

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

## **МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА**

**ІНТЕНСИФІКАЦІЯ ВИДОБУТКУ ВУГЛЕВОДНІВ  
НА КУЛИЧИХІНСЬКОМУ НАФТОГАЗОКОНДЕ-  
НСАТНОМУ РОДОВИЩІ**

Розробив магістрант групи 2ММН  
Керівник роботи

Ареф'єв Я.В.  
Ларцева І.І.

2025

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  
В. О. Диремко  
Гавриш С. Ю.

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

на тему Інтенсифікація видобутку вуглеводнів на Куличихінському нафтогазоконденсатному родовищі

Пояснювальна записка

Керівник

Доцент, к.т.н., доцент

Ларцева І.І.

посада, наук. ступінь, ПІБ

підпис, дата

Виконавець роботи

Ареф'єв Ярослав Валерійович

студент, ПІБ

група 2ММВ

підпис, дата

Консультант за 1 розділом

к.т.н., доц. Ларцева І.І.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 2 розділом

к.т.н. доц. Михайлова О.В.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом

к.т.н., доц. Гестеренко В.М.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 4 розділом

к.т.н., доц. Гавриш С.Ю.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту

21.06.25

Полтава, 2025

Навчально-науковий інститут нафти і газу

Кафедра нафтогазової інженерії та технологій

Освітньо-кваліфікаційний рівень: Магістр

Спеціальність 185 Нафтогазова інженерія та технології

(шифр і назва)

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

*В. О. Диремберг*  
*Табрица*  
"14" 01 2025 року

**З А В Д А Н Н Я**  
**НА МАГІСТЕРСЬКУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Ареф`єв Ярослав Валерійович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: Інтенсифікація видобутку вуглеводнів на Куличихінському нафтогазоконденсатному родовищі

Керівник роботи Ларцева Ірина Ігорівна, к.т.н., доцент

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

затверджені наказом закладу вищої освіти від "09" 08 2024 року № 818-2/а

2. Строк подання студентом роботи 14 01 2025 року

3. Вихідні дані до 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 і Інформаційно-оглядова частина.

2. Експериментальна частина.

3. Теоретична частина (Аналітика. Моделювання).

4. Впровадження результатів досліджень

Висновки по проекту.

5. Перелік графічного матеріалу

---

---

---

---

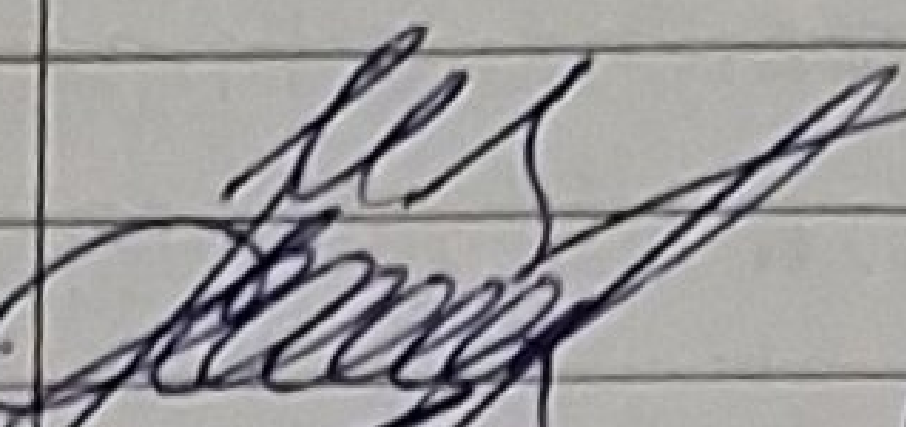
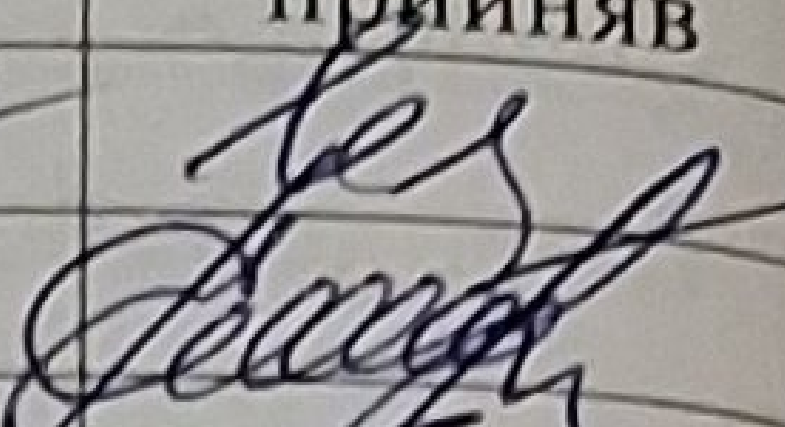
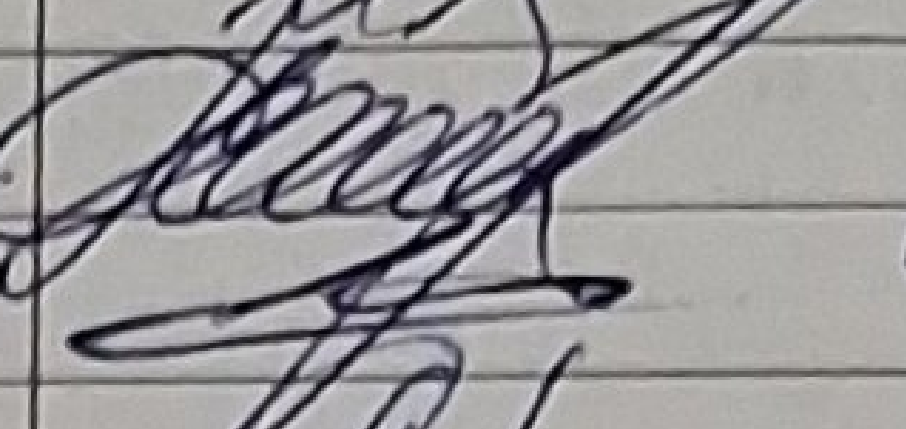
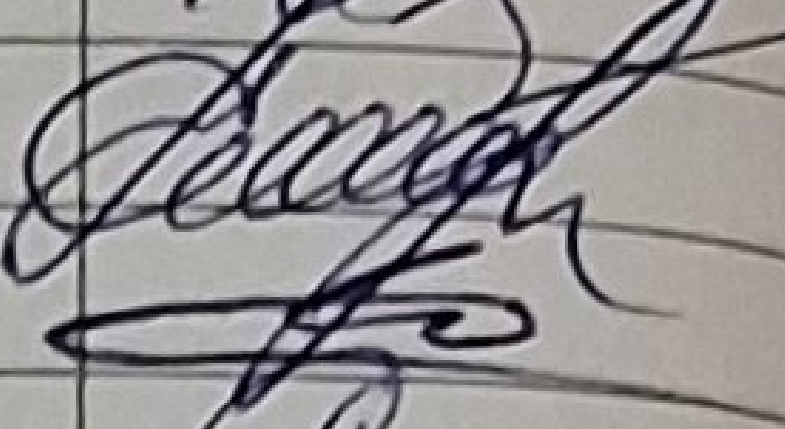
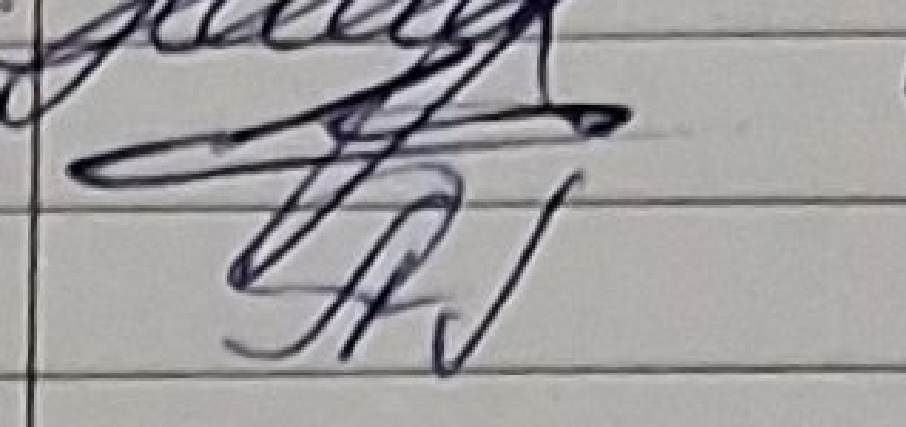
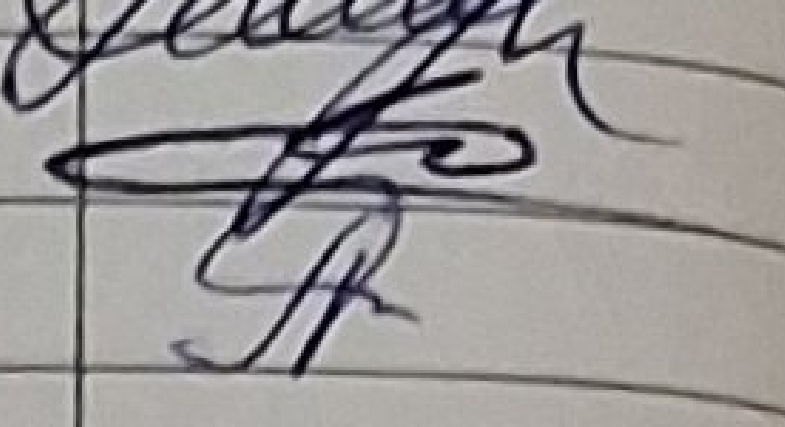
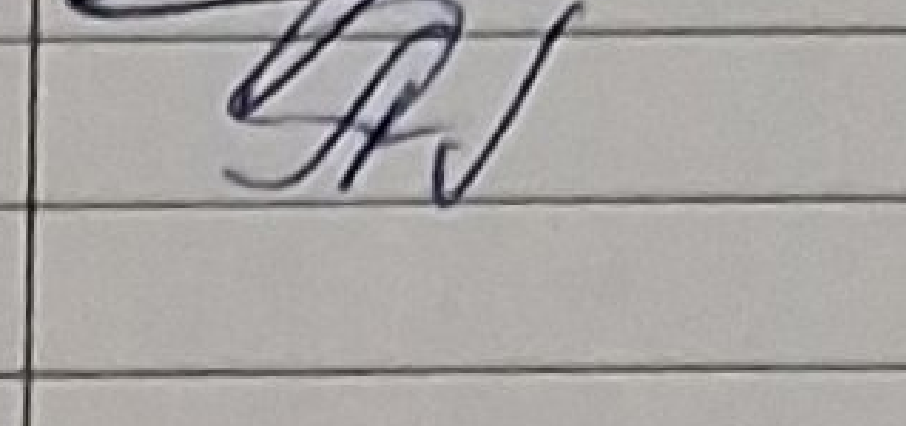
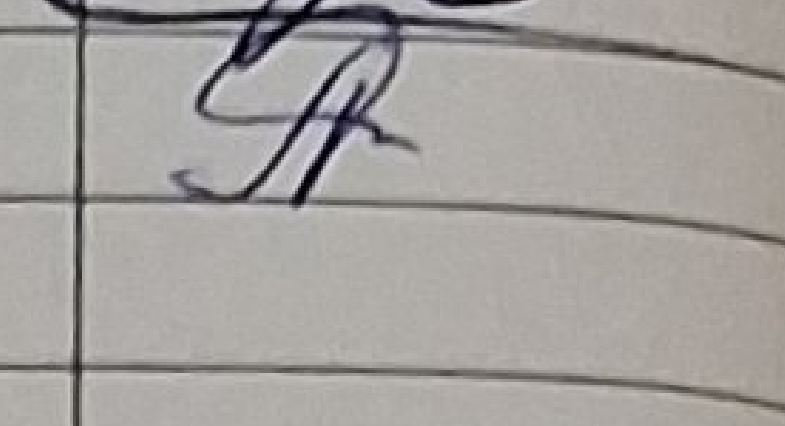
---

