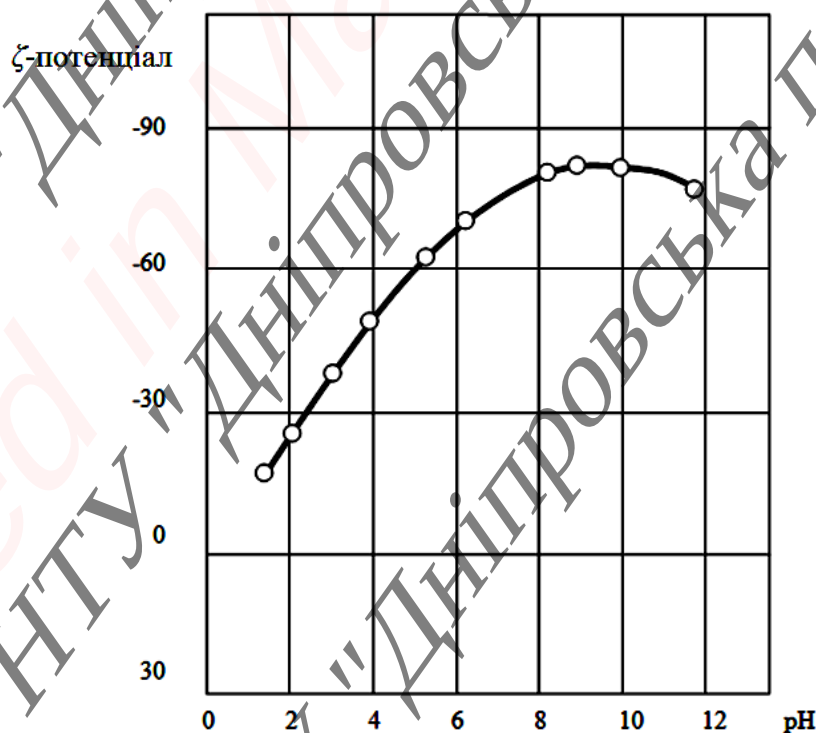


Рисунок 3.1 Вплив рН на значення  $\zeta$ -потенціалу пісковика

З графіка представленого на рис. 3.1 видно, що енергія взаємодії з молекулами води і гідрофілізація поверхні пісковика зростають із збільшенням значень  $\zeta$ -потенціалу поверхні, саме це явище переконливо доводить необхідність піддавання дисперсійного середовища електрохімічній обробці.

Здатність розчинів утворювати газорідні суміші або піни визначається особливими властивостями молекул розчинених речовин, які відносяться до класу поверхнево-активних. Дія ПАР, як відомо, цілком залежить від властивостей середовища, в якому вони розчинені або розподілені. Можливість і інтенсивність піноутворення, за усіх інших рівних умов, обумовлюється впливом температури і водневого показника рН [48]. Величина рН чинить вплив на процеси піноутворення внаслідок зміни міри дисоціації або дисперсності (а в цілому можна сказати - розчинності) піноутворювачів в робочому середовищі.

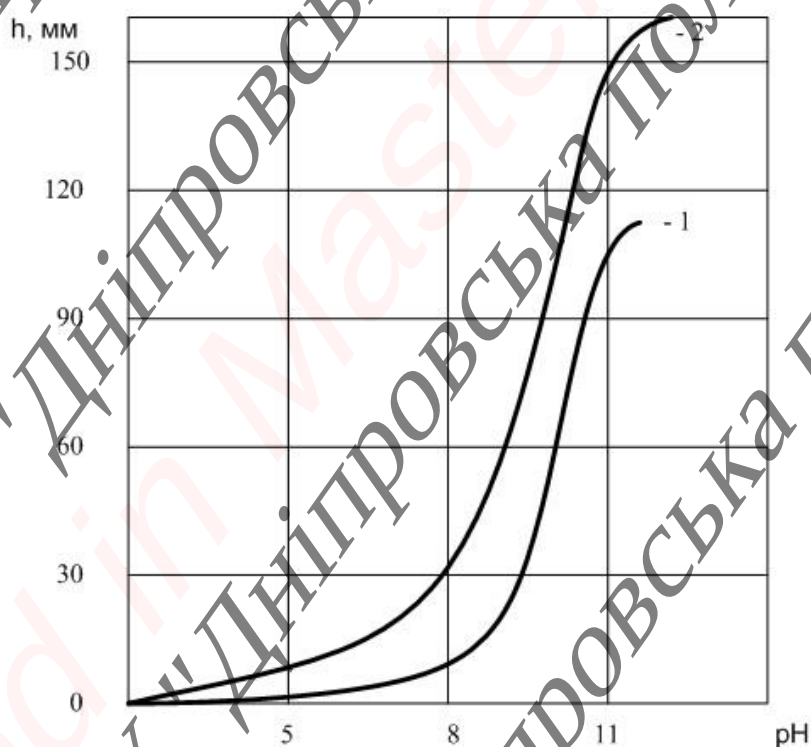


Рисунок 3.2 Пінотворна здатність характерної аніонактивної ПАР залежно від рН при її концентрації: 1 -  $6,6 \cdot 10^{-5}$  моль/л; 2 -  $2,0 \cdot 10^{-4}$  моль/л

Даних по суворо однозначній залежності пінотворної здатності розчинів ПАР від рівня рН немає [51].

При одному і тому ж водневому показнику середовища, пінотворна здатність ПАР різних груп неоднакова. Аніоноактивні ПАР в кислому середовищі піну практично не утворюють. Максимальне піноутворення аніоноактивних ПАР зазвичай спостерігається при рН рівному 8-9, а для деяких з'єднань цієї групи ПАР навіть при рН рівному 12 спінуюча здатність свого максимального значення ще не досягає. В цілому аніоноактивні ПАР можна охарактеризувати наступним: із збільшенням довжини гідрофобного ланцюга максимум їх пінотворної здатності зрушується в лужну область.

Пінотворна здатність неіоногенних ПАР в основному не залежить від рН значень в їх інтервалі від 3 до 9. Амфотерні ПАР проявляють максимальну пінотворну здатність при рН рівному 4,5. Проте для деяких ПАР цієї групи зростання піноутворення відбувається і в лужному середовищі.

Окрім власне процесу піноутворення, значення водневого показника визначає також стійкість (стабільність) газорідних сумішей. Проведеними на кафедрі нафтогазової інженерії та буріння НТУ ДП дослідженнями підтверджена кореляційна залежність стабільності піни від рівня рН. Проводилася оцінка стійкості піни, отриманої з розчинів з різною концентрацією як самого ПАР-піноутворювача, так і водневих іонів. Аналіз результатів спостережень виявив найбільш яскравий вплив на стабільність пін саме водневого показника.

Підводячи проміжний підсумок, важливо підкреслити наступне: роль водневого показника в процесах піноутворення можна вважати частково з'ясованою, а наявність прямого впливу на хід утворення і стійкість газорідних сумішей - твердженням доведеним.

Нині, у зв'язку з відсутністю чітких критеріїв прогнозування пінотворних властивостей ПАР і їх поведінки в тому або іншому середовищі, при проектуванні, наприклад технології буріння з використанням газорідних сумішей, рекомендується керуватися довідковими даними [57]. У них пропонується значний ряд рецептур приготування пінних очисних агентів, відповідних певним гірничо-геологічним і техніко-технологічним умовам.



Відносно створення пінних систем для реалізації технології інтенсифікації витиснення залишкової нафти з пластів-колекторів такі рекомендації практично відсутні [29].

### 3.3 Висновки за третім розділом

1. Шляхом порівняльного аналітичного аналізу поведінки в пластів-колекторі газорідинних сумішей показано, що вони значно краще, ніж звичайні агенти сприяють підвищенню ефективності витиснення залишкової нафти, при цьому істотну роль грають поверхневі явища на межі розділу фаз (поверхнєве натягнення, кут змочування), що створюють міцний зв'язок системи "нафта - вода - порода - бульбашка повітря (газу)".

2. Доведено, що інтенсивне витискування нафти з пласта-колектора при використанні газорідинних сумішей відбувається в результаті дії гідродинамічної сили потоку і значною мірою вони пов'язані з процесами хімічної термодинаміки і кінетики, що протікають на межі розділу фаз.

3. Запропоновано термодинамічний розгляд процесу витиснення нафти при використанні газорідинних сумішей, можливий до застосування шляхом зіставлення початкової і кінцевої енергії системи "нафта - вода - порода - бульбашка повітря (газу)".

4. Розглянуто кінетичні електрохімічні чинники стійкості пін, надано пропозиції з забезпечення підвищення ефективності та сталості процесу витиснення залишкової нафти з пластів-колекторів та з'ясовано роль водневого показника в процесах піноутворення.

