

Міністерство освіти і науки України  
Національний університет  
«Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»  
Кафедра нафтогазової інженерії та технологій

## **МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА**

Підвищення видобутку шляхом впровадження технології водогазового впливу на пласти

Розробив студент групи 602-МВ  
Керівник роботи

Берсим В.А.  
Михайловська О.В.

2024

Міністерство освіти і науки України  
Національний університет  
«Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

Навчально-науковий інститут нафти і газу  
Кафедра нафтогазової інженерії та технологій  
Спеціальність 185 Нафтогазова інженерія та технології

До захисту

Завідувач кафедри НГІТ  
В.о. декана кафедри НГІТ  
Л.Табачук

**МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА**

на тему: «Підвищення видобутку шляхом впровадження технології

ВОДОГАЗОВОГО впливу на пласти»

Пояснювальна записка

**Керівник**

К.т.н., доц. Михайловська О.В.  
посада, наук. ступінь, ПІБ  
[підпис]  
підпис, дата

**Виконавець роботи**

Берсим Віктор Андрійович  
студент, ПІБ  
група 602-МВ  
[підпис]  
підпис, дата

**Консультант за 1 розділом**

доц. Михайловська О.В.  
[підпис]  
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

**Консультант за 2 розділом**

к.т.н. доц. Федченко М.М.  
[підпис]  
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

**Консультант за 3 розділом**

к.т.н. доц. Демиданко В.І.  
[підпис]  
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

**Консультант за 4 розділом**

к.т.н. доц. Савенко В.М.  
[підпис]  
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту 24.01.2025

Полтава, 2025

Національний університет  
«Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

Навчально-науковий інститут: Нафти і газу  
Кафедра: Нафтогазової інженерії та технологій  
Освітньо-кваліфікаційний рівень: Магістр  
Спеціальність: 185 Нафтогазова інженерія та технології

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри НГІТ

В.В. Диремко ННІНТ  
«12» С. Габріє 2024 року

ЗАВДАННЯ  
НА МАГІСТЕРСЬКУ РОБОТУ

Берсим Віктор Андрійович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту (роботи) Підвищення видобутку шляхом впровадження технології водогазового впливу на пласти

Керівник проекту (роботи) к.т.н., доцент Михайловська О.В.

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

затверджені наказом вищого навч. закладу від «12» 12 2024 року № 12345

2. Строк подання студентом проекту (роботи) 27.12.2024р.

3. Вихідні дані до проекту (роботи) 1. Науково-технічна література, періодичні видання, патенти на винаходи, конспекти лекцій. 2. Проекти розробки чи технологічні схеми розробки родовищ (за необхідності). 3. Геологічні звіти та звіти фінансової діяльності підприємств за профілем роботи. 4. Технологічні режими роботи свердловин та експлуатаційні карточки свердловин.

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

Вступ 1 Інформаційно-оглядова частина.

2. Експериментальна частина.

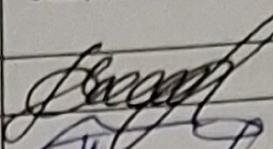
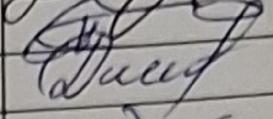
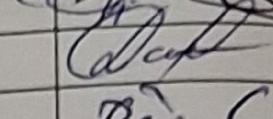
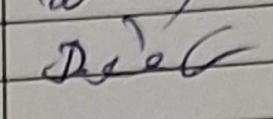
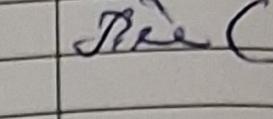
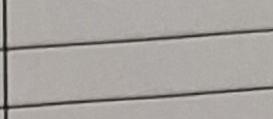
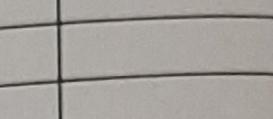
3. Теоретична частина (Аналітика. Моделювання).

4. Впровадження результатів досліджень Висновки по проекту.

5. Перелік графічного матеріалу

Характеристики порід-нагнаних нафти та їх фільтраційно-емісійні властивості, Характеристики порід-нагнаних нафти та їх фільтраційно-емісійні властивості, Теоретичні основи процесу водогазового впливу на пласт, Впровадження технології водогазового впливу на пласт. Дивення основних показників розробки свердловини №1 чер. В-16 Уманьського родовища, Схема збору та підготовки до транспортування продукції Уманьського родовища. Дослідження щодо впливу нафти водогазового впливу на водогазовий вплив.

## 6. Консультанти розділів роботи

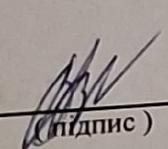
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
1	доц Михайлова О.В.		
2	доц Кудренко М.М.		
3	доц Демиденко В.І.		
4	доц Савик В.М.		

7. Дата видачі завдання \_\_\_\_\_

## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

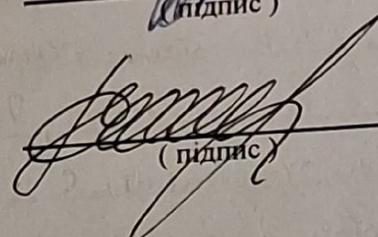
№ з/п	Етапи підготовки	Термін виконання
1	Інформаційно-оглядова частина	14.10-03.11
2	Експериментальна частина	04.11-24.11
3	Теоретична частина (Аналітика. Статистика. Моделювання)	25.11-15.12
4	Впровадження результатів досліджень	16.12-05.01
5	Оформлення та узгодження роботи	06.01-12.01
6	Попередні захисти робіт	13.01-17.01
7	Захист магістерської роботи	

Студент

  
 (підпис)

 Гераш В.А.  
 (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

  
 (підпис)

 Михайлова О.В.  
 (прізвище та ініціали)

## АНОТАЦІЯ

*Берсима Віктора Андрійовича*

«Підвищення видобутку шляхом впровадження технології водогазового впливу на пласти».

Кваліфікаційна робота магістра за спеціальністю 185 «Нафтогазова інженерія та технології». Національний університет «Полтавська Політехніка імені Юрія Кондратюка», Полтава, 2024.

Аналізуючи досвід розробки карбонатних родовищ на дослідно-промисловому майданчику, було отримано наступні основні результати: заводнення ефективно не на всіх ділянках; ефективність заводнення карбонатів підвищується, якщо нагнітальні та видобувні свердловини працюють у нестационарному режимі; розробка на природному режимі небажана, тому що при значному зниженні пластового тиску можливі незворотні явища, що знижують продуктивність пластів (закриті тріщини).

Визначено, що традиційні системи розробки виявилися неефективними при розробці карбонатних колекторів, особливо колекторів тріщинного та порово-тріщинного типу

Встановлено, що одним з перспективних способів підвищення нафтовіддачі в карбонатних колекторах є водогазовий ефект. При регулюванні роботи експлуатаційних свердловин обводнення нерівномірних колекторів відбувається поступово. Крім того, за рахунок перерозподілу фільтраційних потоків і пружною енергії пласта збільшується дебіт нафтової свердловини (порівняно з варіантом зі стаціонарною роботою свердловин). Прогнозний ефект від впровадження даної методики на св. № 1 складе 18%.

**КЛЮЧОВІ СЛОВА:** РОДОВИЩЕ, ВОДОГАЗОВИЙ ВПЛИВ, КАРБОНАТНИЙ КОЛЕКТОР, СВЕРДЛОВИНА.

## ЗМІСТ

ВСТУП .....	5
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ФІЛЬТРАЦІЙНО-ЄМНІСНИХ ХАРАКТЕРИСТИК КАРБОНАТНИХ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ .....	7
1.1 Мінеральний склад карбонатних колекторів .....	7
1.2. Дослідження фільтраційно-ємнісних характеристик тріщинно- порових карбонатних колекторів .....	12
ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 1 .....	16
РОЗДІЛ 2. ОСОБЛИВОСТІ ТЕХНОЛОГІЇ ВОДОГАЗОВОГО ВПЛИВУ НА ПЛАСТИ.....	17
2.1 Класифікація технологій процесу водогазового впливу на пласти .....	17
2.2 Закордонний досвід застосування технології водогазового впливу на пласти .....	22
ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 2.....	25
РОЗДІЛ 3. ЛАБОРАТОРНІ ДОСЛІДЖЕННЯ З ВИТІСНЕННЯ НАФТИ ВОДОЮ І ВОДОГАЗОВОЮ СУМІШЮ З КОЛЕКТОРІВ ПРОКОПЕНКІВСЬКОГО РОДОВИЩА .....	26
3.1. Геологічна будова родовища.....	26
3.1.1. Загальні відомості про родовище.....	26
3.1.2 Стратиграфія .....	28
3.1.3. Тектоніка.....	31
3.2 Літологічна характеристика продуктивних горизонтів, оцінка їх товщини та колекторських властивостей. ....	32
3.3 Аналіз стану розробки родовища.....	34

3.4. Опис експериментальної установки з закачування водогазової суміші .....	38
3.5 Дослідження щодо витіснення нафти водою та водогазовою сумішшю .....	45
3.6. Комплексна технологія розробки неоднорідних колекторів .....	48
ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 3.....	54
РОЗДІЛ 4. ОХОРОНА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА.....	56
4.1 Охорона надр та навколишнього середовища при бурінні свердловин. ....	56
4.2 Охорона атмосферного середовища .....	57
4.3 Охорона водного середовища.....	59
4.4 Охорона і раціональне використання земель родовища.....	60
ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 4.....	62
РОЗДІЛ 5. РОЗРАХУНОК ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ВПРОВАДЖЕННЯ ТЕХНОЛОГІЇ.....	65
5.1. Техніко-економічне обґрунтування ефективності запроектованих технологічних і технічних рішень.....	65
5.2. Розрахунок витрат на здійснення запроектованого рішення і калькуляції собівартості видобутку нафти.....	66
5.3. Розрахунок економічного ефекту від впровадження запроектованого рішення .....	68
ВИСНОВОК ЗА РОЗДІЛОМ 5.....	68
ВИСНОВКИ .....	70
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ.....	72

## ВСТУП

**Актуальність теми.** В даний час зростає інтерес до технології водогазового впливу (ВГВ) на нафтові пласти із застосуванням технологій заводнення та закачування в пласт вуглеводневого газу.