---

---

---

## 6. Консультанти розділів роботи

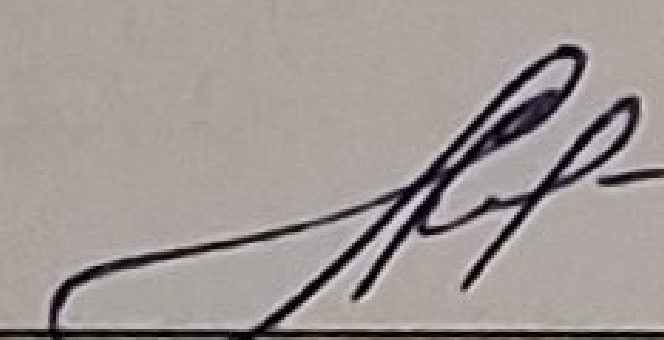
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
1	к.т.н, доц. Ларцева І.		
2	І.п.н, доц. Михайловський О.В.		
3	к.т.н, доц. Честуренко Г.М.		
4	к.т.н, доц. Педришко Л.О.		

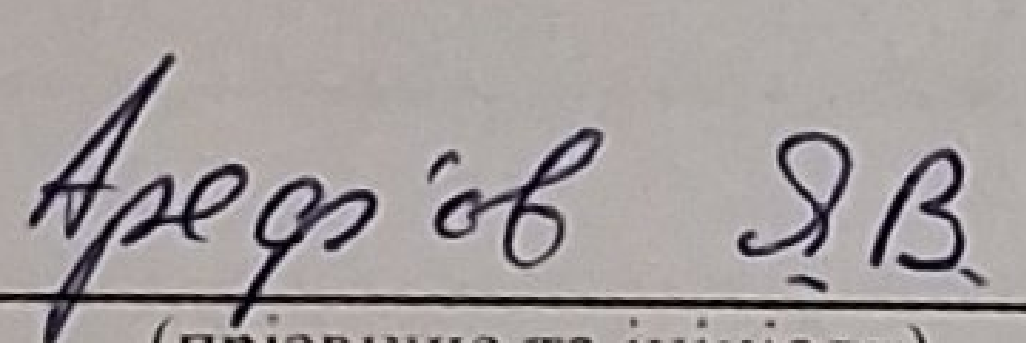
7. Дата видачі завдання 14.10.2024

## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

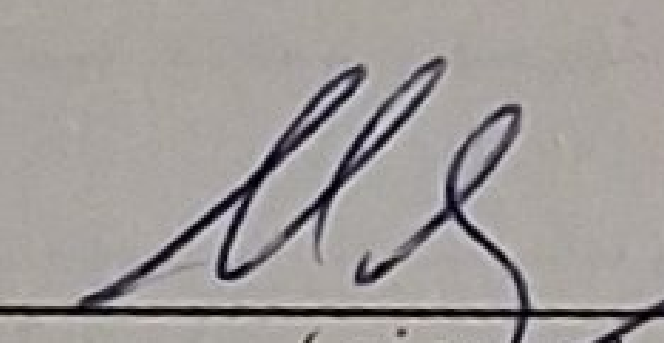
№ з/п	Етапи підготовки	Термін виконання
1	Інформаційно-оглядова частина	14.10 – 03.11
2	Експериментальна частина	04.11 – 24.11
3	Теоретична частина (Аналітика. Статистика. Моделювання)	25.11 – 15.12
4	Упровадження результатів досліджень	16.12 – 05.01
5	Оформлення та узгодження роботи	06.01 – 12.01
6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