## Розділ 4. Теоретичні та лабораторні дослідження процесів створення та застосування пінних систем у технологіях інтенсифікації витиснення залишкової нафти з пластів-колекторів

### 4.1 Визначення композиційних рецептур пінних систем та техніко-технологічних засобів їх створення за умов дотримання високих значень показників критерію інтенсифікації витиснення залишкової нафти

Піни – це, як правило, багатофазні дисперсні системи, де дисперсійним середовищем служить рідина, а дисперсною фазою - газ, який складає до 99% об'єму системи; бульбашки газу розділені тонкими плівками води і можуть мати форму многогранників [51].

Співвідношення фаз в дисперсних системах «рідина – повітря» визначають мірою аерації рідини  $a$ , що є відношенням витрат газу  $Q_g$  і рідини  $Q_p$  при атмосферному тиску, тобто  $a = Q_g/Q_p$ . При  $a < 50$  дисперсна система є аерованою рідиною, а при  $a = 50 \div 300$  - піною. Аерація – це процес насичення рідини повітрям, рідше іншими газами. При цьому газоподібна фаза розглядається як дисперсна, а рідка – як безперервне дисперсійне середовище.

Способи приготування аерованих рідин і пін:

1. Механічний спосіб забезпечує аерацію рідини за допомогою компресорних установок і спеціальних пристроїв - аераторів (піногенераторів).
2. При ежекційному способі рідина аерується шляхом засмоктування повітря з атмосфери за допомогою спеціальних ежекторних змішувачів.
3. Хімічний спосіб забезпечує спінювання (аерацію) рідини при обробці її ПАР-піноутворювачами і перемішуванні.
4. Комбінований спосіб поєднує механічний (ежекційний) і хімічний способи аерації.

Комбінований спосіб аерації є найпоширенішим і ефективнішим, оскільки у присутності ПАР-піноутворювачів істотно покращуються умови

диспергування газу і підвищується стабільність (стійкість) усієї дисперсної системи [48].

Молекула ПАР складається з гідрофобної частини і здатного гідратуватися залишку - гідрофільної групи [49]. Гідрофільними групами в молекулі ПАР можуть бути карбоксильна, сульфатна, гідроксильна, сульфонатна, поліефірна групи, які багаторазово повторюються та містять азот і інші елементи. До гідрофобної частини відносяться вуглеводневі радикали, ароматичні, циклічні і змішані групи. Молекула ПАР може складатися одночасно з декількох гідрофільних і гідрофобних груп, однакових або відмінних одна від одної. Внаслідок такої будови молекули ПАР при розчиненні або диспергуванні в рідині сорбуються на поверхні розділу фаз, проявляючи при цьому ряд визначальних властивостей: здатність знижувати поверхневе натягнення на межі розділу «рідина – газ» і «рідина – рідина», здатність утворювати агрегати молекул (міцели) при певній концентрації речовини і солюбілізувати нерозчинні у воді з'єднання.

Поверхнево-активні речовини з точки зору їх дисоціації у водних розчинах діляться на аніонактивні (поверхнева активність цих речовин в розчинах обумовлена аніонами; до аніонактивних ПАР належать лужні солі жирних кислот (мила), алкілсульфати, алкілсульфонати, алкіларілсульфонати лужних металів та ін.), катіонактивні (поверхнева активність цих речовин визначається катіонами; до цього класу з'єднань відносяться солі амінів, четвертинні амонієві солі, алкілпірідінові солі) і неіоногенні (у водних розчинах ці речовини не дисоціюють на іони, їх розчинність залежить від спорідненості до води функціональних груп, а поверхнева активність обумовлена дифільною будовою молекули; до таких речовин відносяться оксиетильовані жирні спирти і кислоти, оксиетильовані феноли, а також оксиетильовані аміді, аміни.), а також амфотерні або амфолітні (ці речовини залежно від рН розчину можуть проявляти аніонактивні властивості (лужне середовище) або катіонактивні властивості (кисле середовище); подібні властивості мають алкіламінокислоти, сульфітобетайни, деякі полідіметилсилоксани і деякі інші речовини) [52].

При введенні в рідину розчинних речовин, молекули яких відрізняються від молекул розчинника силами взаємного тяжіння, поверхневі шари збагачуються одним з компонентів розчину. Це явище, зване адсорбцією, спостерігається, коли молекули мають дифільну (електрично двохполярну) будову, причому одна або декілька груп мають спорідненість до тієї фази, в якій вони розчинені або диспергують, а інші групи відштовхуються від молекул розчинювального середовища. Для речовин, що володіють високою поверхневою активністю, концентрація активних молекул в поверхневому шарі навіть у разі сильно розбавлених розчинів в десятки тисяч разів перевищує їх концентрацію в об'ємі розчину [48].

На сьогодні практично відсутні дані відносно комплексної оцінки властивостей поверхнево-активних речовин і газорідних сумішей для конкретних технологічних процесів. Разом з тим практичний досвід застосування активованих рідин доводить, що оцінка властивостей поверхнево-активних речовин і газорідних сумішей необхідно здійснювати з урахуванням фізико-хімічних критеріїв, фізико-механічних і технологічних параметрів, інженерно-екологічних і економічних вимог [8].

Підвищенням змочуваності, формуванням граничних шарів, підвищенням капілярного тиску всмоктування шляхом введення в рідину композицій, що містять ПАВ, можна істотно збільшити міру витіснення залишкової нафти. Крайовий кут змочування  $\theta$  може бути використаний в якості експрес методу оцінки дії газорідних сумішей на породу-колектор [44]. Крайовий кут змочування описує ступінь змочування поверхні твердого тіла рідиною. Якщо помістити краплю чистої води на тверду нейтральну поверхню в повітряному середовищі, то вона повністю розтечеться по ній, тобто кут змочування практично рівний нулю, а поверхня буде гідрофільною. Коли помістити краплю води на твердій поверхні в середовищі ізооктану, то кут змочування буде гострий (вимірюється в сторону змочуючої фази). При розміщенні краплі на твердій поверхні в середовищі ізооктан + ізоквілін (в співвідношенні 1:1) кут змочування буде дорівнювати  $90^\circ$ , тобто тверда поверхня однаково змочується



обома флюїдами. Та ж крапля, поміщена в середовище ізоквіліну, утворить з твердою поверхнею тупий кут, що свідчить про краще змочування твердої поверхні ізоквіліном, ніж водою, тобто в даному випадку поверхня стає гідрофобною. Отже, при повному змочуванні кут змочування  $\theta$  дорівнює  $0^\circ$ , а при повному незмочуванні він рівний  $180^\circ$  [45].

Присутність у воді солей  $NaCl$ ,  $KCl$  і  $CaCl_2$  при їх концентрації від 3 до 5% істотно збільшує значення  $\theta$ . Поверхнєве натягнення на межі "тверде тіло - рідина", значною мірою, визначає тиск капілярного всмоктування, підвищення якого чинить великий вплив на характер руху пін в пласті-колекторі. У табл. 4.1 приведені результати вимірів поверхневої активності речовин відносно міри мінералізації дисперсійного середовища.

Таблиця 4.1

Поверхнєве натягнення  $\sigma_{m-p}$ 

Вид ПАВ	Вміст ПАВ, %	Значення $\sigma_{m-p}$ (Н/м) для води:	
		прісної	солоні (5% $CaCl_2$ )
Сульфанол НП - 3	0,3	0,039	0,050
	0,5	0,036	0,046
	1,0	0,034	0,041
Синтанол АЦЕС - 12	0,2	0,039	0,037
	0,5	0,035	0,055
	1,0	0,031	0,052

Дані табл. 4.1 свідчать про відмінність поверхневої активності Сульфанола НП - 3 і Синтанолу АЦЕС - 12 залежно від концентрації в розчині і мінералізації дисперсійного середовища: для слабомінералізованого середовища ефективність Синтанолу АЦЕС - 12 вища, ніж для мінералізованої, і в той самий час для мінералізованого середовища ефективний для застосування Сульфанол НП - 3.

Результати досліджень показали також, що тиск капілярного всмоктування в розчині з  $KCl$  в 1,6 рази більше, ніж в прісному розчині. Отже, при приготуванні пін, наявність в дисперсійному середовищі електроліту  $KCl$  є позитивною.

Адсорбційні процеси визначають міру дисперсності (стабільність) гетерогенних систем, плівкоутворення і так далі. Дослідницькі роботи показали, що при циркуляції пін в пластах-колекторах спостерігаються втрати поодиноких ПАР типу ДНС - А, Сульфанол, Сульфонатна паста, Синтанол - 10 в кількості, що не перевищує 0,03 кг/кг при концентрації ПАР в розчині 1%. Втрати ж на адсорбцію композиційного ПАР (0,02% неіоногенного ПАР + 0,05% катіоноактивного реагенту-збирача) на пісковик і доломіті склали 0,05 кг/кг. При цьому об'єм витіснення нафти з більшістю вказаних поодиноких ПАР і типів гірських порід не перевищував 25%, а при використанні композицій - доходив до 97%.