На даний час заводнення - один із основних методів розробки нафтових родовищ, але його можливості обмежені внаслідок фізичних явищ процесу. Коефіцієнт нафтовіддачі при заводненні не перевищує 0,3 - 0,5 балансових запасів залежно від пластових умов.

Його можна збільшити, якщо заводнення здійснюється за наявності у пласті вільної газової фази. Газовий метод впливу на нафтові пласти вважається перспективним і широко використовується за кордоном.

Однак є недоліки методу, з причини можливого потрапляння газу у видобувні свердловини через різницю в рухливості нафти і газу. Тому доцільно разом із газом закачувати у пласт воду.

Спочатку метод ВГВ реалізовувався через почергове закачування в пласт води та газу. У деяких роботах запропоновано закачувати воду та газ у пласт не об'ємними, а у вигляді суміші попутного газу або газу, який утворюється при розгазуванні нафти у процесі її промислової підготовки.

Це дозволяє відмовитися від його спалювання на факелах.

До теперішнього часу техніка та методики, що використовується при ВГВ, не дозволяли досягти високої рентабельності розробки. Для успішного застосування ВГВ потрібно провести дослідження витіснення нафти дрібнодисперсною водогазовою сумішшю.

Існуючих даних недостатньо для остаточних висновків щодо застосування таких сумішей.

*Метою роботи є дослідження процесу витіснення нафти дрібнодисперсною водогазовою сумішшю, проведення випробувань використовуваного насосного обладнання та розробка технологічної схеми водогазового впливу для впровадження на карбонатних колекторах*

Прокопенківського родовища.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити наступні завдання:

1. Провести теоретичний огляд технологій водогазового впливу у карбонатних колекторах.
2. Опис основних теоретичних положень технології витіснення нафти дрібнодисперсною водогазовою сумішшю задля досягнення максимального коефіцієнта нафтовилучення.
3. Впровадження технології водогазового впливу на Прокопенківському родовищі.

*Об'єкт досліджень* – неоднорідні карбонатні колектори.

*Предмет дослідження* – технологія витіснення нафти дрібнодисперсною водогазовою сумішшю.

*Наукова новизна:*

1. Проаналізовано особливості карбонатних колекторів, сучасні методи підвищення продуктивності свердловин за рахунок впливу води і газу на пласти;
2. Встановлено та описано теоретичні положення технології витіснення нафти дрібнодисперсною водогазовою сумішшю з метою досягнення максимального коефіцієнта нафтовидобування.
3. Надано рекомендації по впровадженню технології витіснення нафти дрібнодисперсною водогазовою сумішшю на пласти для випробування в промислових умовах.

*Апробація роботи:* роботу було представлено на засіданні Круглого столу «Основні тенденції розвитку нафтогазової галузі – 2024» у Національному університеті «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка».

## РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ФІЛЬТРАЦІЙНО-ЄМНІСНИХ ХАРАКТЕРИСТИК КАРБОНАТНИХ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ

Нафтові родовища та родовища корисних копалин, запаси яких зосереджені в карбонатних відкладеннях, представлених тріщинуватими поровими колекторами, та поширені в усіх основних нафтогазовидобувних регіонах світу.

На карбонати припадає понад 40% світових запасів нафти і близько 60% світового видобутку [31].

Ці факти зумовлюють постійний інтерес нафтових компаній до проблем, пов'язаних як з науковими дослідженнями, так і з практичними проблемами видобутку нафти з нафтових покладів у карбонатних відкладів.

Тому слід зазначити, що проблема видобутку нафти з карбонатних покладів на сьогодні досить широко висвітлена в науково-технічній літературі.

### 1.1 Мінеральний склад карбонатних колекторів

Карбонатні породи складаються в основному з 2 мінералів: кальциту і доломіту і часто залишаються на місцях походження. Винятком є вапняк, пісковик або карбонат, який утворюється, коли карбонатні породи руйнуються, транспортуються та повторно використовуються вітром або водою.

Пісковик з домішками карбонатів зберігає мінералогічні і мікропористі властивості карбонатів, в той час як кременистий - володіє багатьма гістологічними і петрофізичними властивостями класичного пісковика.

Карбонати формуються в дрібно- та глибоководному морському середовищі, евапоритових басейнах, озерах та еолових пустелях. У карбонатних породах відзначаються всі види порожнин. Залежно від часу виникнення вони можуть бути первинними (седиментаційними та

діагенетичними) та вторинними (постдіагенетичними).

В органогенних карбонатних породах до первинних відносяться внутрішньораковинні порожнечі, у тому числі всередині рифових масивів, а також міжраковинні. Деякі карбонатні породи можуть бути хемогенного або біохемогенного походження, вони утворюють резервуари пластового типу. До них відносяться насамперед оолітові, а також вапняки з між- або внутрішньоолітовими порами.

Карбонатні породи піддаються вторинним перетворенням (перекристалізація, інфільтрація тощо). Вони повністю змінюють свої фізичні властивості, а іноді і склад (процес доломітизації і дроблення). Можна припустити, що в деяких випадках та сама порода є колектором з дуже високими характеристиками, а в інших випадках вона може бути суцільною, якщо на ній немає тріщин. Утворенню вторинних порожнин сприяють процеси розчинення (інфільтрації), рекристалізації доломіту, дроблення або стилізації.

Карбонати містять багато частинок, включаючи аномальне різноманіття біологічного походження, і мають складний поровий простір та різну проникність (рис. 1.1).

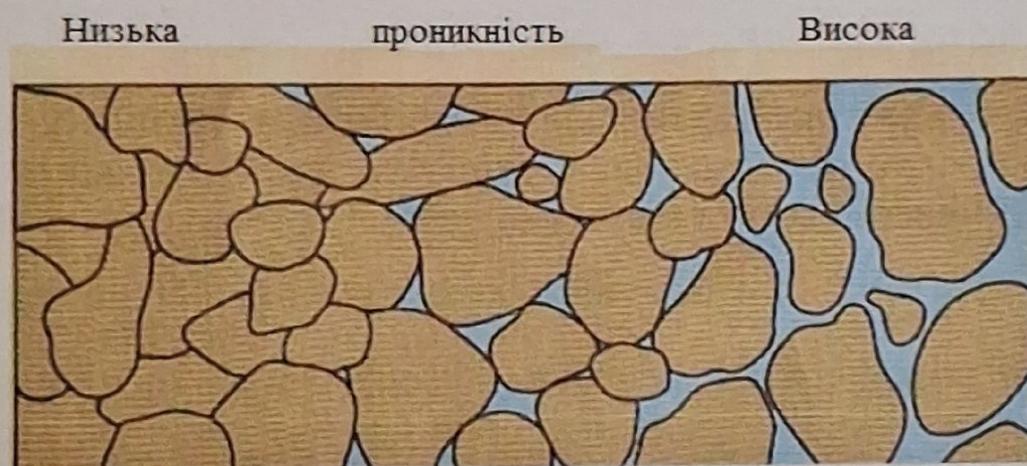


Рис.1.1. Зміна проникності карбонатних порід-колекторів

Цей факт ускладнює простежування фацій у карбонатному колекторі та оцінювання продуктивності даного карбонатного комплексу. Типова карбонатна порода складається з зерен, скелета (матриці) та цементу. Зерна

-це частини скелета невеликого організму або частинки, багаті кальцієм.

Є кілька причин появи дрібнозернистого мулу.

Хімічне осадження карбонатів, розкладання скелетного матеріалу на



Рис.1.2. Загальний вигляд аргіліту

більш дрібні зерна, залишки водоростей та інші джерела. Цемент може складатися з кристалів різного розміру в залежності від його складу, умов кристалізації і обсягу заповненої площі.

Класифікуючи спектр типів карбонатних порід відповідно до внутрішньої структури та структури породи,

Данхем виділяє наступні типи:

1. *Аргіліт* (рис.1.2) в основному складається з матриці з відносно невеликою кількістю частинок. В "ущільненої породи" вже досить частинок, щоб утворився каркас - матриця заповнює вільний простір.

2. *Зернистий вапняк* включає безліч зерен, що формують каркас, та містить, відповідно, менший відсоток матриці.

Час і діагенез часто призводять до зниження пористості. Молоді карбонати зазвичай мають пористість близько 60%. Колектори зберігають пористість близько 5-15%, в основному тому, що присутність вуглеводнів запобігає подальшому руйнуванню пористості. Визначення петрофізичних параметрів карбонатних порід, таких як насичення та водопроникність, є найскладнішим завданням. Це пов'язано, перш за все, зі складним діагенезом і складною системою пор більшості карбонатних порід.

Пористість поділяється на первинну і вторинну. Первинна пористість присутня під час утворення породи, а вторинна пористість виникає в результаті дозрівання породи.