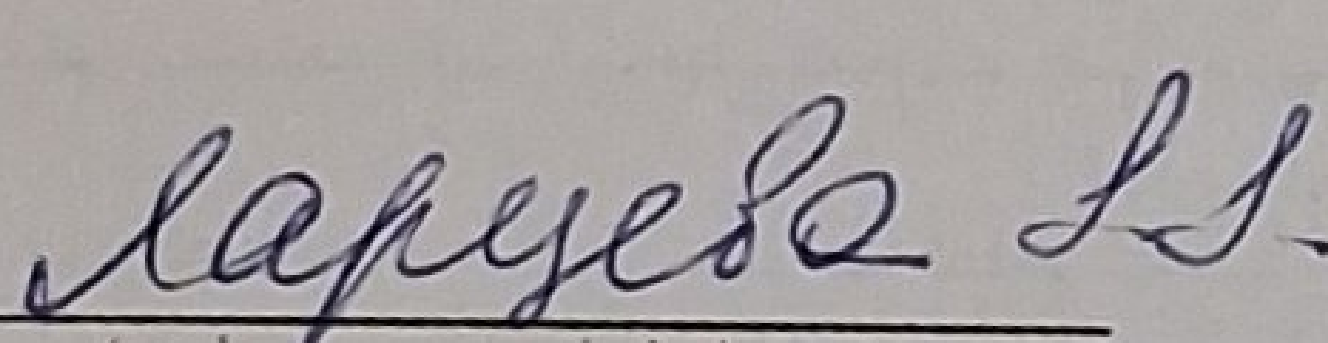
Студент

  
 (підпис)

  
 (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

  
 (підпис)

  
 (прізвище та ініціали)

## АНОТАЦІЯ

Ареф'єв Я. В. Інтенсифікація видобутку вуглеводнів на Куличихінському нафтогазоконденсатному родовищі. Кваліфікаційна робота магістра за спеціальністю 185 «Нафтогазова інженерія та технології». – Полтава: Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка». – 2025.

Роботу присвячено розробці та впровадженню використання ПАР, як ефективного методу інтенсифікації видобутку вуглеводнів, на Куличихінському нафтогазоконденсатному родовищі.

У першому розділі розглянуто загальні поняття та механізми інтенсифікації видобутку вуглеводнів. Особлива увага приділяється характеристиці поверхнево-активних речовин (ПАР) та їх розрахунковим параметрам. Визначено основні завдання роботи.

У другому розділі надано детальний опис геологічної структури, стратиграфії, тектоніки, гідрогеологічних умов та властивостей флюїдів родовища, що визначають специфіку його розробки.

У третьому розділі проведено аналіз динаміки пластового тиску, процесів обводнення свердловин, оцінено поточний стан експлуатації та зроблено прогноз показників розробки покладів.

У четвертому розділі запропоновано методи ізоляції водоприпливу за допомогою амінних кислот та використання спінюючих ПАР для підвищення ефективності видобутку. Виконано розрахунки, що підтверджують ефективність заходів інтенсифікації.

Ключові слова: газ, конденсат, поклад горизонту Т-1, Куличихинське НГКР, інтенсифікація, ПАР, амінна кислота, спінюючі ПАР.

## ЗМІСТ

ВСТУП .....	3
РОЗДІЛ 1 СУЧАСНИЙ СТАН ПИТАННЯ. МЕТА ТА ЗАВДАННЯ ДОСЛІДЖЕНЬ.....	5
1.1 Загальні поняття про інтенсифікацію видобутку .....	5
1.2 Загальні поняття про поверхнево-активні речовини.....	7
1.3 Механізм дії поверхнево-активних речовин .....	11
1.4 Розрахункові параметри ПАР .....	14
1.5 Висновки за розділом 1. Мета та задачі досліджень .....	17
РОЗДІЛ 2 ГЕОЛОГО-ПРОМИСЛОВА ХАРАКТЕРИСТИКА КУЛИЧИХІНСЬКОГО РОДОВИЩА .....	19
2.1 Загальні відомості про Куличихінське родовище .....	19
2.2 Історія геологічної вивченості та розвідки родовища.....	20
2.3 Стратиграфія Куличихінського родовища .....	21
2.4 Тектоніка Куличихінського родовища .....	23
2.5 Нафтогазоводоносність Куличихінського родовища.....	24
2.6 Склад і фізико-хімічні властивості флюїдів.....	27
2.7 Гідрогеологічна характеристика родовища.....	29
2.8 Висновки за розділом 2 .....	30
РОЗДІЛ 3 АНАЛІЗ РОЗРОБКИ ТА ЕКСПЛУАТАЦІЇ ПОКЛАДІВ КУЛИЧИХІНСЬКОГО РОДОВИЩА .....	31
3.1 Аналіз зміни пластового тиску по площі газоносності.....	31
3.2 Аналіз просування в поклад пластових вод і обводнення свердловин .....	32
3.3 Характеристика фонду свердловин і поточного стану їх експлуатації.....	33
3.4 Прогнозування показників розробки покладу горизонту Т-1 .....	36
3.5 Обґрунтування необхідності застосування методів інтенсифікації винесення з них рідини.....	41
3.6 Висновки за розділом 3 .....	41

РОЗДІЛ 4 ЗАХОДИ З ІНТЕНСИФІКАЦІЇ ВИНЕСЕННЯ РІДИНИ НА КУЛИЧИХІНСЬКОМУ РОДОВИЩІ .....	43
4.1 Ізоляція припливу води за допомогою аміних кислот .....	43
4.2 Ефективність спінюючих ПАР .....	46
4.3 Розрахунок інтенсифікації свердловин Куличихінського родовища .....	47
4.4 Висновки за розділом 4 .....	52
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ .....	53
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ .....	54

## ВСТУП

**Актуальність роботи.** Куличихінське нафтогазоконденсатне родовище є важливим джерелом вуглеводнів, однак зниження пластового тиску, підвищення обводнення свердловин та зменшення дебітів ускладнюють ефективну розробку покладів.

У сучасних умовах зростаючого попиту на енергоносії актуальним завданням є підвищення коефіцієнта вилучення вуглеводнів.

Використання методів інтенсифікації, зокрема застосування поверхнево-активних речовин (ПАР) та технологій ізоляції водоприпливу, дозволяє зменшити втрати вуглеводнів і підвищити економічну ефективність видобутку.

Тема дослідження є актуальною для забезпечення сталого розвитку вуглеводневого сектора України.

**Мета роботи** – обґрунтування методів інтенсифікації видобутку вуглеводнів на Куличихінському нафтогазоконденсатному родовищі шляхом впровадження сучасних технологій ізоляції водоприпливу та використання ПАР.

### **Основні задачі досліджень:**

- провести аналіз сучасних підходів до інтенсифікації видобутку вуглеводнів;
- дослідити геолого-промислові особливості Куличихінського родовища;
- оцінити динаміку пластового тиску та процеси обводнення свердловин;
- обґрунтувати ефективні методи ізоляції припливу води;
- дослідити вплив спінюючих ПАР на ефективність видобутку.

**Об'єкт дослідження** – процеси видобутку вуглеводнів в умовах обводнення продуктивних горизонтів.

**Предмет дослідження** – дія ПАР на ізоляцію водоприпливу та підвищення вилучення вуглеводнів.

**Методи досліджень:**

- аналіз та систематизація літературних джерел;
- геолого-промисловий аналіз;
- розрахунок параметрів інтенсифікації видобутку та розробки родовища.