Існуючі у світовій практиці способи приготування та нагнітання пін можна розділити на прямі, якщо тиск при подачі компонентів до робочої камери пристроїв для генерування пін дорівнює тиску нагнітання їх суміші, і ступінчастий, якщо тиск нагнітання суміші перевищує тиск, необхідний для подачі будь-якого з компонентів [58].

Перший спосіб реалізується за допомогою компресорів, насосів і поверхневих піногенераторів. При цьому вимагається, щоб насоси і компресорні установки мали робочі тиски, достатні для забезпечення заданого технологічного процесу.

У США запропонований піно генератор [7], що є циліндром, заповненим безладно розташованими піногенеруючими кільцями, що знаходяться між двома сітками (рис. 4.1). На одному кінці циліндра є отвір для входу стислого повітря або газу, на іншому - для виходу піни. Нижче за отвір для подачі газу, на бічній стороні циліндра, знаходиться штуцер для нагнітання водного розчину ПАР. Циліндрична частина утворена двома дзвоноподібними ніпелями, пов'язаними муфтою. Розчин ПАР подається під прямим кутом до напрямку руху газового потоку з метою найкращого перемішування газу і рідини. Кінець трубки для підведення розчину ПАР робиться плоским, щоб відбувалося розпилення в зоні зм'ягчення.

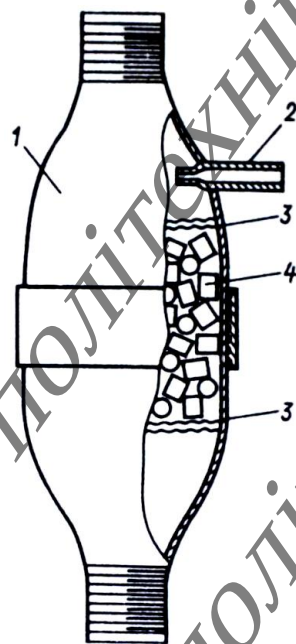


Рисунок 4.1 Поверхневий піногенератор:

1 - корпус; 2 - сопло для подачі розчину ПАР; 3 – піногенеруючі кільця; 4 - сітчасті перегородки

Піногенеруючі кільця складаються з великого числа легкозмінних металевих ободів із спицями. Рекомендуються наступні розміри елементів піногенераторів (у мм): діаметр підвідного повітряного проводу 51; діаметр трубопроводу для розчину ПАР 25,4 з плоским соплом заввишки 1,6; діаметр циліндра піногенератора від 101,6 до 304,8 (прийнятніше 254); довжина піногенератора від 457,2 до 762; діаметр і висота кілець 15,9; товщина стінок 3,2. Оптимальне співвідношення подачі водного розчину-піноутворювача і повітря - 1:155.

На рис. 4.2 представлений пристрій для отримання пін, розроблений на базі насоса подвійної дії 11 Гр [19, 57], який працює таким чином. При русі поршня 1 управо в циліндрі 2 насосу рівень рідини в лівій робочій камері 4 знижується і повітря поступає через газовий клапан 5 в звільнену порожнину робочої камери 4. З рідинного колектора 10 в циліндр 2 через лівий всмоктуючий клапан 3 поступає задана кількість перекачуваної рідини. Одночасно рівень рідини в правій робочій камері 4 піднімається і тиск повітря в ній підвищується. Досягши робочого тиску в правій камері відкривається

нагнітальний клапан 6, через який з робочої камери в нагнітальну камеру 7 поступає спочатку повітря, а потім у кінці нагнітання технологічно задана кількість перекачуваної рідини. При зворотному ході поршня 1 відбувається зміна процесів в лівій і правій робочих камерах.

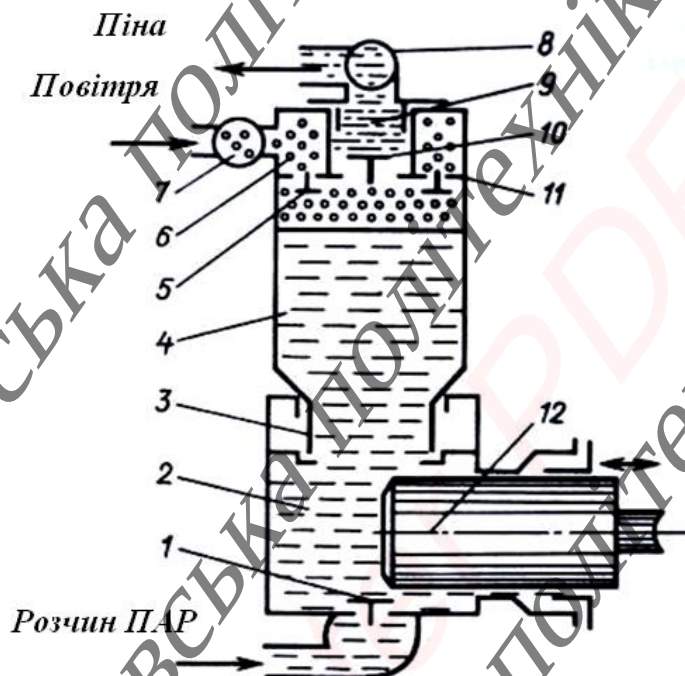


Рисунок 4.2 Поверхневий піногенератор на базі насоса 11 Гр

Для забезпечення стійкої роботи пристрою об'єм робочої камери 4 перевищує об'єм, що описується поршнем 1 насоса, що дозволяє виключити перетікання повітря в циліндр 2, що має непроточні тупикові зони.

Газові клапани і нагнітальні камери окремих компресорних циліндрів, встановлених на гідроблоці насоса, об'єднані колекторами 8 і 9. Повітря в колектор 9 подається за допомогою компресора низького тиску, а перекачувана рідина в колектор 10 - дозувальним насосом. Газорідинна суміш утворюється при витіканні через щілини нагнітальних клапанів і подальшому транспортуванні по нагнітальній лінії.

Принцип дії пристрою аналогічний принципу дії ступеня поршневого компресора, в якому роль поршня грає рідина, що переміщується у вертикально розташованому циліндрі під впливом поршня насоса.



На рис. 4.3 представлена схема пристрою для отримання піни, створеного на базі трьохплунжерного насоса НБ4 - 320/63 [29, 57], який включає три компресорні циліндри, встановлених на гідроблоці насоса, що має робочі камери 2 з плунжерами 12 і всмоктуючими клапанами 1. Компресорний циліндр складається з робочої камери 4, сполученою з камерою 2 проточним каналом 3. Об'єм камери 4 перевищує об'єм, який описується плунжером 12, що дозволяє уникнути перетікання повітря з камери 4 в камеру 2. Над камерою 4 встановлені нагнітальний клапан 10 і плита 11 з розміщеними на ній газовими клапанами 5. Для виключення утворення непроточних зон у верхній частині камери 4 плита 11 виконана загальною для нагнітального 10 і газових 5 клапанів, які встановлені на одному рівні, а газові, крім того, розміщені на плиті 11 концентрично і рівномірно. Газовід 6, розташований над камерою 4 та сполучений із загальним для компресорних циліндрів повітряним колектором 7, а нагнітальний колектор 8 об'єднує нагнітальні камери 9 усіх компресорних циліндрів.

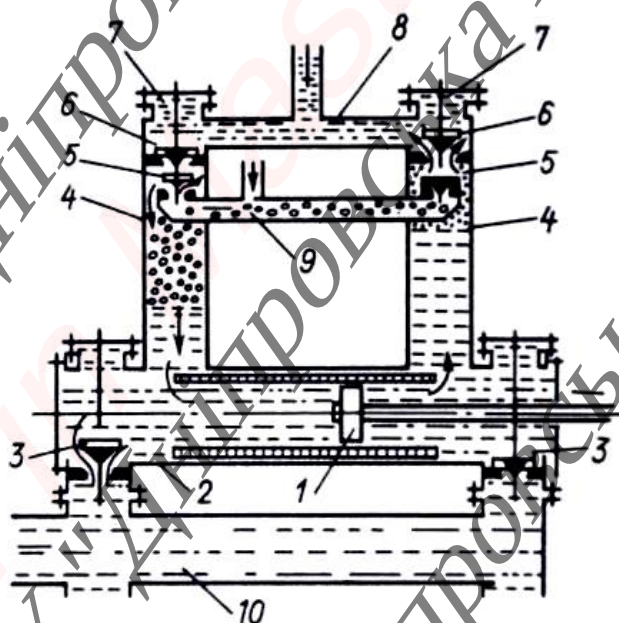


Рисунок 4.3 Поверхневий піногенератор на базі насоса НБ4 - 320/63

Пристрій монтують в наступному порядку. Демонтують сидла нагнітальних клапанів, а замість них у верхній частині гідроблоку встановлюють і кріплять до нього шпильками компресорні циліндри. У

гідроблоці встановлюють всмоктуючі клапани для подачі рідини в робочу камеру насоса, а також повітря і нагнітальний колектори, під'єднуючи їх до відповідних патрубків окремих компресорних циліндрів. Повітряний колектор під'єднують до джерела стислого повітря (компресор низького тиску), нагнітальний до манифольду, а приймальний шлангом до дозувального насоса.