Для родовищ корисних копалин з низькою продуктивністю велике

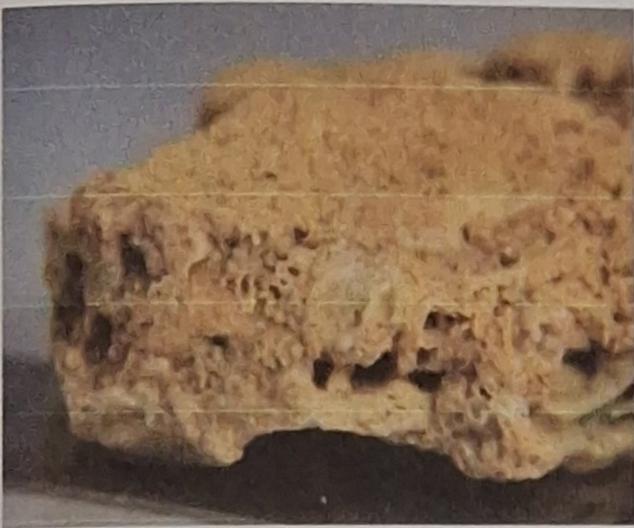


Рис.1.3. Загальний вигляд вапняку

значення має видобуток породи [9].

Тріщини поділяються на відкриті і закриті. Закнуті заповнені вторинним кальцитом, глинистими грудками, асфальтом, піритом, флюоритом, сіркою. Перетин закритих і відкритих тріщин свідчить про те, що закриті тріщини утворилися раніше, ніж відкриті [9].

Умови розвитку тріщин в карбонатах, роль карбонатів в утворенні осадів і їх вплив на процес видобутку нафти розглянуті в роботах Є.М. Суміхова, К.Б.Асілова, Б.Ф.Сазонова, В.С.Ковальова, Л.Ф.Деменчева, Багринцева К.І., Карімова Є.М., Майдевола В.Н. та інших [77,147,154,8,66,86,11,168, 87].

При вивченні проникності тріщин в лабораторних умовах можна визначити нижню межу проникності пласта за тріщинами, оскільки при великих тріщинах видалення керна неможливе.

На проникність пористого шару з тріщинами також впливає довжина тріщини, але її неможливо визначити за поперечним перерізом [66].

Проникність тріщинних порових карбонатних колекторів класифікується: 1) Вимірювання розміру зерен через наявність пор у карбонатних породах, 2) Тріщини, їх відкриття, орієнтація та ступінь заповнення у зв'язку з наявністю тріщин різного розміру.

Характер розподілу як проникності пор, так і проникності тріщин є випадковим.

Утворення тріщин характеризується як вторинний, але випадковий процес за участю як тектонічних факторів, так і процесів доломітизації та перекристалізації [48,47,8].

Порівняно з наземними відкладеннями, неоднорідність карбонатних шарів є вищою і пов'язана з неоднорідним речовинним складом і структурними характеристиками складових шарів порід, утворення яких відбувалося за різних умов утворення осадів [6, 11, 8].

За дослідженнями вітчизняних науковців, визначення фільтраційних характеристик гірських порід комплексом геофізичних досліджень є

достатньо ефективним [87]. Фільтрація рідин у тріщинуватому середовищі сильно відрізняється від фільтрації в пористих породах.

Це пояснюється такими особливостями будови середовищ: 1) Анізотропія породи: Залежно від структури пласта тріщини орієнтовані в одному напрямку.

Проникність у цьому напрямку у багато разів перевищує проникність у вертикальному напрямку.

2) Стисливість середовища розриву збільшується, роблячи пористість і проникність більш залежними від тиску.

3) Значний інерційний опір при високих швидкостях фільтрації.

4) Режим фільтрації дозволяє рідині текти від тріщини до блоку та від блоку до тріщини, але це не було продемонстровано [35].

Таким чином, важко визначити ефективну швидкість надходження нафти без оцінювання вищезазначених факторів.

У промислових дослідженнях (гідродинамічні дослідження свердловин) для оцінки параметрів карбонатних покладів з подвійною пористістю найчастіше використовують різні методи [17].

Розуміння процесу екструзії нафти з карбонатних відкладень базується на ідеї теорії фільтрації в тріщинуватих пористих середовищах, викладеній у роботі Г.І. Баренблата, Ю. П. Желтова, зустрічається також у працях А. Бана, К.С. Баснієва, М. Миколаївського.

Різноманітність типів пор пояснює невизначеність, при визначенні проникності.

Зміни значень діелектричної проникності, виміряні в різних масштабах, можуть бути результатом неоднорідності або анізотропії породи. Промислові випробування-єдиний надійний спосіб оцінити проникність у масштабі пласта. У той же час в останні роки було досягнуто значного прогресу в розробці нових геоінформаційних систем, які дозволяють встановлювати параметри фільтрації і ємності карбонатних пластів. Сьогодні два нових методи реєстрації:

- реєстрація ядерного магнітного резонансу (ЯМР);
- реєстрація кам'яних хвиль - пропонують нову перспективу для визначення проникності карбонату та структури пор.

## 1.2. Дослідження фільтраційно-ємнісних характеристик тріщинно-порових карбонатних колекторів

Розуміння картографування великих резервуарів та особливостей дрібномасштабної петрофізики є одними з проблем, з якими стикаються геологи та інженери нафтових родовищ.

Однак у карбонатах необхідно особливо ретельно ідентифікувати та аналізувати 2 типи середньо - та великомасштабних особливостей, що виникають внаслідок тиску гірських порід та структурного напруження.

Жоден з цих факторів не може впливати на відновлення колектора, і це створює зони з несподіваними нерегулярними або анізотропними умовами експлуатації.

Якщо стиліст зазвичай заважає потоку рідини, у багатьох випадках цьому сприяють розтяжки. Деякі резервуари, особливо карбонати, майже повністю залежать від дроблення для досягнення рівня промислового виробництва.

На підставі аналізу можливих комбінацій обраних тканин карбонатного резервуара можна виділити 7 основних груп:

1. Карбонати утворювались як окремі частинки та матриці.
2. Карбонатні резервуари з горизонтальними (переважно) тріщинами.
3. Карбонат з великими горизонтальними і вертикальними тріщинами.
4. Карбонати з порожнинами, утвореними сильними розчинниками континентальних порід.
5. Карбонати утворилися в результаті утворення брекчій-образних пустот з каналами, що утворилися між гострими фрагментами континентальних порід. дек. Карбонати утворилися в результаті утворення брекчій-образних пустот.

6. Карбонат, що складається з вторинних мікротрубочок у вигляді великих світлих зон.

7. Карбонати мають низький розмір частинок і нерівномірну однорідну структуру.

Розподіл груп за структурою фільтраційного поля дозволяє визначити тип гідродинамічної моделі, достовірно описує процес його формування, рух рідини.

Отже, властивості відкладів у карбонатних колекторах, являють собою широкий спектр фільтраційних властивостей залежно від об'єму порожнин, розмірів пор, а також порівнянності порових каналів і тріщин.[87, 86, 88, 162]. Об'єм порожнини визначає характеристики накопичення гірських порід (запасів нафти), а характер розробки систем тріщин та інших шляхів фільтрації визначає швидкість течії свердловини.

Таблиця 1.1.

## Оціночно-генетична класифікація карбонатних порід-колекторів

Група	Клас	Абсолютна проникність, Д	Відкрита пористість, %	Корисна ємкість і фільтраційні властивості	Тип колектора	Текстурно-структурна характеристика
А	I	0,1-0,5	25-35	високі	Кавернозно-поровий	Біоморфні орган.
	II	0,5-0,3	16-35			Орган. детритові
Б	III	0,3-0,1	12-28	середні	Поровий, тріщинно-поровий	Орган. детр-реліктові
	IV	0,1-0,55	12-25			Орган. детри
	V	0,05-0,01	12-25			

						тові
В	VI	0-0,001	6-10	нижнє	Поровий, тріщинно -поровий, каверноз но- тріщинув атий	Пелитомор фно дрібнозерни ста
	VII	0,001- 0,0001-	1-5			

Визначальним параметром запропонованої класифікації є водопроникність, границя якої впливає з аналізу пластових властивостей і структурних особливостей гірських порід різного походження.

Мінімальні і максимальні значення оціночних параметрів (пористість, газонафтове насичення) проникність була отримана з кореляції між пористістю та залишковою водою.

У породах з поліпшеними фільтраційними властивостями кількість залишкової води зменшується. Пористість може бути різною, і навіть високі (більше 15%) значення відкритої пористості виникають в породах з низькими фільтраційними властивостями. Зв'язок між відкритою пористістю і залишковим водонасиченням не встановлена.