**Наукова новизна** отриманих результатів полягає в наступному:

підтверджено ефективність застосування ПАР для зменшення обводнення свердловин та підвищення продуктивності покладів горизонту Т-1 Куличихінського НГКР.

**Практичне значення отриманих результатів:**

1. Розроблені рекомендації щодо впровадження сучасних методів інтенсифікації видобутку вуглеводнів можуть бути застосовані для підвищення продуктивності свердловин Куличихінського родовища;
2. Результати дослідження можуть бути використані як основа для адаптації методів інтенсифікації на інших нафтогазоконденсатних родовищах з аналогічними умовам.

**Особистий внесок автора** роботи полягає у:

- проведенні літературного пошуку та його обробці;
- аналізі досліджень спінуючих ПАР;
- аналізі досвіду розробки Куличихінського родовища.

**Структура та об'єм роботи.** Магістерська робота складається зі вступу, 4 розділів, загальних висновків, списку використаних джерел (50). Робота виконана на 59 сторінках, містить 11 таблиць, 20 рисунків, 23 формули.

Робота виконана на кафедрі нафтогазової інженерії та технологій Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка» під керівництвом доцента кафедри нафтогазової інженерії та технологій, к.т.н., доцента Ларцевої Ірини Ігорівни.

## РОЗДІЛ 1

### СУЧАСНИЙ СТАН ПИТАННЯ. МЕТА ТА ЗАВДАННЯ ДОСЛІДЖЕНЬ

#### 1.1 Загальні поняття про інтенсифікацію видобутку

З моменту свого відкриття нафта і газ залишаються основним джерелом енергії у світі, незважаючи на розвиток відновлюваної енергії.

Підвищення вилучення вуглеводнів є актуальною задачею нафтогазовидобування. Наприклад, ефективність вилучення нафти з нафтоносних пластів сучасними, промислово освоєними методами розробки у всіх нафтовидобувних країнах на сьогоднішній день вважається незадовільною, притому що споживання нафтопродуктів у всьому світі зростає з року в рік.

Закордоном загальноприйняті два терміни, які об'єднують методи впливу на вуглеводневий об'єкт з метою поліпшення нафтогазовидобутку: EOR (Enhanced Oil Recovery) і IOR (Improved Oil Recovery). До першого в основному відносяться методи, які основані на застосуванні витісняючих агентів, відмінних від води (теплові, газові, хімічні і мікробіологічні методи); другий термін включає свердловинні технології (проведення гідророзриву пласта (ГРП), спорудження горизонтальних стовбурів тощо) та інші методи впливу, що призводять до інтенсифікації нафтогазовидобутку і побічно до збільшення нафтовіддачі [40].

Як відомо (рис. 1.1), приблизно 15% нафти видобувають на природних режимах (первинне нафтовилучення), 20 – 40 % видобутку можна досягти завдяки вторинним методам (підтриманням внутрішньопластової енергії шляхом закачування в пласт води і природного газу), та стільки ж при використанні третинних методів нафтовилучення (проведення інтенсифікації із використанням різних реагентів – хімічних, термічних, мікробіологічних тощо). Аналогічні коефіцієнти видобутку досягаються для конденсату. Особливістю газоконденсатних родовищ є випадання ретроградного конденсату в покладі

при зниженні тиску під час розробки покладу. При видобуванні за умов ретроградної конденсації потрібно використовувати підтримання пластового тиску, наприклад, нагнітанням сухого газу – сайклінг-процес. Можливе введення додаткових технологій, таких як інтенсифікація припливу.

Хімічний вплив здійснюється на родовищах Франції; закачування газу – на об'єктах родовищ Туреччини, Лівії, Мексиці, Техасі, Каліфорнії; термічний і хімічний вплив – в Китаї, Індії, Індонезії; закачування газу, термічний і хімічний вплив – в Венесуелі; термічний вплив – в Колумбії. Існує істотна різниця стану реалізації методів підвищення нафтовилучення в нашій країні і за кордоном.



Рисунок 1.1 – Використання первинних (а), вторинних (б) і третинних (в) методів нафто- і конденсатовилучення

У США та інших країнах практично не впроваджуються фізико-хімічні методи, хоча число дослідних ділянок для їх випробувань достатня. Рентабельність цих методів низька через високу вартість хімічних реагентів і невисоку технологічну ефективність всіх відомих їх модифікацій. У США

жоден проект полімерно-хімічного впливу (в тому числі із застосуванням біополімерів) не визнали економічно спроможним в порівнянні з проектами теплового (термічного) і газового (включаючи вплив CO<sub>2</sub>) впливів.

Сьогодні в Україні застосовують різні методи інтенсифікації. Фізико-хімічні методи підвищення вилучення вуглеводнів з пластів, які потребують використання поверхнево-активних речовин [19].

## 1.2 Загальні поняття про поверхнево-активні речовини

Поверхнево-активні речовини (ПАР) – це хімічні сполуки, які, концентруючись на поверхні розділу термодинамічних фаз, викликають зниження поверхневого натягу.

У нафтогазовій промисловості ПАР використовують для полегшення видобутку нафти та газу при розкритті пласта. Ці речовини мають властивість знижувати поверхневий натяг, впливають на фізико-хімічні властивості рідини та рідкого компонента пластової речовини, полегшуючи їхній відбір.

До основних умов використання ПАР відноситься:

- зниження поверхневого натягу, тим самим полегшуючи розкриття пласта та підвищуючи ефективність видобутку;
- підвищення проникнення в пори та тріщини пласту, що дозволяє збільшити видобуток;
- зменшення в'язкості нафти, що полегшує її рух через пласт та трубопроводи.
- використання ПАР дозволяє керувати взаємодією різних фаз у пласті (властивостями флюїду), забезпечуючи оптимальні умови для видобутку;
- ПАР допомагають знижувати втрати енергії при русі рідини в пласті, що може бути важливим на практиці.

Уперше застосування ПАР як добавки при заводненні нафтових пластів було застосовано в США в 40-х роках 20 сторіччя. Безперечною перевагою

застосування ПАР є збереження колекторських властивостей продуктивних пластів і відсутність негативної дії на процес підготовки і транспортування вуглеводнів [5].

ПАР – це органічні сполуки, які мають амфифільну будова. Їх молекули мають у своєму складі полярну частину, гідрофільний компонент (функціональні групи  $\text{OH}$ ,  $\text{COOH}$ ,  $-\text{SOOOH}$ ,  $-\text{O}-$  та ін. або, їх солі –  $\text{ONa}$ ,  $-\text{COONa}$ ,  $-\text{SOOONa}$  та ін.) і гідрофобний компонент (неполярна вуглеводнева частина).

Молекула ПАР (рис. 1.2) схематично позначається у вигляді кола (полярна група) та риски (неполярний радикал).