Однак практика застосування розглянутих пристроїв довела їх недостатньо високу надійність роботи та складність експлуатації, тому, як альтернатива, кафедрою нафтогазової інженерії та буріння НТУ ДП пропонуються спосіб отримання пін шляхом застосування ежекторних пристроїв.

#### **4.2 Особливості технології застосування пінних систем у технологіях інтенсифікації витиснення залишкової нафти з пластів-колекторів**

Експериментальні роботи, опис яких даний в підрозділі 3.2 показали, що найбільш високу пінотворну здатність мають розчини аніоноактивних речовин. При цьому речовини, що найбільш сильно знижують поверхневе натягнення, як правило, мають найвищу пінотворну здатність. Пінотворна здатність розчинів ПАВ зростає із збільшенням концентрації розчину до критичної. Із збільшенням концентрації (почало міцелоутворення) вище критичного значення пінотворна здатність залишається незмінною або знижується. Наявність стабілізуючих добавок у складі розчину ПАВ значно покращує пінотворну здатність за рахунок підвищення дисперсності і стійкості піни [51].

Використання бінарних сумішей, потрібних композицій і складних багатокомпонентних поверхнево-активних матеріалів, що мають властивості, відмінні від властивостей індивідуальних поверхнево-активних речовин, які входять до їх складу, дає можливість працювати з газорідними сумішами різної міри аерації і стійкості, що необхідно враховувати при проектуванні оптимальних композицій сумішей з позицій використання пін, як основного

інструменту для гідродинамічного витиснення залишкової нафти з пластів-колекторів.

Будь-яка добавка (десолубілізаторів) органічної і неорганічної речовини змінює умови молекулярної взаємодії ПАР і властивості міцелярних структур в розчині [49]. Це дозволяє в процесі закачування газорідної суміші в пласт-колектор корисно впливати на її якість, підвищуючи тим самим міру витиснення залишкової нафти. Дослідженнями, проведеними співробітниками кафедри нафтогазової інженерії та буріння НТУ ДП, також доведено наявність прямого зв'язку між стійкістю пінної системи та способом її отримання, що можна сформулювати наступним правилом - пінотворна здатність, як і кратність піни, та стійкість останньої у часі, залежить від конструкції аеруючого пристрою і режиму отримання піни (співвідношення повітря і пінотворного розчину).

Для подальших досліджень у якості технології створення пін прийнято ежекційний спосіб, а технічних засобів для його реалізації – пристроїв подавання стисненого повітря до розчину ПАР – ежекторів.

На рис. 4.4 приведені схеми конструкцій пропонуваніх ежекційних пристроїв.

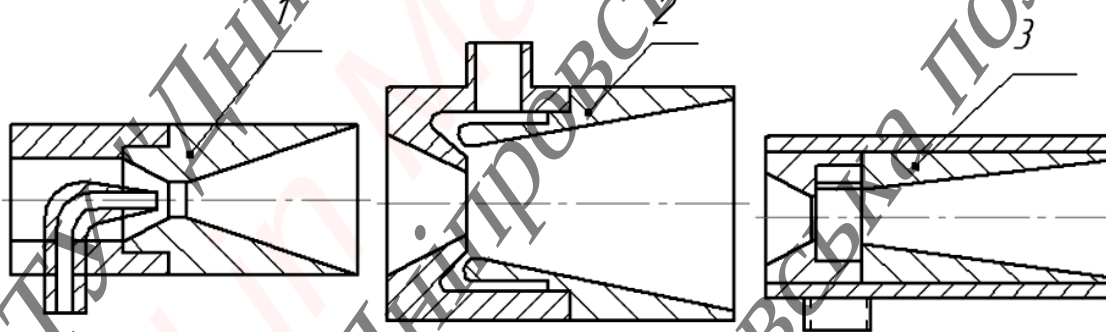


Рисунок 4.4 Конструкції пропонуваніх ежекційних пристроїв: 1 - струминний ежектор; 2 - циліндричний ежектор; 3 - вихровий ежектор

Основними показниками технологічної ефективності роботи пристроїв для створення пінних систем в цілому та ежекційних зокрема є загальна витрата стисненого повітря, яку можна представити швидкістю руху її струменя крізь ежектор та мінімальний поріг концентрації розчину ПАР, при якому

починається стійке утворення пінного розчину. На рис. 4.5 наведено графічну залежність, що ілюструє процес піноутворення в ежекційних пристроях.

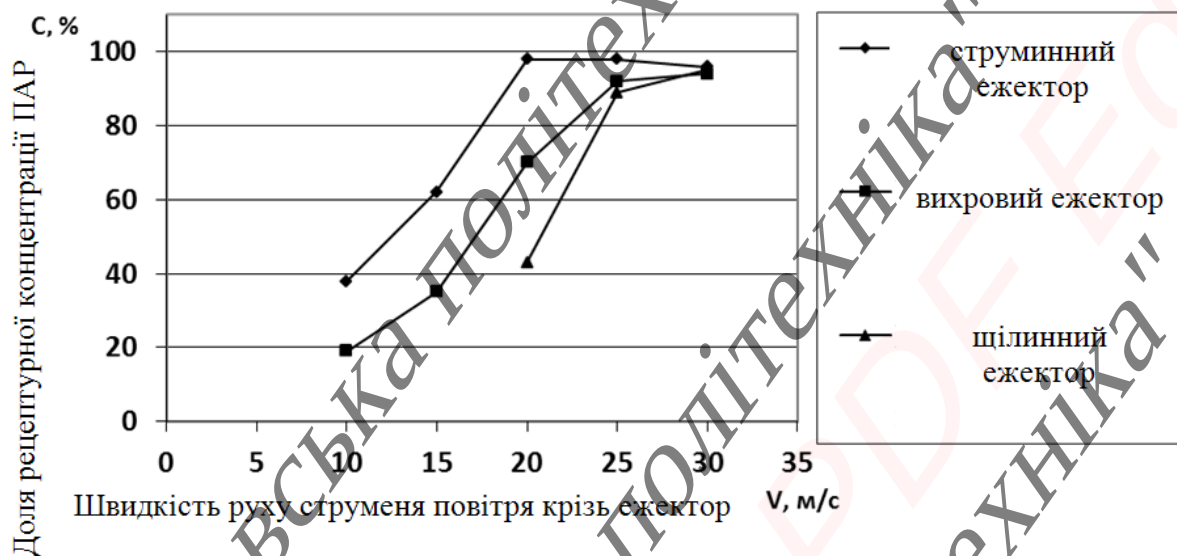


Рисунок 4.5 Механізм піноутворення в ежекційних пристроях

Вивчення отриманих в результаті досліджень даних дозволяє зробити наступні висновки: початок сталого піноутворення при використанні струминних та вихрових ежекторів спостерігається при 50% значенні необхідної швидкості струменя стисненого повітря для щілинного ежектора; у разі використання виключно вихрових ежекторів доля рецептурної концентрації ПАР-піноутворювачів складає 50% від такої для струминних і щілинних ежекторів.

В табл. 4.1 приведено дані щодо якості піноутворної здатності розроблених ежекторів.

Таблиця 4.1

Усереднені показники роботи ежекторних пристроїв

Тип ежектора	Тиск в приймальній камері, МПа	Коефіцієнт ежекції	Перепад тиску, МПа
Струмінний	0,05 - 0,06	2,5	0,22
Кільцевий	0,04 - 0,05	4	0,2
Вихровий	0,04 - 0,05	5	0,21

Таким чином, дані табл. 4.1 свідчать, що вихрові ежектори, окрім іншого, дозволяють отримувати піни рівномірного аераційно-дисперсійного складу.



Подальші дослідження були спрямовані на визначення оптимальних композицій ПАР-піноутворювачів для умов роботи в пластах-колекторах вуглеводнів. Оскільки, як було вже показано в підрозділі 4.1, доволі ефективними, з позицій поверхневої активності, є Сульфанол НП - 3 і Синтанол АЦЕС – 12, їх композиції і досліджувалися, окрім того, у якості стабілізуючої домішки застосовували електроліт  $KCl$ , який виступав реагентом-понижувачем тиску капілярного всмоктування в розчині.