Низькопористі породи завжди мають високий вміст вологи, а високопористі породи мають подвійну властивість: гарно проникні породи містять невелику кількість води, а низькопористі породи містять значну кількість (більше 50%). У класифікаційній схемі всі колектори розділені на 3 великі групи А, В і С, серед яких виділяються класи, що характеризуються різними оціночними параметрами, петрологічними і структурними особливостями. Групи А і В в основному представлені колекторами порового і печерного типу, колекторами дробильного типу; С - колекторами змішаного типу. У породах групи А переважають первинні порожнини, які

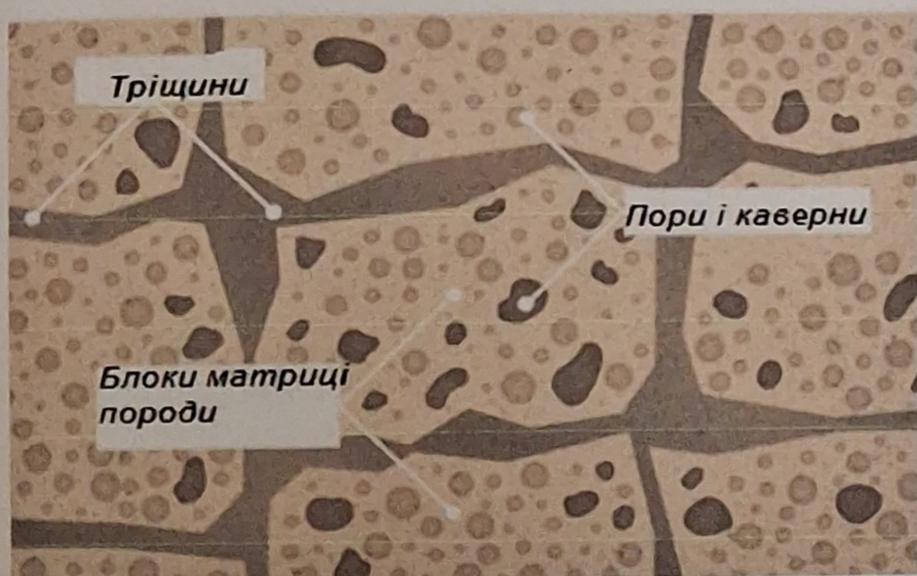
збільшуються в розмірах в процесі подальшої інфільтрації.

У породах групи, де розвинені седиментаційні порові канали; порожнини відіграють меншу роль. Структура порожнистого простору в породах групи А набагато простіша, ніж у групі В, яка є найскладнішою. Колектори класів I і II групи А в основному мають високу фільтрацію і змінні ємності властивості. Органічні та біохімічні породи з низькими характеристиками первинного пласта належать до класів III, IV та V.

Характеристики первинного резервуару класифікуються як класи III, IV та V. Характеристики первинного резервуару класифікуються як класи III, IV та V. Характеристики первинного резервуара класифікуються як класи III, IV і V.

У класах VI та VII були описані гірські породи з такими хімічними та біохімічними відмінностями, і їх петрофізичні властивості ніколи не досягають високих значень. На основі всебічного вивчення карбонатних резервуарів з точки зору промислового розвитку запропоновано класифікацію, яка складається з 4-х груп [175]:

- перша група: високопродуктивні (високопроникні) колектори з проникністю пор або каверн понад  $0,1 \text{ мкм}^2$ ; тип колектора - поровий чи



кавернозний (чи порово-кавернозний);

- друга група: середньопродуктивні, з проникністю пор від  $0,01$  до  $0,1 \text{ мкм}^2$ ; тип - порові, та тріщинувато-кавернозні;

- третя група: низькопродуктивні, з проникністю пор менше  $0,01$

Рис.1.4. Будова середовища карбонатного тріщинуватого колектора.

$0,001 \text{ мкм}^2$ ; тип - пористо-тріщинні і кавернозно-тріщинуваті;

- четверта група: карбонатні породи з проникністю пор менше 0,001 мкм<sup>2</sup>; тип - тріщинно-кавернозно-поровий.

Відмінність цієї схеми фільтрації від звичайної фільтрації в пористому середовищі полягає в тому, що в кожній точці простору існує два тиски рідини - тиск у порах і тріщинах, а також дві швидкості фільтрації - відповідно в порах блоків і в тріщинах. При цьому враховується особливість фільтрації рідини в тріщинувато-пористому середовищі - інтенсивний обмін рідиною між тріщинами. Тріщинами це середовище розбивається на окремі блоки, які характеризуються різницею зазначених полів тисків (рис. 1.4).

### ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 1

В карбонатних породах-колекторах треба звертати увагу та аналізувати властивості, які виникають у зв'язку з гірським тиском та тектонічними напруженнями.

Будь-який із цих факторів може впливати на нафтовіддачу пласта. Найважливішим завданням залишається застосування на карбонатних нафтових родовищах нових високоефективних технологій видобутку вуглеводнів.

## РОЗДІЛ 2. ОСОБЛИВОСТІ ТЕХНОЛОГІЇ ВОДОГАЗОВОГО ВПЛИВУ НА ПЛАСТИ

### 2.1 Класифікація технологій процесу водогазового впливу на пласти

Технологія закачування газу під високим тиском і водогазової суміші широко використовується в Канаді для збільшення видобутку нафти. Щорічно в пласти закачується понад 100 млрд. м<sup>3</sup> різних газів. Це близько 40% всієї додаткової видобутої нафти, одержаного з використанням методу збільшення нафтовіддачі пластів.

За кордоном розробляється понад 150 установок, на яких перекачується газ, вода і газові суміші.

Ця обставина привернула увагу вчених і виробничих працівників до проблеми пошуку шляхів збільшення нафтовіддачі за допомогою карбонатних відкладів.

Одним із ефективних способів збільшення видобутку нафти з карбонатних колекторів може бути метод водогазового впливу.

У практиці розробки нафтових родовищ використовуються 2 основні методи, що впливають на нафтоутворення, в поєднанні з закачуванням газів під високим тиском і вуглеводневих розчинників:

- закачування облямівки розчинника, що просувається витісняючим агентом (газом або водою);
- закачування газу в поєднанні із заводненням, так звана водогазова дія (ВГВ).

Теорія використання газу високого тиску та водогазового впливу для збільшення нафтовіддачі належить вченим нафтовикам М.А. Капелюшникову [62] та М.А. Айрапетяну [3].

За технологією закачування води та газу в пласт розрізняють три різновиди технології:

- послідовне закачування, коли за закачуванням облямівки газу закачується вода чи навпаки;

- поперемінне, коли в пласт закачуються об'ємівки невеликого розміру (5 % і менше від обсягу нафтонасичених пор) з чергуванням води та газу;

- спільне, коли воду та газ закачують у кожен нагнітальну свердловину.

Відзначено можливість значного збільшення коефіцієнта вилучення нафти при використанні водогазових впливів в порівнянні з закачуванням газу.

Великий внесок у вивчення водогазової дії на нафтові пласти внесли Іванишин В.С., Ліскевич Є.І., Лисенко В.Д., Максutow Р.Л., Михайлов Д.Н., Михайлов Н.М., Островський Ю.М., Піяков Г.М., Степанова Г.С., Фаткуллін Л.Д.

Переваги використання водогазової дії для підвищення нафтовіддачі пластів відомі вже давно. Ця технологія стала наступним етапом розвитку газових методів збільшення нафтовіддачі. Закачування в пласт газів високого тиску характеризується великим значенням коефіцієнта витіснення і одночасно малим охопленням пласта впливом. Ще на початку 1970-х років колективом інституту «Укрдіпронафта» були проведено дослідження, що показали високу ефективність цього процесу.

Коефіцієнт витіснення нафти становив 73 - 75% при спільному закачуванні води та вуглеводневого газу проти 55% при заводнінні. Подальші дослідження підтвердили ці дані.

Запропоновані ежекторні технології отримання та закачування водогазових сумішей також мають низку недоліків: порівняно невеликі тиски нагнітання суміші (поверхнєве розташування ежектора) та складність регулювання параметрів суміші (ежектора у свердловині).

Водночас існує принципова схема насосно-ежекторної технології водогазового впливу, запропонована Дроздовим О.М. та Фаткулїним А.А. (рис. 2.1).

Водогазову дію на пласт здійснюють наступним чином. Проводять

закачування створеної ежектором 1 водогазової суміші у нагнітальні свердловини 2 та додавання в суміш піноутворюючих поверхнево-активних речовин (ПАР). Для цього силовим насосом 4 лінії нагнітання води 9 подають воду в робоче сопло ежектора 1.

При закачуванні води через робоче сопло створюється розрідження в приймальній камері ежектора 1, куди інжектуються газ по лінії 10.

Цим по лінії 11 в приймальну камеру ежектора подаються піноутворювальні ПАР з ємності 5. У проточній частині ежектора 1 відбувається змішування потоків та утворення водогазової суміші.

На виході з ежектора 1 водогазова суміш має деякий підвищений тиск, якого недостатньо для закачування суміші в нагнітальні свердловини 2. Тому після ежектора 1 суміш дотискають насосом 3 і закачують її по лінії 12 нагнітальні свердловини 2.

Щоб уникнути зниження робочої характеристики насоса 3 через шкідливий вплив вільного газу, вміст газу в суміші на вході в насос підтримують не вище критичного газотримання безкавітаційної роботи насоса на водогазовій суміші та регулюють зміною подачі газу ежектором 1, використовуючи засувку 8 лінії подачі газу 10.

Критичний газозміст безкавітаційної роботи насоса на водогазовій суміші регулюють шляхом зміни піноутворюючих властивостей суміші або шляхом зміни тиску на прийомній лінії насоса 3 зміною тиску води, що нагнітається по лінії 9. Піноутворюючі властивості водогазової суміші підвищують збільшенням концентрації поверхнево-активних речовин та/або добавкою ПАР з більш високою піноутворювальною здібністю. Збільшення концентрації ПАР досягають підвищенням подачі ПАР в ежектор 1 по лінії 11 за допомогою регульованої засувки 7, а їх додавання виробляють заливкою в ємність 5.