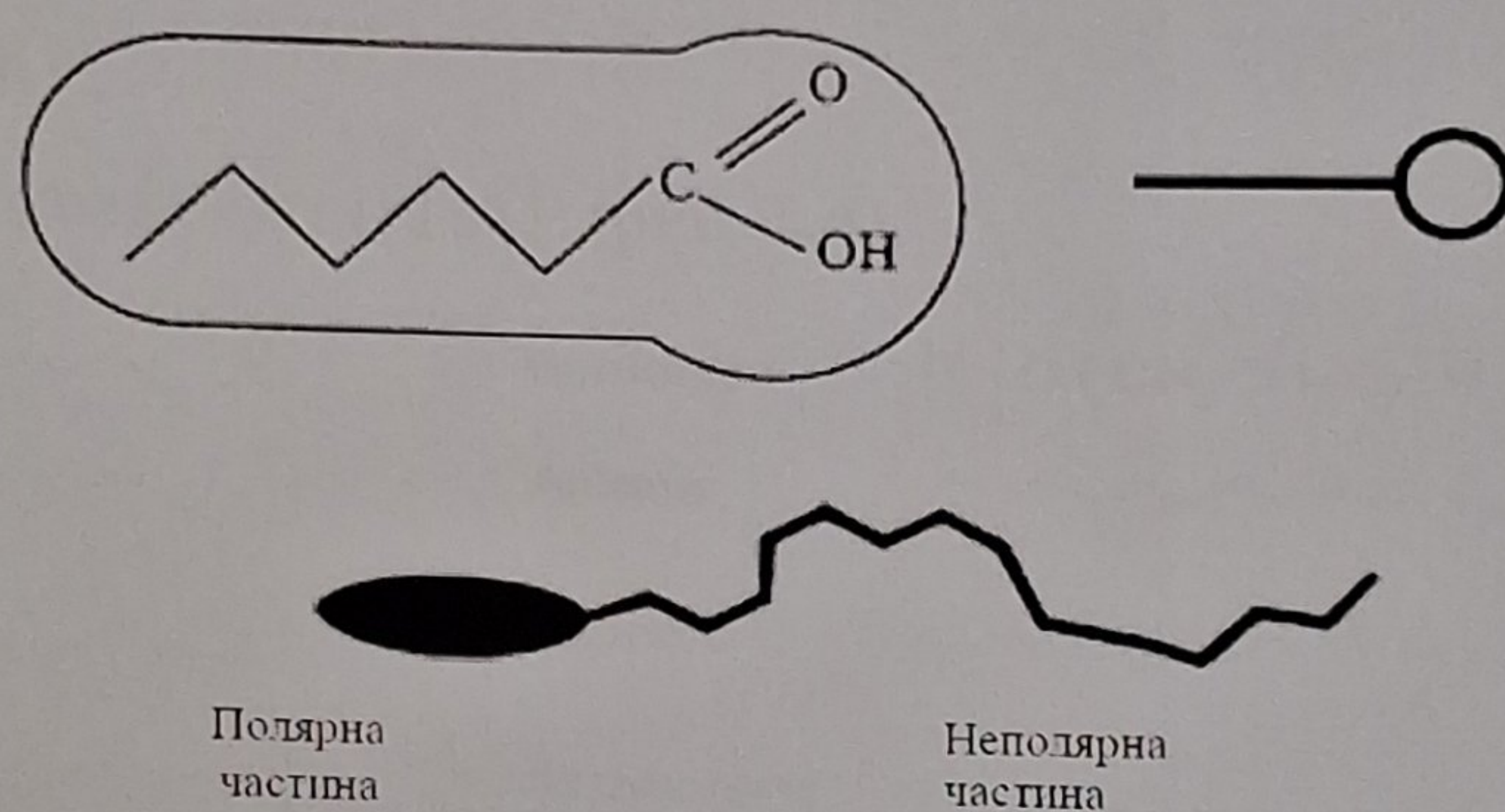


Рисунок 1.2 – Схематичне зображення молекули ПАР

При низьких концентраціях ПАР утворюють істинні розчини. Якщо продовжити вуглеводневий ланцюг до 8 – 10 атомів вуглецю, молекули ПАР об'єднуються у міцели (рис. 1.3) – великі агрегати, що включають десятки молекул і відомі як. При низьких концентраціях ПАР утворюють молекулярні розчини. Міцелярні системи мають високу дисперсність та гетерогенність, тобто їхні властивості аналогічні колоїдному розчину.

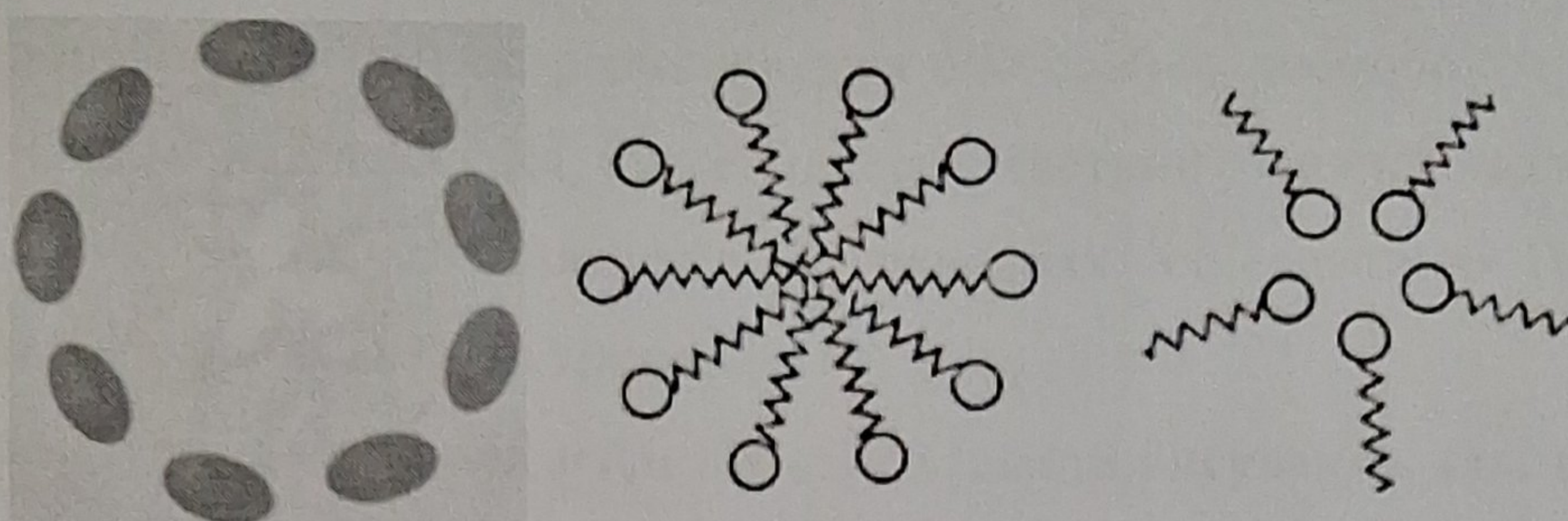


Рисунок 1.3 – Схематичне зображення міцел

Класифікують ПАР за двома основними групами:

1. Неіонні (нейоногенні).
2. Іонні (іоногенні), що в свою чергу поділяються на категорії:
  - 2.1 Аніонні ПАР;
  - 2.2 Катіонні ПАР;
  - 2.3 Амфотерні (амфолітні) ПАР (рис. 1.4).