Масу концентрату піноутворювача  $m$  (у кг), необхідну для приготування  $1 \text{ м}^3$  водного розчину піноутворювача, визначали по формулі

$$m = \frac{c\rho}{q100} \quad (4.1)$$

де  $c$  - задана концентрація піноутворювача у водному розчині, %;  $\rho$  - щільність концентрату,  $\text{кг/м}^3$ ;  $q < 1$  - доля активної речовини в концентраті.

В табл. 4.2 наведено дані щодо масового вмісту активних компонентів у композиті-піноутворювачі за умови дотримання наступного співвідношення між компонентами композита: Сульфанол НП – 3:Синтанол АЦЕС – 12:електроліт  $KCl$  = 58%:26%:16%.

Таблиця 4.2  
Маса піноутворювача на  $1 \text{ м}^3$  піноутворюючого розчину

Вміст активних речовин в концентраті-композиті% (по масі)	Маса, кг, піноутворювача при його концентрації в робочому розчині % (по масі)									
	0,05	0,1	0,2	0,3	0,5	0,8	1,0	1,2	1,5	2,0
20	2,5	5,0	10,0	15,0	25,0	40,0	50,0	60,0	75,0	100,0
30	1,7	3,3	6,7	10,0	16,7	26,7	33,3	40,0	50,0	66,7
40	1,3	2,5	5,0	7,5	12,5	20,0	25,0	30,0	37,5	50,0
50	1,0	2,0	4,0	6,0	10,0	16,0	20,0	24,0	30,0	40,0
60	0,8	1,7	3,3	5,0	8,3	13,3	16,7	20,0	25,0	33,3
70	0,7	1,4	2,9	4,5	7,1	11,4	14,3	17,1	21,4	28,6
80	0,6	1,3	2,5	3,8	6,3	10,0	12,5	15,0	18,8	25,0
90	0,6	1,1	2,2	3,3	5,6	8,9	11,1	13,3	16,7	22,2
100	0,5	1,0	2,0	3,0	5,0	8,0	10,0	12,0	15,0	20,0

Дані табл. 4.2 є базовими для проектування оптимальних складів ПАР-піноутворювачів, що використовуються у технологіях підвищення нафтовилучення з пластів-колекторів.

### 4.3 Висновки за четвертим розділом

1. Проаналізовано способи створення аерованих рідин і пін та розглянуто поверхнево-активні речовини-піноутворювачі з точки зору їх дисоціації у водних розчинах.

2. Наведено дані відносно комплексної оцінки властивостей поверхнево-активних речовин і газорідних сумішей для конкретних технологічних процесів.

3. Проаналізовано механізм роботи існуючих способів приготування і нагнітання пін та запропоновано спосіб отримання пін шляхом застосування ежекторних пристроїв.

4. Визначено композиційні рецептури пінних систем та техніко-технологічні засоби їх створення за умов дотримання високих значень показників критерію інтенсифікації витиснення залишкової нафти.

## Розділ 5. Попередня оцінка технологічного ефекту та економічної обґрунтованості впровадження методів підвищення нафтовилучення

У разі промислового випробування та впровадження методів підвищення нафтовилучення пластів виникає необхідність оцінки їх ефективності. На стадії дослідних робіт це необхідно, щоб приймати рішення про доцільність промислового впровадження методу, а на стадії промислового впровадження, щоб визначити ефективність від затрачених коштів.

Об'єктивна екстраполяція показників видобутку нафти та інших показників розробки покладу чи вибраних ділянок – головний та найбільш точний на сьогоднішній день спосіб визначення технологічного ефекту за фактичними результатами дослідно-промислових робіт або промислового впровадження методу підвищення нафтовилучення пластів на пізній стадії розробки.

Існують різні способи аналізу ефективності методів підвищення нафтовилучення, що базуються на знаходженні емпіричної залежності зміни показників розробки базового варіанту в період до початку застосування методу і екстраполяції її на майбутній період його застосування.

Найважче визначати технологічний ефект, коли метод підвищення нафтовилучення пластів застосовується з самого початку розробки. Тоді оцінка технологічного ефекту базується на розрахункових показниках розробки дослідної ділянки або на фактичних результатах розробки контрольної ділянки.

Показником економічної ефективності методів підвищення нафтовилучення пластів може бути річний економічний ефект [59]. Його можна визначати на основі зіставлення приведених витрат базового варіанту розробки та варіанту з застосуванням методу. Приведені витрати  $B$  являють собою суму собівартості і нормативного прибутку.

$$B = C + E \cdot K, \quad (5.1)$$

де  $C$  – собівартість видобутку нафти, грн./т;  $K$  – питомі капітальні вкладення у виробничі фонди, грн./т;  $E$  – нормативний коефіцієнт ефективності капітальних вкладень.

При визначенні річного економічного ефекту повинна забезпечуватись порівняльність базового і впроваджуваного варіантів розробки родовища за об'ємом видобутку нафти. Для зіставлення приведені витрати в базовому варіанті збільшуються на суму, яка необхідна для одержання того ж об'єму нафти, що і у варіанті з застосуванням методу збільшення нафтовилучення. Збільшення приведених витрат дорівнює добутку додатково видобутої нафти на спеціальний норматив питомих приведених витрат на одну тону приросту видобутку нафти.

Попередня оцінка може бути проведена на підставі зіставлення витрат на приготування пінних систем за існуючим та проєктованим способами (табл. 5.1).

Таблиця 5.1

Узагальнені витрати на приготування  $10\text{ м}^3$  пічної системи

Найменування витрат	Одиниця виміру	Механічний спосіб	Ежекційний спосіб
Витрата електроенергії на роботу компресора	кВт/грн.	36/60,48	16/26,88
Витрата води для приготування пін	$\text{м}^3/\text{грн.}$	0,0048/0,0576	0,003,6/0,0432
Витрата ЦАР для приготування концентратів	кг/грн.	1,2/456	0,9/288
Економічний ефект	грн.	201,6144	

Дані табл. 5.1 свідчать про зниження матеріально-енергетичних витрат на приготування пінних систем у разі застосування пропонованої технології на 61% у порівнянні з існуючим способом, що доводить економічну обґрунтованість і доцільність впровадження розробленої методики.



## **Розділ 6. Охорона праці при лабораторних, стендових та промислових дослідженнях прогресивних методів підвищення нафтовилучення**

При лабораторних, стендових та промислових дослідженнях прогресивних методів підвищення нафтовилучення необхідно дотримуватися наступних правил: техніки безпеки при роботі в приміщенні розумової праці та техніки безпеки на промислових ділянках.

### *Інтенсифікація руху нафти в пластах колекторах*

Роботи з нагнітання в свердловину води, газу, теплоносіїв (гарячої води, пари), хімічних реагентів (полімерів, ПАР, розчинників нафти) та інших агентів проводяться відповідно до проекту і плану, затвердженого нафтогазодобувним підприємством. У плані повинні бути зазначені порядок підготовчих робіт, схема розміщення обладнання, технологія проведення процесу, заходи безпеки, відповідальний керівник робіт.

Пересувні насосні агрегати, призначені для роботи на свердловинах, повинні обладнуватися запірними та запобіжними пристроями, мати прилади, що контролюють основні параметри технологічного процесу.

При закачуванні хімічних реагентів, пари, гарячої води на нагнітальній лінії біля устя свердловини повинен бути встановлений зворотний клапан.

Нагнітальна лінія після збирання до початку закачування повинна бути опресована на півторакратний очікуваний робочий тиск.

При гідравлічних випробуваннях нагнітальних систем обслуговувальний персонал повинен бути видалений за межі небезпечної зони. Ліквідація пропусків під тиском не дозволяється.

Перед початком роботи із закачування реагентів, води і після тимчасової зупинки в зимовий час необхідно переконатись у відсутності в комунікаціях насосних установок і нагнітальних ліній льодових пробок.

Обігрівати трубопроводи відкритим вогнем не дозволяється.

Обробка привибійної зони, інтенсифікація припливу і підвищення нафтовіддачі пластів у свердловинах з негерметичними колонами і заколонними перетоками не дозволяється.

На період теплової і комплексної обробки навколо свердловини і обладнання, що використовується, установлюється небезпечна зона радіусом не менше ніж 50 м.

Пересувні насосні установки необхідно розташовувати на відстані не менше ніж 10 м від устя свердловини, відстань між ними повинна бути не менше ніж 1 м. Інші установки для виконання робіт (компресор, парогенераторна установка та ін.) повинні розміщуватись на відстані не менше ніж 25 м від устя свердловини. Агрегати встановлюються кабінами від устя свердловини і оснащуються іскрогасниками.

Технологічні режими ведення робіт і конструктивне виконання агрегатів і установок повинні виключити можливість утворення вибухопожежонебезпечних сумішей усередині апаратів і трубопроводів.

На всіх об'єктах (свердловинах, трубопроводах, замірних установках) утворення вибухонебезпечних сумішей не допускається. У планах проведення робіт необхідно передбачати систематичний контроль газоповітряного середовища в процесі робіт.