Ці рішення дозволяють виключити шкідливий вплив вільного газу на роботу дотискувального насоса 3 та досягти високих тисків нагнітання суміші, необхідні для ефективної реалізації водогазового впливу.

Експерименти з витіснення пластової нафти викликають найбільшу цікавість. Один з експериментів проводився в такій послідовності: спочатку при тиску 12 МПа в модель резервуара з початковим насиченням нафтою впорскується природна кількість газу об'ємом 0,7 пор, потім вводиться поровий об'єм води, а потім вода і газ впорскуються в пласт.

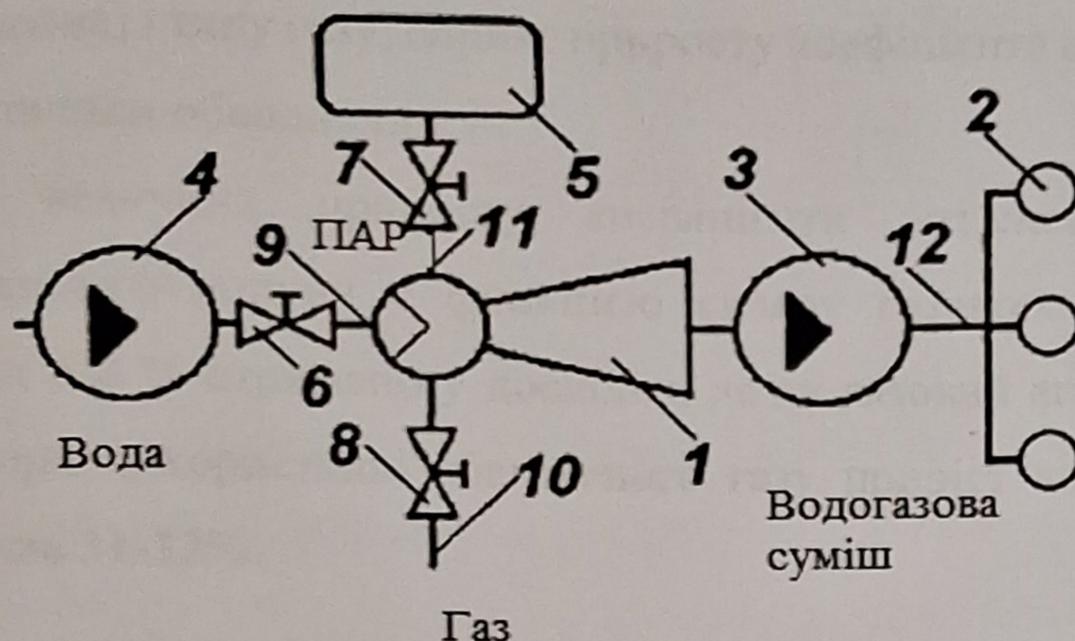


Рис. 2.1. Принципова схема водогазової дії на пласти.

Кінцевий коефіцієнт витіснення становить 0,93, що на 27% вище ніж при звичайному заводненні. Експеримент проводився в такій послідовності: газ закачувався в модель з початковим насиченням нафтою, а потім закачувалася вода.

При досягненні обводнення на виході з моделі пласта до 80-90% знову переходили на закачування газу. За 3 цикла в модель було закачано 0,25 об'ємів газу свердловин, всього в модель було закачано 2,5 об'ємів газу і води. Коли газ і вода перекачуються після майже повного обводнення видобутого продукту, відбувається додаткове витіснення залишкової нафти: коефіцієнт витіснення становив - 0,73 після першого циклу та 0,82 після другого і 0,84 - після третього циклу.

Лабораторним експериментам з витіснення нафти водогазовмісними сумішами передували теоретичні розрахунки фазового стану нафти в пласті Х-області при закачуванні сухих вуглеводневих газів.

У лабораторних дослідах досліджувалася ефективність поперемінного та послідовного закачування води та газу в умовах початкової та залишкової (після заводнення) нафтонасиченості моделей пласта (рис.2.2).

В результаті досліджень встановлено таке:

- водогазовий вплив незалежно від його технології (поперемінна або послідовна) і типу газу, сприяє приросту коефіцієнта витіснення не залежно від величини обводнення;

- величина приросту коефіцієнта витіснення при технології водогазового впливу є функцією складу газового агента: мінімальний приріст 6-8 % отримано у дослідах, де як газовий агент використовувався азот; при використанні збагаченого газу приріст коефіцієнта витіснення становив 31-32%.



Рис.2.2. Залежність коефіцієнта витіснення від проникності

Ефективність методу була оцінена в першу чергу для пластів, приурочених до геологічних колекторів, що містять нафти низької та середньої в'язкості.

Під час дослідження використовували пластові або рекомбіновані зразки нафти, а в якості газоподібних агентів використовували

вуглеводневі гази різного складу.

Найчастіше при постановці експерименту спостерігають за термобаричними умовами досліджуваного досліджуваного об'єкта.

Лабораторні експерименти показують, що закачування води і газу в нафтонасичене пористе середовище збільшує коефіцієнт витіснення в порівнянні з тими ж параметрами, отриманими при звичайному заводненні.

Збільшення коефіцієнта витіснення є функцією складу нафтогазового агента, стадії заводнення і певною мірою техніки закачування витісняючого агента (послідовного, чергування або спільного).

Найбільший приріст коефіцієнтів заміщення на 20–35 % отримано в дослідях з концентрованими або жирними вуглеводневими газами.

У цьому експерименті процес витіснення нафти відбувався в режимі обмеженої або необмеженої взаємної розчинності фаз.

Спроби промислового впровадження водогазової дії виявили проблеми, які досі залишаються невирішеними. Закачування водогазових сумішей у пласт через нагнітальні свердловини вимагає високих тисків на виході з насосно-компресорного обладнання. Якщо насосне обладнання, що використовується в системі підтримання пластового тиску, дозволяє розвивати достатні тиски при закачуванні води, тобто компресорні станції високого тиску для закачування газу громіздкі, трудомісткі в обслуговуванні та мало надійні. Ускладнює ситуацію необхідність використання великої кількості компресорних установок при великомасштабному запровадженні ВГВ.

## **2.2 Закордонний досвід застосування технології водогазового впливу на пласти**

Вперше водогазова дія на пласти була здійснена фірмою Mobil у 1957 році на родовищі North Pembina у Канаді.

У роботі [82] за опублікованими джерелами проаналізовано близько 60 реалізованих проектів технології водогазової дії на пласти: 37 – у США.

9 - у Канаді, 5 - у Норвегії, 5 – в Україні та Росії. 1, - у Китаї, 1 - в Алжирі, 1 - у Великій Британії.

Технології водогазової дії були реалізовані як при змішуваному (47 проектів), так і при незмішуваному (10 проектів) процесі витіснення нафти з використанням в якості газової фази вуглеводневих газів (супутній, сухий, збагачений), CO<sub>2</sub> і азоту.

Технології водогазової дії застосовувалося в колекторах з різною проникністю порід у пісковиках (33 проекти), доломітах (12 проектів), вапняках (5 проектів) і в карбонатах (6 проектів).

У роботах [16, 46] зазначається, що приріст нафтовидобування при застосуванні технології водогазової дії за деякими пластами виявився трохи вищим, ніж передбачалося проектом.

За результатами огляду існуючих досліджень встановлено що при застосуванні технологій водогазової дії значно збільшується коефіцієнт охоплення пласта дією.