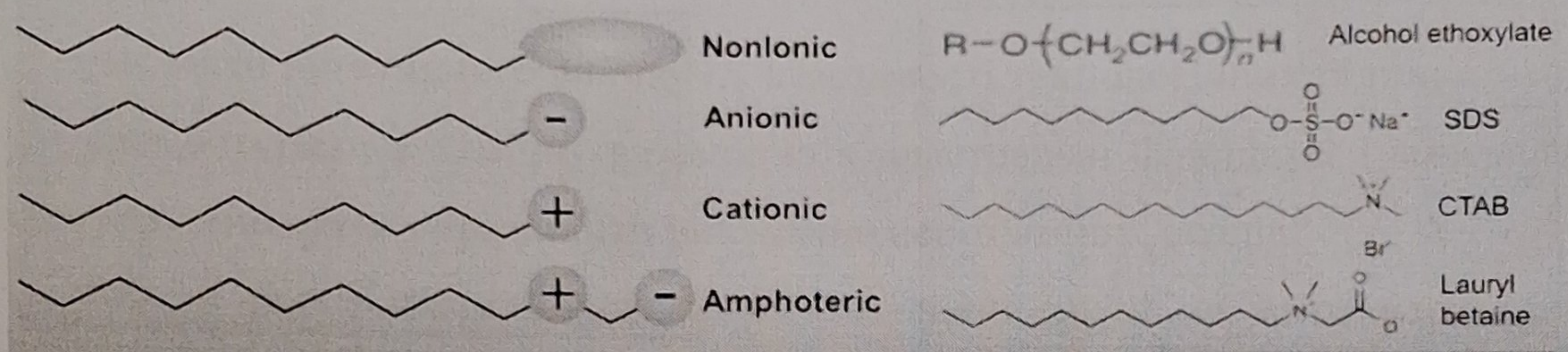


Рисунок 1.4 – Класифікація ПАР

За розчинністю у воді та маслах (нафті) ПАР поділяють на три типи:

- водорозчинні ПАР – складаються із гідрофобних вуглеводневих радикалів та гідрофільних полярних груп, що забезпечують розчинність у воді. Їх властивість полягає в поверхневій активності на межі «вода – повітря»;
- водомаслорозчинні ПАР використовуються переважно в системах «нафта – вода». Гідрофільні групи в молекулах цих речовин забезпечують розчинність у воді, тоді як довгі вуглеводневі радикали забезпечують розчинність у вуглеводнях;

– маслорозчинні ПАР не розчиняються або слабо дисоціюють у водних розчинах. Окрім розгалуженої вуглеводневої частини значної молекулярної маси, що дозволяє їм розчинятися у вуглеводнях, олієрозчинні ПАР часто включають гідрофобні активні групи.

При розкритті та обробці нафтогазового пласта висувають такі вимоги до ПАР:

- вони повинні легко розчинятися у пластовій та технічній воді;
- вони повинні мати високу поверхневу активність, знижуючи міжфазний натяг на межі «фільтрат розчину – нафта» мінімум до 3–5 мН/м;
- практично не адсорбуватися на поверхні порід;
- запобігати набуханню глинистих порід;
- сприяти гідрофобізації внутрішньопорової поверхні колектору;
- уникати утворення емульсій в привибійній зоні пласта; у разі утворення, зменшувати її стійкість;
- не мати негативного впливу на властивості технологічних рідин;
- не вступати в хімічну взаємодію з пластовими флюїдами і мінералами колектору, що може спричинити випадання нерозчинних осадів;
- бути безпечними в роботі, малотоксичними та не мати негативного впливу на навколишнє середовище.

Серед широкого асортименту синтетичних ПАР доволі складно знайти такі, що б одночасно відповідали всім вказаним вимогам. Сьогодні використання розчинів ПАР у технологіях інтенсифікації обмежується обробкою переважно привибійної зони свердловин.

Залежно від призначення розчини ПАР можуть виконувати різні функції, такі як зміна змочування поверхні породи, нафтовитіснювальна дія, емульгуюча функція, антиемульгуюча дія, проникна функція та очисна функція. Концентрації ПАР у водних, кислотних і вуглеводневих розчинах становить не менше 0,1 – 1%, а в деяких випадках сягає 2 – 10% [6]. Так, більшість катіон-активних ПАР володіють функцією гідрофобізації (зміни

змочування) поверхні породи. Витіснення вуглеводнів демонструють більшість ПАР, проте найвищі показники характерні для водних міцелярних розчинів та оксиетильованих ПАР. Емульгуючу здатність виявляють лише певні ПАР, такі як ЕС-2, жиринокс та інші. Антиемульгуюча дія притаманна блок-сополімерам оксидів етилену та пропілену (дисолван, ПМ та ін.) [18].

### 1.3 Механізм дії поверхнево-активних речовин

Більше половини вуглеводнів, виявленої сьогодні, знаходяться в карбонатних колекторах. Одна важлива характеристика цього класу порід – вони знаходяться у зволоженому стані. Тому значна частина нафти чи ретроградного конденсату на місці не може бути витіснена традиційними методами, такими як заводненням, оскільки вуглеводні наче «прилипають» до поверхні мінеральних часточок.

Головними причинами недосягнення повного витіснення вуглеводнів водою виділяють відмінність в'язкості пластового флюїду й агенту витіснення, їх незмішуваність і гідрофобізація порід-колекторів [30].

Однією із основних причин, що ускладнює витіснення, наприклад, нафти водою, є структуроутворення адсорбційних шарів в системі «нафта – порода – пластова вода». До їх складу входять смоли, асфальтени, високомолекулярні парафіни, мінеральні колоїдні частинки. В результаті на міжфазних межах утворюються плівки з великою в'язкістю. Вони створюють структурно-механічний бар'єр, що перешкоджає фільтрації.

Катіонна ПАР може ефективно вивільнення нафту шляхом зміни заряду на поверхні розділу вуглеводнів, як показано на рис. 1.5.

У системі співіснування кількох незмішуваних або частково змішуваних фаз виникають капілярні сили, які частково визначають розподіл рідини всередині пористого матеріалу. Величина міжфазного натягу (IFT) міжрідинних фаз пропорційна капілярному тиску. Будь-яке його зменшення, наприклад,

шляхом використання ПАР, змінює розподіл рідини всередині пористого матеріалу.