Викидна лінія від запобіжного пристрою насоса повинна бути жорстко закріплена, закрита кожухом і виведена в скидну місткість для збирання рідини або на прийом насоса.

Вібрація і гідравлічні удари в нагнітальних комунікаціях не повинні перевищувати норми, установлені в нормативному документі "Експлуатація и ремонт технологических трубопроводов под давлением до 10,0 МПа (100 кгс/кв.см)" (РД 38.13.004-86).

#### *Закачування розчинів та хімічних реагентів*

Роботи повинні виконуватись з використанням необхідних засобів індивідуального захисту і відповідно до вимог інструкції з застосування цього реагенту.

На місці проведення робіт із закачування агресивних хімічних реагентів (сірчаної, соляної, азотної, фторної кислоти та ін.) повинен бути:

- а) аварійний запас спецодягу, спецвзуття та інші засоби індивідуального захисту;
- б) запас чистої прісної води;
- в) нейтралізуючі компоненти для розчину (крейда, вапно, хлорамін).

Залишки хімічних реагентів необхідно збирати і доставляти в спеціально відведене місце, обладнане для утилізації або знищення.

Після закачування хімічних реагентів або інших шкідливих речовин до розбирання нагнітальної системи агрегату повинна прокачуватись інертна рідина об'ємом, достатнім для промивання нагнітальної системи. Скидати рідину після промивання необхідно в збірну ємність.

Необхідно вести постійний контроль повітряного середовища робочої зони переносними газоаналізаторами. При вмісті в повітрі закритого приміщення парів агресивних хімічних реагентів вище ГДК та порушенні герметичності нагнітальної системи роботи повинні бути припинені.

Завантаження термореактора магнієм повинно проводитись безпосередньо перед спусканням його в свердловину.

Завантажений магнієм термореактор, ємності і місця роботи з магнієм необхідно розташовувати на відстані не менше ніж 10 м від нагнітальних трубопроводів та ємностей з кислотами.

#### *Нагнітання діоксиду вуглецю*

Обладнання і трубопроводи повинні бути захищені від корозії.

Не дозволяється, під час продування свердловини або ділянки нагнітального трубопроводу перебувати ближче 20 м від зазначених ділянок.

Необхідно вести постійний контроль повітряного середовища робочої зони.

При вмісті в повітрі закритого приміщення діоксиду вуглецю вище ГДК (0,5 об.%) та порушенні герметичності системи розподілу і збору діоксиду вуглецю роботи повинні бути припинені.

### *Теплова обробка*

Парогенераторні та водонагрівальні установки повинні бути оснащені приладами контролю і регулювання процесів готування та закачування теплоносія, засобами для припинення подачі паливного газу у разі порушення технологічного процесу.

Прокладання трубопроводів від стаціонарних установок до свердловини для закачування вологої пари або гарячої води та їх експлуатація здійснюються з дотриманням вимог Правил будови і безпечної експлуатації трубопроводів пари та гарячої води, затверджених наказом Держнаглядохоронпраці від 08.09.98 N 177 зареєстрованих у Міністерстві юстиції України 07.10.98 за N 636/3076 зі змінами (НПАОП 0.00-1.11-98).

Відстань від паророзподільного (водорозподільного) пункту чи розподільного трубопроводу до устя нагнітальної свердловини повинна бути не менше ніж 25 м.

Керування запірною арматурою свердловини, обладнаної під нагнітання пари або гарячої води, повинне здійснюватися дистанційно. Фланцеві з'єднання повинні бути закриті кожухами.

В аварійних випадках роботу парогенераторної та водонагрівальної установок необхідно зупинити, персонал при цьому повинен діяти відповідно до плану локалізації та ліквідації можливих аварійних ситуацій і аварій.

На лінії подачі палива в топку парогенератора або водонагрівальної установки передбачається автоматичний захист, що припиняє подачу палива при зміні тиску в теплопроводі нижче або вище допустимого, а також при припиненні подачі води.

Територія свердловин, обладнаних під нагнітання пари або гарячої води, повинна бути огорожена і позначена попереджувальними знаками.

Відвід від затрубного простору повинен бути спрямований у бік, вільний від техніки і обслуговуючого персоналу.

При закачуванні теплоносія (з установленням пакера) засувка на відводі від затрубного простору повинна бути відкрита.



Після обробки свердловини повинні бути перевірені з'єднувальні пристрої, арматура повинна бути пофарбована.

#### *Обробка гарячими нафтопродуктами*

Установка для підігрівання нафтопродукту повинна розташовуватись не ближче ніж 25 м від ємності з гарячим нафтопродуктом.

Електрообладнання, що використовується на установці для підігрівання нафтопродукту, повинне бути у вибухозахищеному виконанні.

Ємність з гарячим нафтопродуктом необхідно встановлювати на відстані не менше ніж 10 м від устя свердловини з підвітряного боку.

У плані проведення робіт повинні бути передбачені заходи, що забезпечують безпеку працівників.

#### *Обробка вибійними електронагрівниками*

Вибійні електронагрівники повинні бути у вибухозахищеному виконанні. Зборка і випробування вибійного електронагрівника шляхом підключення до джерела струму повинні проводитися в електроцеху.

Не дозволяється розбирання, ремонт вибійних електронагрівників та їх випробування під навантаженням у польових умовах.

Спуск вибійного електронагрівника в свердловину та його підняття повинні бути механізовані і проводитись при герметизованому усті з використанням спеціального лубрикатора.

Перед установленням опорного затискача на кабель-трос електронагрівника гирло свердловини повинне бути закрите.

Мережний кабель допускається підключати до пускового обладнання електронагрівника лише після підключення кабель-троса до трансформатора і заземлення електрообладнання, проведення всіх підготовчих робіт у свердловині, на усті і відведення працівників у безпечну зону.

#### *Термогазохімічна обробка*

Порохові заряди (порохові генератори тиску або акумулятори тиску) для комплексної обробки привибійної зони свердловини необхідно зберігати і перевозити відповідно до вимог НПАОП 0.00-1.17-92.

Порохові генератори (акумулятори) тиску повинні встановлюватися в гірлянду зарядів, що спускається, лише перед її введенням у лубрикатор.

Ящики з пороховими зарядами повинні зберігатися в приміщенні, яке замикається на замок і розташоване на відстані не менше ніж 50 м від устя свердловини. Гірлянда порохових зарядів встановлюється в лубрикатор лише при закритій центральній засувці. Пристрій, що спускається, не повинен торкатися плашок засувок. Робота повинна виконуватись двома особами.

Підключення спущеного в вибій свердловини порохового генератора або акумулятора тиску до приладів керування і електромережі проводиться в такій послідовності:

- а) герметизація устя свердловини;
- б) підключення електрокабелю гірлянди зарядів до трансформатора (розподільного щитка);
- в) відведення членів бригади та інших осіб, що перебувають на робочій площині (крім безпосередніх виконавців), на безпечну відстань від устя свердловини - не менше ніж на 50 м;
- г) установлення коду приладів підключення в положення "вимкнено";
- г) підключення кабелю електромережі до трансформатора або приладів керування;
- д) подача електроенергії на прилади керування;
- е) вмикання електроенергії на гірлянду з зарядом (виконується лише за командою відповідального керівника робіт).

При використанні під час комбінованої обробки привибійної зони свердловини порохових зарядів типу АДС-6 або інших елементів гідравлічного розриву пласта повинні виконуватись вимоги, що забезпечують збереження експлуатаційної колони.

#### *Гідравлічний розрив пласта*

Гідравлічний розрив пласта проводиться під керівництвом відповідального інженерно-технічного працівника за планом, затвердженим підприємством.

Під час проведення гідророзриву пласта перебування персоналу біля устя свердловини та нагнітальних трубопроводів ближче ніж 20 м не дозволяється.

Місця встановлення агрегатів для гідророзриву пласта повинні бути відповідним чином підготовлені і звільнені від сторонніх предметів, які перешкоджають встановленню агрегатів та прокладенню комунікацій.

Агрегати для гідророзриву пластів повинні бути встановлені на відстані не менше ніж 10 м від устя свердловини і розташовані так, щоб відстань між ними була не менше ніж 1 м і кабіни їх не були повернуті до устя свердловини.

Напірний колектор блоку маніфольдів повинен бути обладнаний датчиками КВП, запобіжними клапанами та лінією скидання рідини, а нагнітальні трубопроводи - зворотними клапанами.

Після обв'язки устя свердловини необхідно опресувати нагнітальні трубопроводи на очікуваний тиск при гідравлічному розриві пласта з коефіцієнтом запасу 1,5.

Для вимірювання і реєстрації тиску при гідророзриві до гирлової арматури повинні бути під'єднані показуючий та реєструвальний манометри, винесені на безпечну відстань.