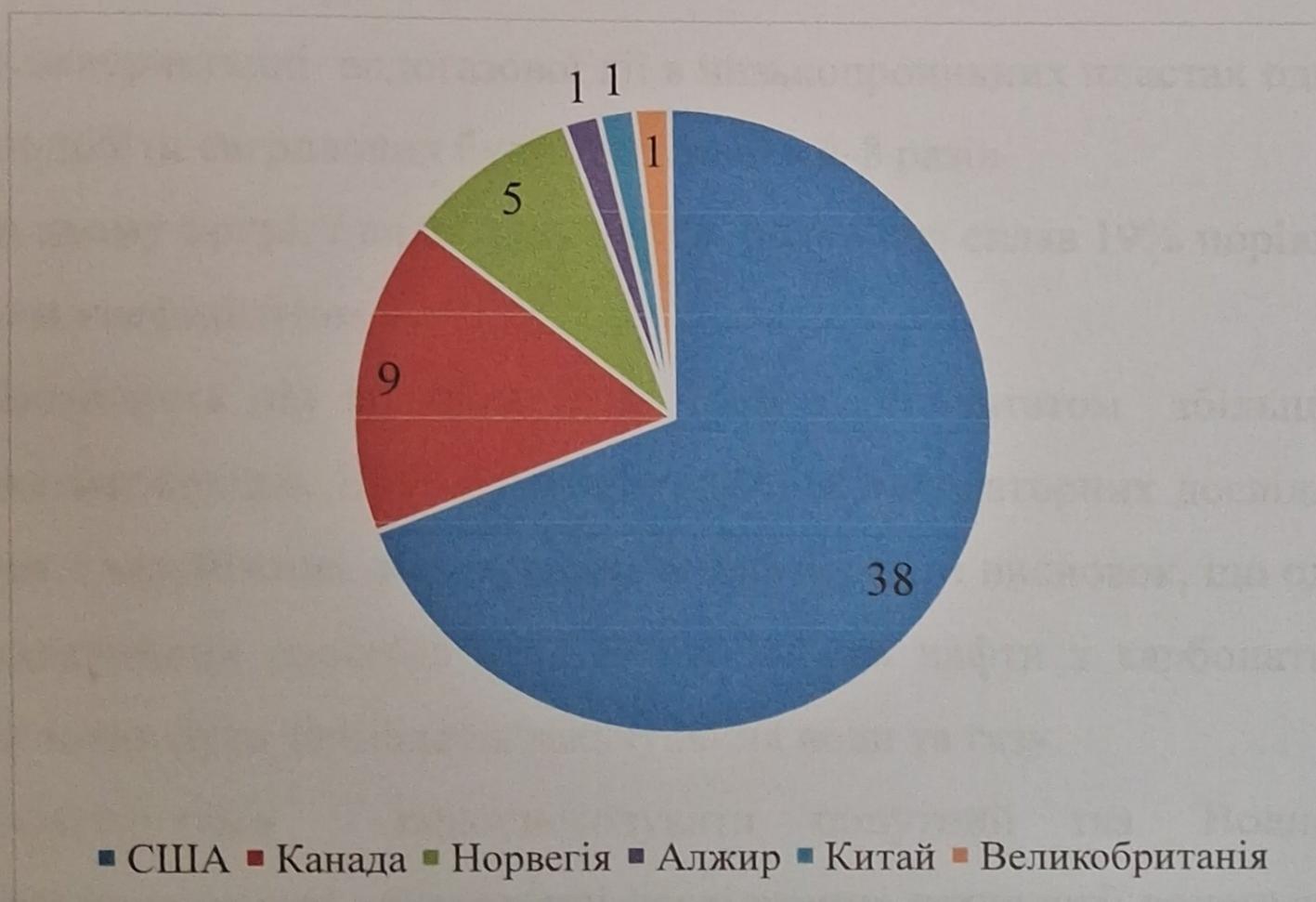


Рис. 2.3 Промислове застосування водогазової дії

Кількість реалізованих проектів за країнами:



Рис. 2.4 Кількість об'єктів за типом колекторів

За даними промислових досліджень, робочий коефіцієнт фільтрації видобувних свердловин у періоди водо-газового впливу в 2-3 рази вищий ніж при проведенні заводнення.

При використанні водогазової дії в низькопроникних пластах одного з родовищ дебіти свердловин були збільшені в 2-8 разів.

При цьому приріст видобутку нафти родовища склав 19% порівняно з проектним коефіцієнтом.

Ефективність під впливом води і газу є результатом збільшення коефіцієнта витіснення. Враховуючи результати лабораторних досліджень вітчизняних і зарубіжних дослідників, можна зробити висновок, що одним із найефективніших способів збільшення запасів нафти з карбонатними покладами може бути технологія закачування води та газу.

Рекомендується використовувати попутний газ. Водночас, незважаючи на численні лабораторні дослідження технології водогазового впливу, отримані результати не дають кількісної оцінки ефективності для пластів з карбонатними колекторами, що містять високов'язку нафту.

## ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 2

Геолого-фізичні особливості будови карбонатних колекторів та відсутність достатнього досвіду розробки покладів нафти пояснюють значне відставання темпів розробки запасів нафти карбонатних породах-колекторах.

Встановлено, що традиційні системи розробки виявилися неефективними або малоефективними при розробці карбонатних колекторів, особливо колекторів тріщинного та порово-тріщинного типу.

Описано досвід використання водогазової дії в низькопроникних пластах при якому дебіти свердловин були збільшені в 2-8 разів.

Одним із перспективних методів збільшення нафтовіддачі карбонатних колекторів є водогазова дія, що широко застосовується за межами нашої країни.

Природоохоронна діяльність на родовищах НГВУ «Охтирканафтогаз» проводиться згідно законодавства та положення про підприємство по наступним основним напрямкам:

- планування заходів по охороні навколишнього середовища і раціональному використанню природних ресурсів;
- забезпечення і дотримання природоохоронних правил і норм в ході технологічного процесу, безпосередньо зв'язаного з шкідливим впливом на довкілля;
- забезпечення правильної експлуатації очисних споруд і підтримування їх у постійному працездатному стані.

#### 4.1 Охорона надр та навколишнього середовища при бурінні свердловин.

Робота по охороні надр на Прокопенківському нафтовому родовищі ведеться на всіх етапах діяльності підприємства пов'язаних з бурінням та експлуатацією свердловин. При бурінні нафтових і газових свердловин можливе забруднення горизонтів з прісною водою, яку використовують для пиття. Для цих випадків викриття горизонтів з прісними водами проводиться з приміщенням екологічно нешкідливого бурового та тампонажного розчинів з послідовним перекриттям і цементуванням обсадної колони.

При складанні проекту на будівництво свердловин передбачаються технічні рішення, які забезпечують надійність цих споруд в відношенні запобігання за колонних і між колонних перетоків вуглеводнів, які можуть привести до витікання газу в атмосферу і загазування відносних горизонтів.

При будівництві свердловин особливо при бурінні з дизельним приводом виникає забруднення атмосфери викидами дизелів бурової установки, газами з дегазаторів бурового розчину, пилом сипких матеріалів

і хімреагентів, випаровуваннями промивних рідин і хімреагентів.

З метою охорони атмосферного повітря від забруднення в районі

бурових робіт передбачається:

- обладнання вихлопних труб дизелів масловідділювачами;
- застосування герметичних і закритих ємностей для зберігання ПММ;
- організований збір і максимальна утилізація супутнього газу при випробуванні свердловин;
- застосування технічних засобів, технологічних процесів, що запобігають виникненню нафтогазопроявів та відкритих фонтанів.

Згідно природоохоронного законодавства підприємство несе відповідальність за виконання заходів з охорони земель та природоохоронних заходів, передбачених проектом:

- зберігання родючого ґрунту;
- зберігання якості поверхневих і підземних вод;
- якісне і своєчасне знешкодження і захоронення відходів буріння свердловин;
- якісне захоронення стічних вод у поглинаючі горизонти;
- виконання етапу технічної рекультивациі.

#### **4.2 Охорона атмосферного середовища**

Відповідно існуючої технології видобутку нафти і газу головним джерелом забруднення атмосферного повітря можуть бути:

- комплексні збиральні пункти;
- сепаратори;
- ємності для тимчасового зберігання нафти і газу;
- резервуарні парки для зберігання нафти, конденсату та під товарних вод, які мають дихаючі клапани;
- свердловини і газопроводи(шлейфи) при їх продувці в атмосферу;
- аварійні розгерметизації обладнання, трубопроводів;
- пропуски газу через нещільності технологічного обладнання;
- технологічні втрати нафтового газу в процесі ремонту свердловин.

Головною задачею перед промисловиками стоїть запобігання забрудненню атмосфери являється зниження викидів шкідливих речовин. Основний об'єм викидів шкідливих газоподібних речовин, забруднюючих повітряний басейн, складають легкі вуглеводи.

Актуальним питанням перед нафтовиками стоїть зменшення втрат вуглеводнів і підвищення коефіцієнта використання нафтового газу веде до скорочення викидів в атмосферу вуглекислої сировини і продуктів його згорання. Використання розчиненого газу, покращення захисту від шкідливих викидів, скорочення технологічних витрат на всіх ступенях видобутку, переробки, транспорту і зберігання нафти і нафтопродуктів визначають стан повітряного басейну на родовищі.

З метою зменшення і запобігання викидів шкідливих речовин в атмосферу при розробці і експлуатації Прокопенківського нафтового родовища слід передбачати та ввести в проект наступні заходи:

- розробити комплекс досліджень і замірів по контролю за станом атмосферного повітря з метою визначення концентрації шкідливих речовин;
- передбачити щорічне складення графіків профілактичного огляду запірної і герметизуючої обладнання, його заміну, ремонт, графіків продувок свердловин і технологічного обладнання з мінімальним випуском вуглеводнів в атмосферу;
- при бурінні свердловин використовувати електропривід;
- випробування свердловин проводити по без амбарній закритій схемі;
- у випадку використання в процесі дослідження установки для розділення фаз вуглеводнів(сепараторів), рідкі(конденсат) повинні зібратися в герметизовані ємкості з послідуочим їх вивозом;
- дослідження свердловин, в процесі експлуатації, робити в промисловий колектор з повною утилізацією вуглеводнів(без випуску газу в атмосферу);
- не проводити дослідження свердловин з випуском газу в атмосферу при мете умовах які можуть привести до забруднення, в разі крайньої необхідності виконання таких робіт, повинні бути складені заходи по

зниженню викидів.

При освоєнні свердловин і у випадку вимушеного випуску газу з метою захисту атмосфери необхідно спалювати газ в спеціальних факельних спорудженнях, забезпечуючи бездимне горіння.

Для запобігання атмосфери від забруднення вихлопними газами всі вихлопні колектори двигунів внутрішнього згорання ДВЗ повинні обладнуватися іскрогасниками.

### 4.3 Охорона водного середовища

Виробничі процеси буріння, будівництва, видобутку, підготовки транспорту та зберігання нафти на нафтовидобувальних підприємствах являються значними споживачами прісних вод.

Природоохоронні закони передбачають велику відповідальність споживачів за використання прісних вод з верхніх прісноводних горизонтів, які згідно спец водокористування дозволяються до використання в технічних цілях.

Водопостачання на нафтовидобувному підприємстві забезпечує виробничі процеси буріння, видобутку, підготовки, транспорту і зберігання нафти. Споживання чистої води на технологічні потреби визначає об'єми стічних вод.

Заходи по охороні водного середовища передбачають охорону горизонтів з прісними водами в верхній частині геологічного розрізу родовища, ґрунтових і поверхневих вод.