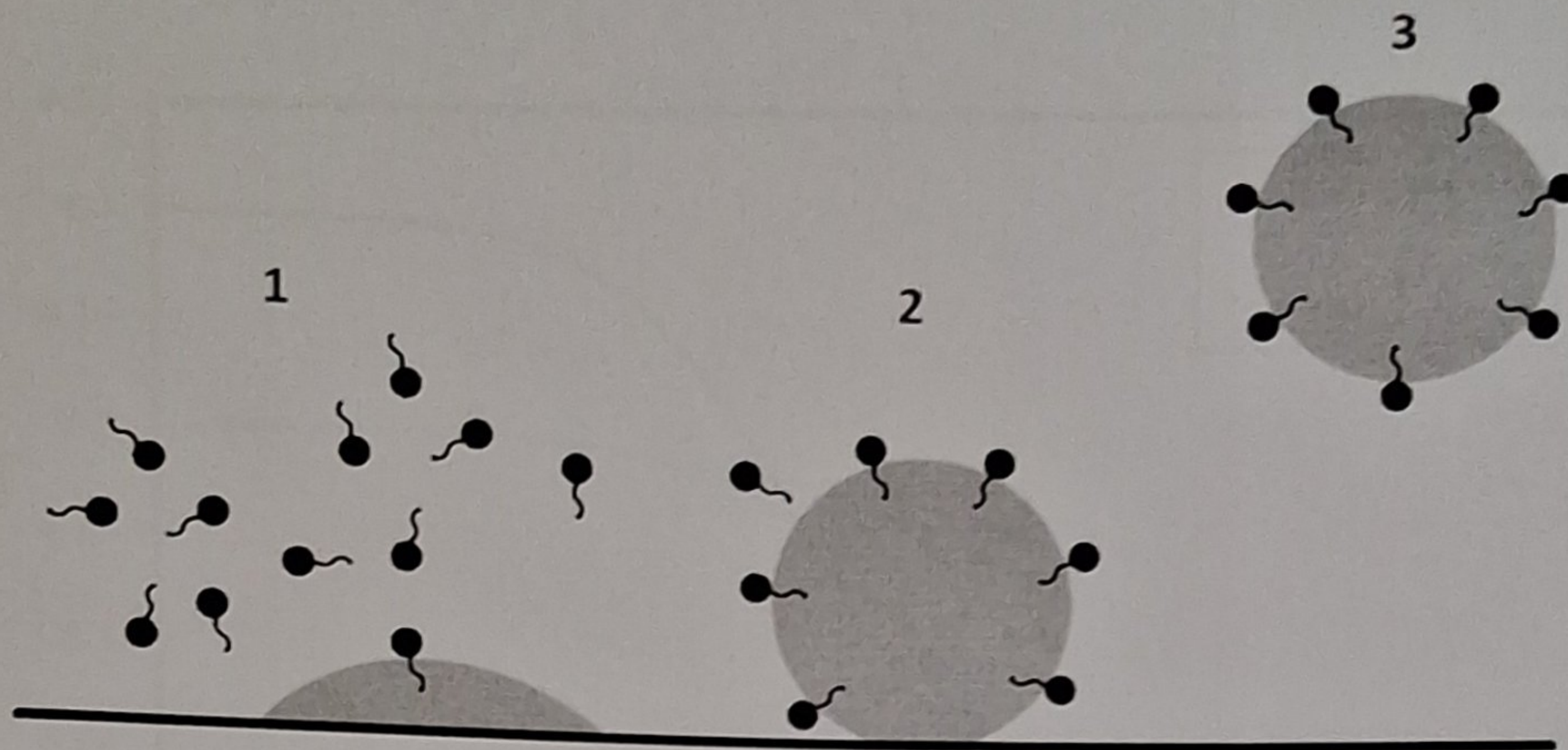


Рисунок 1.5 – Витіснення нафти із змоченої поверхні розчином ПАР – згортання (1), від'єднання (2) і солюбілізація (3) крапель нафти або глобул

Капілярне число,  $N_{Ca}$ , зазвичай використовується для опису співвідношення між в'язкоюю та капілярною силами:

$$N_{Ca} = \frac{\mu U}{\sigma}, \quad (1.1)$$

де  $\mu$  – в'язкість витісняючої фази,  $U$  – швидкість рідини,  $\sigma$  – напруження на межі між фазою, що витісняє, і фазою, що зміщується. Зменшення міжфазного натягу збільшує капілярне число  $N_c$ , у свою чергу, зменшується залишкова насиченість, як показано на рисунку 1.6.

Таким чином, використання ПАР, за рахунок зниження міжфазного натягу, використовуюється для досягнення ефективного витіснення як вуглеводневої (нафти і газу), так і водної фаз.

Застосування ПАР ґрунтується на підвищенні нафтовідмиваючих властивостей води при зниженні міжфазного натягу на межі розділу «нафта – вода», «нафта – порода». Миючий ефект розчинів ПАР проявляється по

відношенню до плівки нафти, що покриває поверхню зерен породи, який призводить до розриву плівки і диспергування нафти у водній фазі [8, 17, 25].

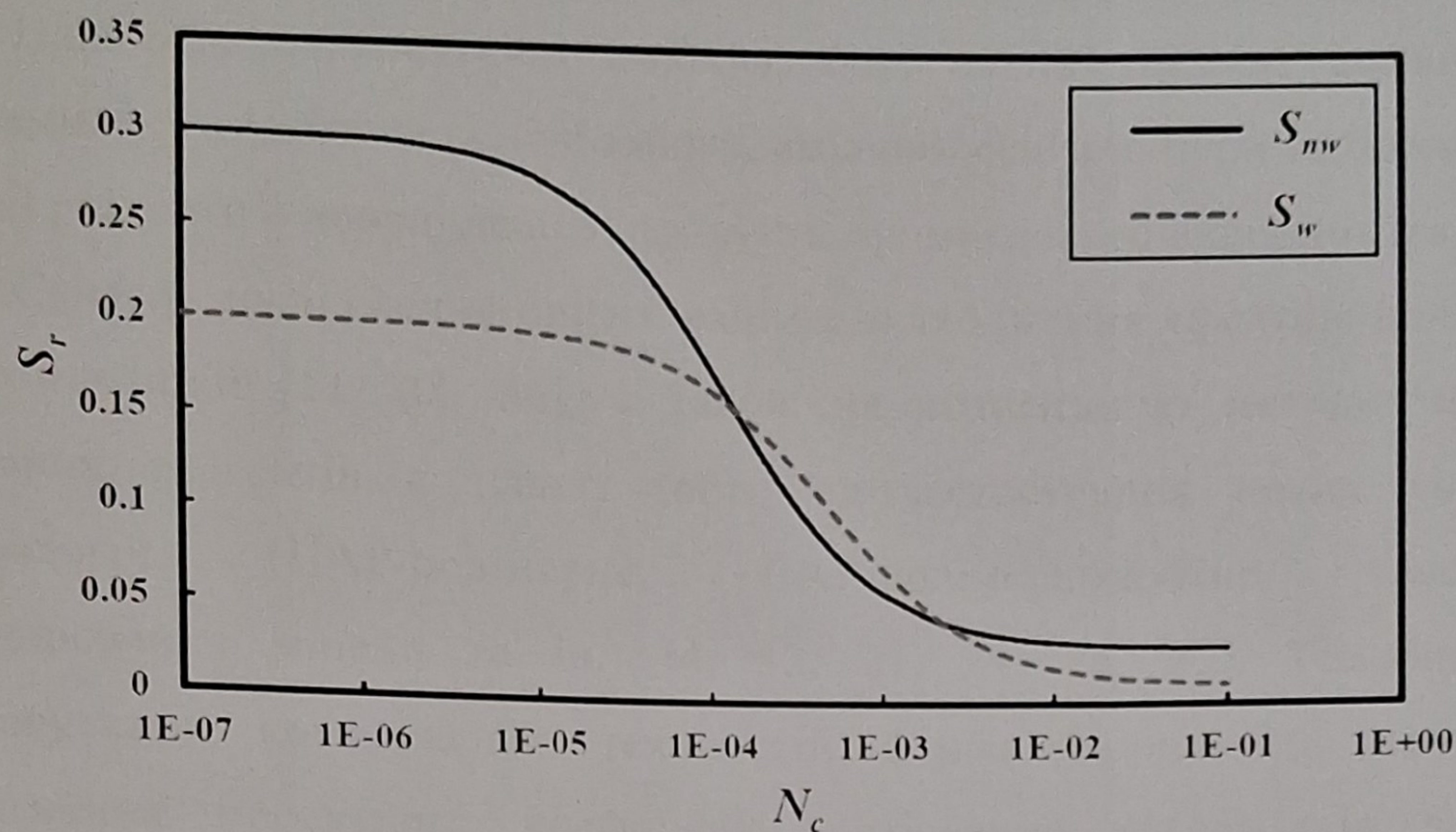


Рисунок 1.6 – Вплив капілярного числа на залишкове насичення при змочуванні ( $S_w$ ) і фазовому незмочуванні ( $S_{nw}$ )

Аналіз закономірностей процесу витіснення нафти лужним розчином ПАР свідчить про наявність оптимального інтервалу лужності (рН 9 – 10,5), в якому ПАР хімічно стійкий та має максимальну нафтовідмиваючу здатність. Окрім того, саме в області рН 9 – 10,5 суспензії глинистих мінералів мають найменшу в'язкість і адгезію до породи пласта, що важливо при заводненні низькопроникних колекторів. У вказаному інтервалі рН не спостерігається помітного розчинення мінералів породи і випадіння осадів гідроксидів лужноземельних металів з пластових та закачуваних вод, в той час як при рН > 10,5 можливе випадіння осадів гідроксидів кальцію та магнію, а також розчинення мінералів породи. У сильнолужному середовищі відбувається денатурація неіоногенних ПАР типу гідроксиетиллованих фенолів, що проявляється в різкому зростанні критичної концентрації міцелоутворення.

Для необхідних інтервалів рН (9 – 10,5) придатні лише деякі органічні та всього чотири неорганічні буферні системи: фосфатна (триполіфосфатна), силікатна, аміачна та боратна.