Перед від'єднанням трубопроводів від устьової арматури необхідно закрити крани на ній та знизити тиск у трубопроводах до атмосферного.

Застосування пакерувальних пристроїв при гідророзривах пласта обов'язкове, якщо тиск гідророзриву перевищує допустимий для експлуатаційної колони. При проведенні гідрокислотних розривів необхідно застосовувати інгібітори корозії.

Працівники, які безпосередньо беруть участь у цих роботах, повинні бути забезпечені локальним радіозв'язком для синхронізації, узгодження та контролю робіт.

#### *Охорона праці при роботі в приміщеннях обладнаних ЕОМ*

Приміщення лабораторій мають бути влаштовані і обладнані відповідно до вимог санітарних норм (СН 245-71).

Робота з ЕОМ повинна здійснюватися відповідно до Правил охорони праці під час експлуатації ЕОМ затвердженими наказом № 21 Держнаглядохоронпраці від 10.02.1999 р.

Оптимальні кліматичні умови для приміщень розумової праці наступні: температура 22 – 24 °С, відносна вологість повітря 40 - 60%, швидкість повітря до 0,2 м/с, на одного працівника повинно доводитися не менше 32 м<sup>3</sup>/ч повітря.

Для підтримки комфортних умов приймаємо кондиціонування повітря, що забезпечує підтримку на оптимальному рівні усіх вказаних вище параметрів, за допомогою автономного місцевого кондиціонера; крім того, в приміщенні щодня повинно здійснюватися вологе прибирання. Приміщення з ЕОМ мають бути обладнані системами опалювання і припливно-витяжною вентиляцією.

#### *Вимоги до освітлення*

Освітлення в лабораторії приймаємо як природне, так і штучне, здійснюване електричними джерелами світла (лампи розжарювання). Найменший розмір об'єкту приймаємо 0,5 - 1мм, отже, відповідно до характеристики зорових робіт вони являються середній точності (IV розряд зорової роботи), значення коефіцієнта природної освітленості для цього розряду робіт 1,5% (СНтаП II 4 - 79). Освітленість на робочому місці має бути в межах 300 – 500 лк. Яскравість поверхонь які світяться і перебувають в полі зору не повинна перевищувати 200 кд/м<sup>2</sup>. Відстань від очей до відеотерміналу має бути 70 см, світильники повинні очищатися не рідше двох раз на рік.

#### *Вимоги електробезпеки*

ЕОМ повинні мати апаратуру захисту від струму короткого замикання і інших аварійних режимів. Лінія електромережі для живлення ЕОМ, периферійних пристроїв ЕОМ виконується як окрема групова трипровідна мережа, шляхом прокладення фазового, нульового робочого і нульового захисного провідників. Нульовий захисний провідник використовується для заземлення (занулення) електроприймачів.



### *Вимоги до ЕОМ*

ЕОМ підлягають обов'язковій сертифікації, Прийняття в експлуатацію ЕОМ повинне здійснюватися за умови наявності в комплекті з ним паспорта, інструкції або іншої експлуатаційної документації.

### *Вимоги до організації робочого місця користувача ЕОМ*

Площа, виділена для одного місця з відеотерміналом або ЕОМ, повинна складати не менше  $6\text{ м}^2$ , а об'єм не менше  $20\text{ м}^3$ . Робочі місця з відеотерміналами відносно світлових отворів повинні розміщуватися так, щоб природне світло падало збоку, переважно ліворуч. Робочі місця з ЕОМ розміщуються на відстані 1 м від стін зі світловими отворами, відстань між бічними поверхнями відеотерміналів має бути не менше 1,2 м, прохід між рядами робочих місць не менше 1 м. Робоче сидіння користувача ЕОМ має бути підйомно-поворотним.

Персональний комп'ютер - електроприлад. Від інших електроприладів він відрізняється тим, що для нього передбачена можливість тривалої експлуатації без відключення від електричної мережі. У зв'язку з можливістю тривалої роботи комп'ютера без відключення від електромережі особлива увага приділена якості організації електроживлення.

Усі живлячі кабелі і дроти розташовуються із заднього боку комп'ютера і периферійних пристроїв. Забороняється проводити які-небудь операції, пов'язані з підключенням, відключенням або переміщенням компонентів комп'ютерної системи без попереднього відключення живлення.

На робочому місці монітор встановлений так, щоб унеможливити віддзеркалення від його екрану у бік користувача джерел загального освітлення приміщення. Монітор встановлений прямо перед користувачем і не вимагає повороту голови або корпусу тіла. Робочий стіл і робоче місце мають таку висоту, щоб рівень очей користувача знаходився трохи вище за центр монітора.

Клавіатура розташована на такій висоті, щоб пальці рук розташовувалися на ній вільно, без напруги, а кут між плечем і передпліччям складає  $100^\circ - 110^\circ$ .

Для приміщення, оснащеного ПК встановлена категорія пожежної небезпеки В.

## ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

1. Встановлено загальні закономірності режиму руху нафти в породах-колекторах, визначено впливові чинники спрямованості підземних нафтогідравлічних процесів, що протікають в призабійній зоні експлуатаційних об'єктів свердловини та вивчено основні гірничо-геологічні критерії застосування методів підвищення нафтовилучення відповідно до потреб конкретних родовищ рідких вуглеводнів.

2. Розроблено раціональну фізично-математичну модель підземної нафтогідравлічної програми інтенсифікації руху рідких вуглеводнів у пластах-колекторах, в якій органічно поєднано усі позитивні технологічні рішення прогресивних технологій нафтовилучення.

3. Методом порівняльної оцінки умов реалізації технологій інтенсифікації руху рідких вуглеводнів визначено базову ефективну технологію збільшення інтегрального показника витиснення залишкової нафти та сформульовано вихідні положення завдання вдосконалення технологій інтенсифікації руху нафти в призабійній зоні експлуатаційних об'єктів свердловини.

4. Доведено, що інтенсивне витискування нафти з пласта-колектора при використанні газорідних сумішей відбувається в результаті дії гідродинамічної сили потоку і значною мірою вони пов'язані з процесами хімічної термодинаміки і кінетики, що протікають на межі розділу фаз, крім того, показано, що піни значно краще, ніж звичайні агенти сприяють підвищенню ефективності витиснення залишкової нафти, при цьому істотну роль грають поверхневі явища на межі розділу фаз (поверхневе натягнення, кут змочування), що створюють міцний зв'язок системи "нафта - вода - порода - бульбашка повітря (газу)", а на підставі з'ясованих закономірностей запропоновано термодинамічний розгляд процесу витиснення нафти при використанні газорідних сумішей, можливий до застосування шляхом

зіставлення початкової і кінцевої енергії системи "нафта - вода - порода - бульбашка повітря (газу)".

5. Розглянуто способи створення аерованих рідин і пін та кінетичні електрохімічні чинники їх стійкості, надано пропозиції з забезпечення підвищення ефективності та сталості процесу витиснення залишкової нафти з пластів-колекторів і з'ясовано роль водневого показника в процесах піноутворення.

6. Проаналізовано механізм роботи існуючих способів приготування і нагнітання пін та запропоновано спосіб отримання пін шляхом застосування ежекторних пристроїв, для яких визначено композиційні рецептури пінних систем за умов дотримання високих значень показників критерію інтенсифікації витиснення залишкової нафти.

7. Економічно обґрунтована доцільність застосування на етапах проектування програми розробки родовищ рідких вуглеводнів проєктованих техніко-технологічних рішень.

8. Розроблені техніко-технологічні рішення можуть бути впроваджені на основних об'єктах розробки покладів рідких вуглеводнів як в Україні, так і за кордоном.

## СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Гірничий енциклопедичний словник / За ред. В.С. Білецького. – Донецьк: Східний видавничий дім. – Т.1. – 2001. – 512 с., Т.2. – 2002. – 639 с., Т.3. – 2004. – 752 с.
2. Михайлов В.А. Горючі корисні копалини України: Підручник / В.А. Михайлов, М.В. Курило, В.Г. Омельченко та ін. – К.: «КНУ», 2009. – 376 с.
3. Мала гірнича енциклопедія: в 3-х т. / За ред. В.С. Білецького. – Донецьк: Донбас. – Т.1. – 2004. – 640 с., Т.2. – 2007. – 652 с., Т.3. 2013. – 644 с.
4. Яремійчук Р.С. Основи гірничого виробництва / Р.С. Яремійчук, В.Р. Возний. – К.: Українська книга, 2001. – 360 с.
5. Лончак Л.С. Основи геології нафти та газу: підручник для ВНЗ / Л.С. Лончак, В.Г. Омельченко. – Івано-Франківськ: Факел, 2004. – 276 с.
6. Бойко В.С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ. - К.: Реал-Принт, 2004. - 695 с.
7. <http://www.worldoil.com>
8. Гроза В.А., Антонів О.М. Екологічні аспекти експлуатації газової свердловини // Наукоємні технології, 2014. № 1 (21). – С. 125 - 130.
9. Довжок Є. М. Проблеми розробки нафтових і нафтогазоносних родовищ / Є. М. Довжок, В. С. Іванишин, І. Т. Микитко // Нафтова і газова промисловість. - 2006. - № 3. - С. 26 - 27.
10. Вуль М. А. Сучасний стан ресурсної бази вуглеводнів у нафтогазоносних регіонах України / М. А. Вуль, В. М. Гаврилко, Б. М. Полухтович та ін. // Газ і нафта. - 2006. - № 11. - С. 32 - 36.
11. Леворсен А. Геология нефти и газа / А. Леворсен. – М.: Мир, 1970. – 638 с.
12. Маєвський Б.Й. Нафтогазоносні провінції світу / Б.Й. Маєвський, М.І. Євдошук, М.І. Лозинський. – К.: Наукова думка, 2002. – 403 с.
13. Справочная книга по добыче нефти. Под ред. Ш.К. Гиматудинова. - М.: Недра, 1974. - 703с.