Потенційними джерелами забруднення є:

- бурові стічні води і шлам;
- продукти випробувань свердловин (конденсат, мінералізована вода);
- хімічні реагенти, використовувані для обробки бурового розчину, що використовуються для обробки розчину та приготування розчинів для обробки при вибійної зони свердловини;
- забруднені ливневі стічні води і ін.

Для запобігання забруднення ґрунтових і поверхневих вод необхідно виключити можливість виходу за границі бурової площадки по обслуговуванню експлуатаційної свердловини, УКПН цих джерел. Тому в заходах необхідно передбачити:

- спорудження земляних шламових амбарів в глинистому ґрунті з гідроізоляцією їх стінок і дна відпрацьованого бурового розчину істотних вод;
- зберігання хімреагентів в спеціальних спорудах.

Виходячи із проектного положення свердловин необхідно визначити глибину днища земляних шламових амбарів з врахуванням рівня підземних вод.

Запобігання попадання бурового розчину, хімреагентів, горючо-мастильних матеріалів, стічних вод та ін. за межі бурової площадки повинно вирішуватись за рахунок обваловки із гранта по всьому периметру площадки. Крім того обвалуванню підлягають ділянки землі, де змонтовані блоки по приготуванню і очистці бурових розчинів, зберігання хімреагентів і ГСМ.

У видобутку нафти основними виробничими процесами являються: заводнення продуктивних пластів; експлуатація свердловин; збір, промислова підготовка нафти і транспорт. Продуктивні відклади нафтовидобувного району заводняються, в основному, стічною водою, потоки яких формуються в пунктах підготовки нафти і у вузлах попереднього скиду на родовищі. Стічні води, які пройшли очистку, необхідно використовувати при підготовці нафти. Розхід стічної води – 250 кг на 1 т нафти.

#### 4.4 Охорона і раціональне використання земель родовища

Охорона земель складається із комплексу заходів забезпечуючи збереження родючого шару ґрунту і запобігання забруднення слідуєчого

за родючим шаром ґрунту.

Збереження родючого шару ґрунту від забруднення повинно бути забезпечено шляхом зняття і складування його в кагати висотою 3 – 4 м, в границях площадки бурової. По узгодженню з місцевими органами Держкомприроди родючий шар повинен бути знятий по всій площадці бурової на глибину 0,5 – 0,7 м. Для запобігання розрушення кагатів необхідно зробити посів трави по їх поверхні.

Забруднення слідує за родючим ґрунтом може трапитись на площадці бурової хімреагентами, ГСМ, нафтою, відпрацьованим буровим розчином і др. Для запобігання забруднення необхідно комплекс заходів які дадуть змогу локалізувати перелічені вище компоненти на бетонних площадках з послідуєчим їх збиранням в ємкості.

Призначення свердловин на Прокопенківському нафтовому родовищі – промислова експлуатація свердловин на нафту і газ. При облаштуванні під експлуатацію відведення землі на експлуатаційні потреби складає 0,36 га, де також знімається родючий шар.

На родовищі передбачається амбарна система накопичення, зберігання і захоронення технологічних відходів буріння. На ділянці бурової споруджується три виду земляних амбарів:

- шламові амбари для скиду вибуреної породи;
- водяні амбари для відстою бурових стічних вод;
- земляні амбари на викидах превентора.

При нафтогазовиявленнях необхідно прийняти міри по можливо меншому позбавленню навколишнього середовища від впливу рідини свердловини.

При вантажно-розвантажувальних роботах з хімреагентами, необхідно не допускати попадання їх на поверхню ґрунту.

Основними забруднювачами поверхневих і підземних водних джерел є нафта, паливно-мастильні матеріали, хімічно-оброблені і обвал очні рідини для глушіння свердловин, високо-мінералізовані пластові і промстичні води, кислоти, поверхнево-активні речовини (ПАР), розчинники і інші реагенти, які застосовуються в технологічних процесах видобутку, внутрішньо-промислового збору, підготовки і транспорту нафти і газу. Вплив зазначених забруднювачів на водні джерела (підземні водоносні горизонти) може мати місце як при бурінні свердловин, так і при їх експлуатації.

При бурінні свердловин недопустимим є порушення дренажних систем на площадках буріння свердловин і трубопроводів.

При розробці родовища вплив виробничих об'єктів на водне середовище території в робочому режимі мінімальний і може бути помітним лише у випадках порушення нормального технологічного процесу.

Потенційними негативними факторами впливу при розробці родовища можуть бути:

- попадання в ґрунт і в ґрунтові води витоків нафти через нещільність фланцевих з'єднань несправного обладнання, дренавання забруднюючих речовин в підземні горизонти води;

- забруднення ґрунтових вод при недбалому виконанні ремонтних робіт.

Вплив зазначених факторів має випадковий характер, локальний за місцезнаходженням, нетривалий у часі і попереджається насамперед регламентуванням технологічного процесу в межах проектного режиму та організацією надійного контролю за технічним станом обладнання.

З метою запобігання забруднення водного середовища необхідно передбачити комплекс організаційних і техніко-технологічних заходів:

- спорудження земляних амбарів з гідроізоляцією їх дна та стінок для збору відробленого бурового розчину і стічних вод;

- обвалування територій бурових та експлуатаційних свердловин;
- закладення глибини днища земляних шламових амбарів з обліком рівня ґрунтових вод;
- зберігання хімреагентів, ПММ, конденсату в металевих ємностях;
- виключення попадання на землю та у поверхневі і підземні води ПАР, кислот, лугів, полімерних розчинів та інших хімреагентів та рідких вуглеводнів;
- нейтралізацію залишкового об'єму відпрацьованих шкідливих речовин (бурового розчину, технологічних рідин);
- затвердіння і поховання відпрацьованого бурового розчину, засипання земляних амбарів ґрунтом;
- планування площадки бурової (по можливості передбачити розташування в місцях де ґрунт ущільнений);
- рекультивацію родючого шару ґрунту на площадках, які зайняті тимчасовими дорогами та ін.

Біологічний етап рекультивації виконується в об'ємі, який передбачений землекористувачем і включає наступні основні види робіт: оранку і дискування землі, застосування органічних і мінеральних добрив, посів трав, прикачування посівів важкими котками; культивацію.

З метою максимальної охорони навколишнього середовища при будівництві свердловин необхідно керуватись нормативним документом ГСТУ41-00032626-00-007-97. На буровій передбачається система збору бурових стічних вод для повторного їх використання, а також канава відводу дощових і талевих вод. Для зменшення витрат води в процесі буріння свердловини необхідно:

- не допускати припливу води із ємності
- використовувати воду тільки в межах технологічної необхідності;
- при проведенні спуско-підймальних операцій обладнувати ротор обтирачем свічок;
- щодобово перевіряти справність запірної арматури, герметичність

водопровідних ліній та ємностей.

Контроль якості підземних вод при бурінні свердловини здійснюється у відповідності з ГОСТ 17.1.3.12-86.

**РОЗДІЛ 5. РОЗРАХУНОК ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ  
ВПРОВАДЖЕННЯ ТЕХНОЛОГІЇ**  
5.1. Техніко-економічне обґрунтування ефективності  
запроектівних технологічних і технічних рішень.

**1. Визначення додаткового видобутку нафти**

Вихідні дані для проведення розрахунку економічної ефективності обробки пласта наведено в таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 – Вихідні дані для розрахунку економічної ефективності при проведенні заходів на гозонті В-16 св.1 Прокопенківського родовища.

Найменування показника	Одиниця виміру	Значення показника
1. Собівартість видобутку 1 т. нафти	грн.	5176,51
2. Ціна 1 т. нафти	грн.	11000
3. Дебіт свердловини до проведення обробки	т / добу	11,4
4. Дебіт свердловини після проведення обробки	т / добу	13,45

*Собівартість видобутку 1 т нафти та ціна 1 т нафти є умовною для попереднього розрахунку і задана керівником магістерської роботи.*

Змінні витрати встановлюються із розшифрованих статей калькуляції в розрахунку на додатковий видобуток нафти.

До змінних витрат відносяться затрати на електроенергію (плата за використану електроенергію), витрати на перекачку конденсату, відрахування на геолого-пошукові роботи.

Додатковий видобуток газу після проведення робіт на свердловині визначаємо за формулою:

$$\Delta Q = Q' - Q$$

(6.1)

де  $Q'$  - видобуток нафти після проведення заходів,  $m^3$ ;

$Q$  - видобуток нафти до проведення заходів,  $m^3$ .

Річний видобуток продукції на свердловині визначаємо за формулою:

$$Q = q \cdot T \cdot \eta \quad (6.2)$$

де  $q$  - добовий видобуток нафти, т /добу;  
 $T$  - кількість діб в році;

$\eta$  - коефіцієнт використання свердловини за часом (для нафтових родовищ при розрахунках складає 0,84).

$$Q = 11,4 \cdot 365 \cdot 0,84 = 3495 \left(\frac{т}{рік}\right)$$

$$Q' = 13,45 \cdot 365 \cdot 0,84 = 4124 \left(\frac{т}{рік}\right)$$

$$\Delta Q = Q' - Q = 4124 - 3495 = 629 \left(\frac{т}{рік}\right)$$

## 5.2. Розрахунок витрат на здійснення запроєктованого рішення і калькуляції собівартості видобутку нафти

Витрати на проведення робіт розраховуємо за формулою:

$$B_{роб} = B_m + B_t + B_p \quad (6.3)$$

де  $B_m$  - витрати на придбання матеріалів, необхідних для проведення робіт, грн.;

$B_t$  - витрати на експлуатацію техніки та транспорту, грн.;

$B_p$  - витрати на оплату праці робітників, грн.