14. Бойко В.С, Бойко Р.В. Підземна гідрогазодинаміка: Підручник. - Львів: Апріорі, 2005. - 452 с.
15. Слободяник М.С. Хімія: навчальний посібник. – К.: Либідь, 2003. 352 с.
16. Бакиров Э.А. Геология нефти и газа. Учебник для вузов / Э.А. Бакиров, В.И. Ермолкин, В.И. Ларин – Под ред. Э.А. Бакирова, 2-е изд. – М.: Недра, 1990. – 240 с.
17. Коцкулич Я.С., Кочкодан Я.М. Буріння нафтових і газових свердловин. – Коломия: ВПТ Вік, 1999. – 504 с.
18. Акульшин О.І., Акульшин О.О., Бойко В.С., Дорошенко В.М., Зарубін Ю.О. Технологія видобування, зберігання і транспортування нафти і газу: Навчальний посібник. – Івано-Франківськ: Факел, 2003. – 434 с.
19. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. - М.: Недра, 1995. – 265 с.
20. Зарубін Ю.О. Розробка морських родовищ нафти і газу: Підручник / Зарубін Ю.О., Гунда М.В., Гришаненко В.П., Буренков В.В., Швидкий О.А.. – К.: ДП «Науканафтогаз» Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України», 2012. – 312 с.
21. Довідник з нафтогазової справи / За ред. В.С, Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. – К.: Львів, 1996. – 620 с.
22. Суярко В.Г. Загальна та нафтогазова геологія: навч. посібник / В.Г. Суярко, О.О. Сердюкова, В.В. Сухов. – Харків: ХНУ імені В.Н. Каразіна, 2013. – 212 с.
23. Маєвський Б.Й. Прогнозування, пошук та розвідка родовищ вуглеводнів / Б.Й. Маєвський, О.Є. Лозинський, В.В. Гладун, П.М. Чепіль. – К.: Наукова думка, 2004. – 446 с.
24. Євдошук М.І. Ресурсне забезпечення видобутку вуглеводнів України за рахунок малорозмірних родовищ / М.І. Євдошук. – К.: Наукова думка, 1997. – 278 с.

25. Суярко В.Г. Структурно-геохімічні критерії прогнозування скупчень вуглеводнів / В.Г. Суярко, В.М. Загнітко, Г.В. Лисиченко. – К.: Салютіс, 2010. – 83 с.
26. Мархасин И.Д. Физико-химическая механика нефтяного пласта. – М.; Недра, 1977. – 217 с.
27. Коцкулич Я.С. Закінчування свердловин / Я.С. Коцкулич, О.В. Тищенко. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2004. – 366 с.
28. Колодій В.В. Нафтогазова гідрогеологія. підручник для ВНЗ / В.В. Колодій, Б.Й. Маєвський – Івано-Франківськ: Факел, 2009. – 141 с.
29. Юрків М.І. Фізико-хімічні основи нафтовилучення. – Львів, 2008. – 374 с.
30. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2000. – 679 с.
31. Шаровар И.И. Геотехнологические способы разработки пластовых месторождений. – М.: изд. МГГУ, 1999. – 242 с.
32. Бурение разведочных скважин. Учеб. для вузов / Н.В. Соловьев, В.В. Кривошеев, Д.Н. Башкатов и др. Под общ. ред. Н.В. Соловьева. – М. Высш. шк., 2007. – 904 с.
33. Нескоромных В. В. Методологические и правовые основы инженерного творчества: учеб. пособие / В. В. Нескоромных, В. П. Рожков – Иркутск: Изд - во. ИрГТУ, 2011. – 304 с.
34. Артемчук І. О., Барановський М. І., Білик С. Ф. Нафта і газ України / Гол. редактор М. П. Ковалко. – К.: Наукова думка, 1997. – 378 с.
35. Котяхов Ф.И. Физика нефтяных и газовых коллекторов. – М.: Недра, 1977. – 287 с.
36. Нафтогазова механіка: навч. посібник / О. В. Потетенко, Н. Г. Шевченко, К. А. Миронов та ін. – Харків: НТУ ХПІ, 2013. – 160 с.

37. E. Tzimas Enhanced Oil Recovery using Carbon Dioxide in the European Energy System: journal. – European Commission Joint Research Center, 2005. – P. 21 – 22.

38. Алтунина Л.К. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов / Л.К. Алтунина, В.А. Кувшинов // Вестник Санкт-Петербургского университета. - 2013. - № 2. - С. 46 - 74.

39. Адамсон А. Физическая химия поверхностей: Пер. с англ. – М.: Мир, 1979. – 568 с.

40. Абрамзон А.А. Поверхностно-активные вещества. Свойства и применение. – Л.: Химия, 1981. – 304 с.

41. Джейкок М., Парфит Дж. Химия поверхностей раздела фаз: Пер. с англ. - М.: Мир, 1984. – 214 с.

42. Адсорбция из растворов на поверхности твердых тел: Пер. с англ. Под ред. Г. Парфита, К. Рочестера. - М.: Мир, 1986. – 508 с.

43. Крянев Д. Методы увеличения нефтеотдачи: опыт и перспективы применения / Д. Крянев, С. Жданов // Нефтегазовая Вертикаль. - 2011, - № 5. - С. 30 - 33.

44. Зимон А.Д. Адгезия жидкости и смачивание. – М.: Химия, 1974. – 416 с.

45. Адам Н. К. Физика и химия поверхностей: Пер. с англ. – М.-Л.: Гостехиздат, 1947. – 552 с.

46. Кройт Г. Р. Коллоиды: Пер. с англ. – Л.: ОНТИ - Химтеорет, 1936. – 240 с.

47. Романова Н.В. Загальна і неорганічна хімія. – Київ; Ірпінь: ВТФ "Перун", 1998. - 480 с.

48. Воюцкий С.С. Курс коллоидной химии. – М.: Химия, 1964. – 574 с.

49. Ковальчук Є. П., Решетняк О. В. Фізична хімія: Підручник. – Львів: Видавничий центр ЛНУ імені Івана Франка, 2007. – 800 с.

50. Фролов Ю.Г. Поверхностные явления и дисперсные системы. – М.: Альянс, 2009. – 464 с.

51. Тихомиров В. К. Пены. Теория и практика их получения и разрушения. – М.: Химия, 1983. – 264 с.

52. Гупало О. П. Органічна хімія: підручник / О. П. Гупало, О. П. Тушницький. – 2-ге вид., перероб. і доп. – К.: Знання, 2010. – 431 с.

53. Летников Ф.А. Кашеева Т.В. Минцас А.Ш. Активированная вода. – Новосибирск: Наука, 1976. – 97 с.

54. Лубянская М.Г. Мариампольский Н.А. Бахир В.М. Некоторые характеристики метастабильного состояния водных растворов электролитов при их электроактивации // Вопросы бурения скважин, разведки и разработки газовых месторождений Сев. Кавказа и Узбекистана. М.: Наука, 1981. – С. 99 – 104.

55. Коровин Н.В. Электрохимическая энергетика. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 289 с.

56. Богданов О. С., Филановский М. Ш. К вопросу о прикреплении минеральных частичек к пузырькам воздуха // ЖФХ. – 1940. – Т. 14. – № 2 – С. 244 – 247.

57. Кудряшов Б.Б., Кирсанов А.И. Бурение разведочных скважин с применением воздуха. – М.: Недра, 1990. – 263 с.

58. Лойцянский Л.Г. Механика жидкости и газа. - М.: Наука, 1987. - 840 с.

59. Экономика предприятий нефтяной и газовой промышленности: учебник / под ред. В. Ф. Дунаева. – М.: ООО «ЦентрЛитНефте-Газ», 2012. – 372 с.