Витрати на придбання матеріалів, необхідних для проведення СКО, визначаємо за формулою:

$$B_m = k_{н.п.} \cdot k_{мп} \cdot \sum_{i=1}^n C_{mi} \cdot V_{pi}$$

(6.4)

де  $k_{н.п.}$  - коефіцієнт, що враховує накладні витрати за всіма видами витрат, окрім заробітної плати;

$$k_{н.п.} = 1 + \frac{H_{н.п.}}{100} = 1 + \frac{10}{100} = 1,1 \quad (6.5)$$

$H_{н.п.}$  - норма накладних витрат за всіма видами витрат, крім заробітної

плат (складає 10%).

$C_{mi}$  - ціна 1 т реагенту (матеріалу), грн.;

$V_{pi}$  - об'єм (маса) реагенту (матеріалу), м<sup>3</sup> (т);

$n$  - кількість видів матеріалів та реагентів для проведення процесу;

$k_{тр}$  - коефіцієнт, що враховує транспортні витрати, приймаємо

$$k_{тр} = 1,155$$

Витрати на експлуатацію техніки та транспорту визначаються за формулою:

$$B_m = k_{н.в.} \cdot \sum_{i=1}^m (2l \cdot B_{ii} + t \cdot B_{ii})$$

(6.6)

де  $l$  — відстань від машинного парку до свердловини, км;

$B_{ii}$  — вартість перебазування одиниці техніки, грн. / км;

$t$  — час проведення операцій, год.;

$B_{ii}$  - вартість 1 години роботи агрегату, грн.;

$m$  - кількість агрегатів та машин.

$k_{н.в.}$  - коефіцієнт, що враховує накладні витрати за всіма видами витрат, окрім заробітної плати,  $k_{н.в.} = 1,1$ .  $B_m = 1,1 \cdot 35800 = 39380$  грн

Визначення розміру витрат на експлуатацію техніки та транспорту виконуємо у таблиці 2

Витрати на оплату праці робочого і технічного персоналу для проведення однієї операції:

$$B_p = k_{н.з.} \cdot \lambda \cdot \sum_{i=1}^B C_{mi} \cdot (1 + H_n) \cdot t \quad (6.7)$$

де  $k_{н.з.}$  - коефіцієнт, що враховує накладні витрати за витратами по заробітній платі;  $\lambda$  - коефіцієнт, що враховує премії;  $B$  - кількість робітників у ланці, чол. ;

$C_{mi}$  - часова тарифна ставка робітника бригади, що виконує роботи, грн.;  $H_n$  - розмір єдиного внеску на соціальне страхування чинного законодавства (для видобутку газу та конденсату складає 37,13%);  $t$  - час проведення операцій, год.

$$B_p = 1,3 \cdot 1,25 \cdot 4902,7 \cdot (1 + 0,3713) = 1092,5(\text{грн})$$

Витрати на проведення робіт на свердловині:

$$B_{роб} = 22735,58 + 39380 + 10925 = 73040(\text{грн})$$

Визначимо приведені витрати на підготовку додаткового видобутку нафти. Згідно статистичних даних середня собівартість видобутку нафти на підприємствах НАК "Нафтогаз України" складає 5176,51 грн., в том числі змінні витрати – 7,802 %, що складає 403,87 грн.

Тоді додаткові витрати підприємства, пов'язані із видобутком додаткової нафти, складуть:  $\Delta B_{вид} = 816 \cdot 403,87 = 35797,92$  (грн)

### 5.3. Розрахунок економічного ефекту від впровадження запроєктованого рішення

Сумарний економічний ефект підприємства від проведення заходів визначаємо за формулою;

$$E_{сум} = [\Delta Q \cdot C_z - (B_{роб} + \Delta B_{вид})] \left(1 - \frac{C_{тпр}}{100}\right) \quad (6.8)$$

де  $C_z$  - відпускна ціна нафти, грн. /т;

$C_{тпр}$  - ставка податку на прибуток, згідно чинного законодавства складає 21%.

$$E_{сум} = [629 \cdot 11000 - (73040 + 35797,92)] \left(1 - \frac{21}{100}\right) = 5380028 \text{ (грн)}$$

Враховуючи імовірнісний характер проведених розрахунків, прогнозоване значення економічного ефекту визначають:

$$E_{пр} = E_{сум} \cdot a \quad (6.9)$$

де  $a$  — вірогідність отримання запланованих показників,  $a = 0,38$ .

$$E_{пр} = 5,38 \cdot 0,38 = 2,04 \text{ (млн. грн)}$$

Отже, проведення заходів на свердловині №1 Прокопенківського родовища є ефективним.

### ВИСНОВОК ЗА РОЗДІЛОМ 5.

З проведених вище розрахунків можна зробити висновок, що проведення заходів є доцільним, оскільки впровадження даного заходу дозволить

підприємству отримати економічний ефект в розмірі більше 2,04 млн. грн. за перший рік експлуатації.

Таблиця 5.3 - Розрахунок економічного ефекту

Найменування показника	Позначення	Одиниця виміру	Величина показника
1. Відпускна ціна нафти підприємства	Цн	грн/т	11000
2. Собівартість видобутку газу	C <sub>соб</sub>	грн/т	5176,51
3. Дебіт свердловини до проведення обробки	q	т/добу	11,4
4. Дебіт свердловини після проведення обробки	q <sub>п</sub>	т/добу	13,45
5. Додатковий видобуток газу після проведення робіт	ΔQ	т/рік	629
6. Витрати на проведення робіт з обробки в тому числі:	$V_{роб} = V_m + V_t + V_p$	тис. грн.	73,04
витрати на придбання матеріалів	V <sub>м</sub>	тис. грн.	22,74
витрати на експлуатацію техніки та транспорту	V <sub>т</sub>	тис. грн.	39,4
витрати на оплату праці робітників	V <sub>р</sub>	тис. грн.	10,925
7. Додаткові витрати підприємства, пов'язані із видобутком	$\Delta V_{вид} = \Delta Q_{сум} \cdot C_{соб}^{змін}$	тис. грн.	35,8
9. Прогнозований економічний ефект підприємства	$E_{пр} = E_{сум} \cdot a$	млн. грн.	2,04

## ВИСНОВКИ

1. Аналізуючи досвід розробки карбонатних родовищ на дослідно-промисловому майданчику, було отримано наступні основні результати: заводнення ефективно не на всіх ділянках; ефективність заводнення карбонатів підвищується, якщо нагнітальні та видобувні свердловини працюють у нестаціонарному режимі; розробка на природному режимі небажана, тому що при значному зниженні пластового тиску можливі незворотні явища, що знижують продуктивність пластів (закриті тріщини).
2. Визначено, що традиційні системи розробки виявилися неефективними при розробці карбонатних колекторів, особливо колекторів тріщинного та порово-тріщинного типу.
3. Більшість нафтових родовищ, продуктивні горизонти яких знаходяться у карбонатних відкладах характеризуються низькою продуктивністю і високою неоднорідністю. Прогнозована динаміка видобутку нафти залежить від залучення карбонатів в активну розробку.
4. Встановлено, що одним з перспективних способів підвищення нафтовіддачі в карбонатних колекторах є водогазовий ефект. При регулюванні роботи експлуатаційних свердловин обводнення нерівномірних колекторів відбувається поступово. Крім того, за рахунок перерозподілу фільтраційних потоків і пружною енергії пласта збільшується дебіт нафтової свердловини (порівняно з варіантом зі стаціонарною роботою свердловин).
5. Було встановлено, що при розчиненні видобутого газу в нафті щільність і в'язкість знижувалися, а об'ємний коефіцієнт і вміст вмісту збільшувалися. Прогнозний ефект від впровадження даної методики на св. № 1 складе 18%.

6. З проведених вище розрахунків можна зробити висновок, що проведення заходів є доцільним, оскільки впровадження даного заходу дозволить підприємству отримати економічний ефект в розмірі більше 2,04 млн. грн. за перший рік експлуатації.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. 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.
2. Атлас родовищ нафти і газу України // гол. ред. М. М. Іванюта. – Львів: Центр Європи, 1998. – Т. II. – 924 с.
3. Атлас родовищ нафти і газу України // гол. ред. М. М. Іванюта. – Львів: Центр Європи, 1999. – Т. VI. – 223 с.
4. Атлас родовищ нафти і газу України: в 6 т. / гол. ред. М. М. Іванюта. – Львів: «Центр Європи», 1998.
5. Бойко В.С, Бойко Р.В. Підземна гідрогазодинаміка: Підручник. – Львів: Априорі, 2005. – 452 с.
6. Бойко В.С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ. – К.: Реал-Принт, 2004. – 695 с.
7. Витвицький Я.С. Економічна оцінка гірничого капіталу нафтогазових компаній // Наукова монографія. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2007. – 431 с.
8. Витвицький Я.С. Економічна оцінка гірничого капіталу нафтогазових компаній // Наукова монографія. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2007. – 431 с.
9. Вуль М.А. Сучасний стан ресурсної бази вуглеводнів у нафтогазоносних регіонах України / М.А. Вуль, В.М. Гаврилко, Б.М. Полухтович // Газ і нафта. – 2006. – №11. – С. 32-36.