Найбільш перспективні аміачна, боратна та змішана аміачно-боратна системи. Їх готують на основі аміаку, аміачної селітри, бури та борної кислоти. Усі ці реагенти – доволі дешеві продукти промислового виробництва.

Сучасні дослідження орієнтовані на знаходження ефективніших ПАР або їх композицій [11, 28, 36], а також на оптимізацію методів закачування хімічних реагентів в пласт, тобто на застосування нових комплексних технологій (ПАР-полімерне, ПАР-полімерно-лужне заводнювання, заводнювання міцели та ін.) [4, 12, 21, 24, 26, 42]. Головною метою застосування комплексних технологій фізико-хімічної дії на поклад є досягнення проектного коефіцієнту витіснення вуглеводнів за рахунок одночасного підвищення витіснення пластових флюїдів і збільшення коефіцієнта охоплення пласта дією [43].

#### 1.4 Розрахункові параметри ПАР

Гідрофільно-гідрофобний баланс (HLB) – параметр, що визначає співвідношення вмісту гідрофільної та гідрофобної груп.

Обсяг достовірності числа HLB для неіонних поверхнево-активних сполук входить до діапазону від 0 до 20 і є мірою частки гідрофільної групи.

$$HLB = 20 \cdot M_h/M, \quad (1.2)$$

де  $M_h$  – молярна маса гідрофільної частини молекули;  $M$  – молярна маса усієї молекули.

З іншого боку, для водного розчину іонні поверхнево-активні речовини набувають додаткових перетворень, що підвищує ступінь їх гідрофільності, значення HLB досягає 40.

HLB для складноефірних сполук (поліоксиетиленованих жирних кислот):

$$HLB = 20 \cdot (1 - LZ/LK), \quad (1.3)$$

де LZ – число омилення продукту оксиетиленування, мгКОН/г;

LK – кислотне число кислот, що піддалися оксиетиленуванню, мгКОН/г

На основі шкали HLB можна визначити діапазон корисної придатності поверхнево-активних речовин (табл. 1.1).

Таблиця 1.1 – Корисна придатність ПАР

HLB	Вміст в продукції, %	Застосування продукту
1 – 3	5 – 15	Антипінний засіб
4 – 6	20 – 30	Емульгатор W/O
7 – 11	35 – 55	Зволожувач
8 – 18	40 – 90	Емульгатор O/W
10 – 15	50 – 75	Пральний засіб
10 – 18	50 – 90	Солубілізатор

Для того, щоб зробити емульсію «нафта – у – воді» (O/W), необхідно використовувати ПАР з HLB в діапазоні від 8 до 16. Для емульсії «вода – в – нафті» W/O ПАР повинна мати HLB в діапазоні від 4 до 6.

Раціональний вибір ПАР базується на балансі між параметрами нафти чи вуглеводневої речовини, солоністю води, кількості і характеристиках самої води і температури, при якій буде відбуватися активність ПАР (рис. 1.7).

Температура помутніння – це показник, що визначає поведінку води або інших органічних розчинів неіонних ПАР. Розчини ПАР під час нагрівання мутніють і при охолодженні перетворюються на прозорий розчин при певній температурі – це температура визначається як «точка помутніння».

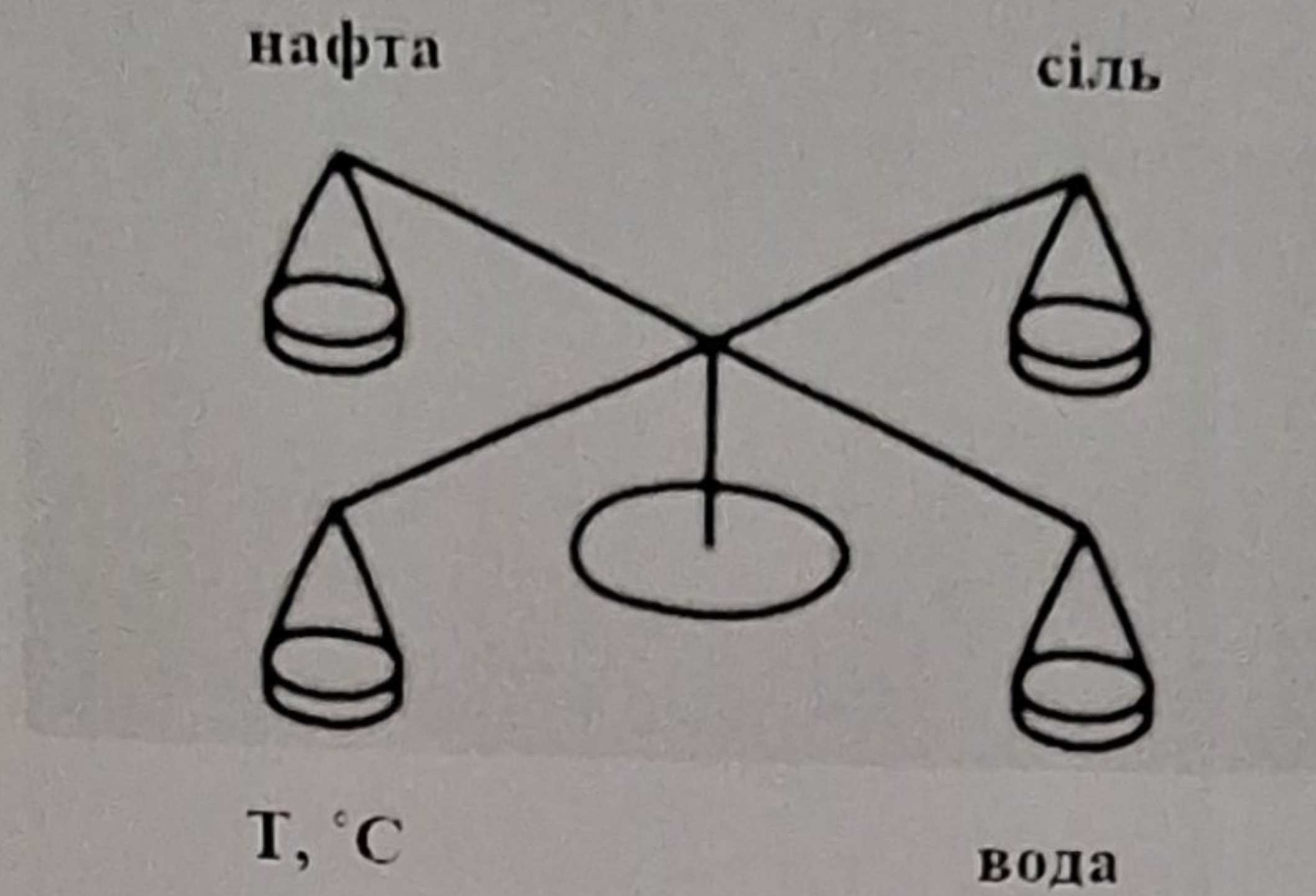


Рисунок 1.7 – Баланс ПАР

Залежно від температурного діапазону, при якому розчин стає каламутним, розрізняють 5 методів визначення:

- 1 – водний розчин ( $10 - 90^{\circ}\text{C}$ );
- 2 – розчин  $\text{NaCl}$  50 г/л ( $>90^{\circ}\text{C}$ );
- 3 – розчин  $\text{NaCl}$  100 г/л ( $>90^{\circ}\text{C}$ );
- 4 – розчин 45 г бутилдигліколю/вода ( $<10^{\circ}\text{C}$ );
- 5 – розчин 25 г бутилдигліколю/вода ( $<10^{\circ}\text{C}$ ).

Розрізняють три види мікроемульсії, а саме мікроемульсії типу Winsor I, II та III, як показано на рисунку 1.8.

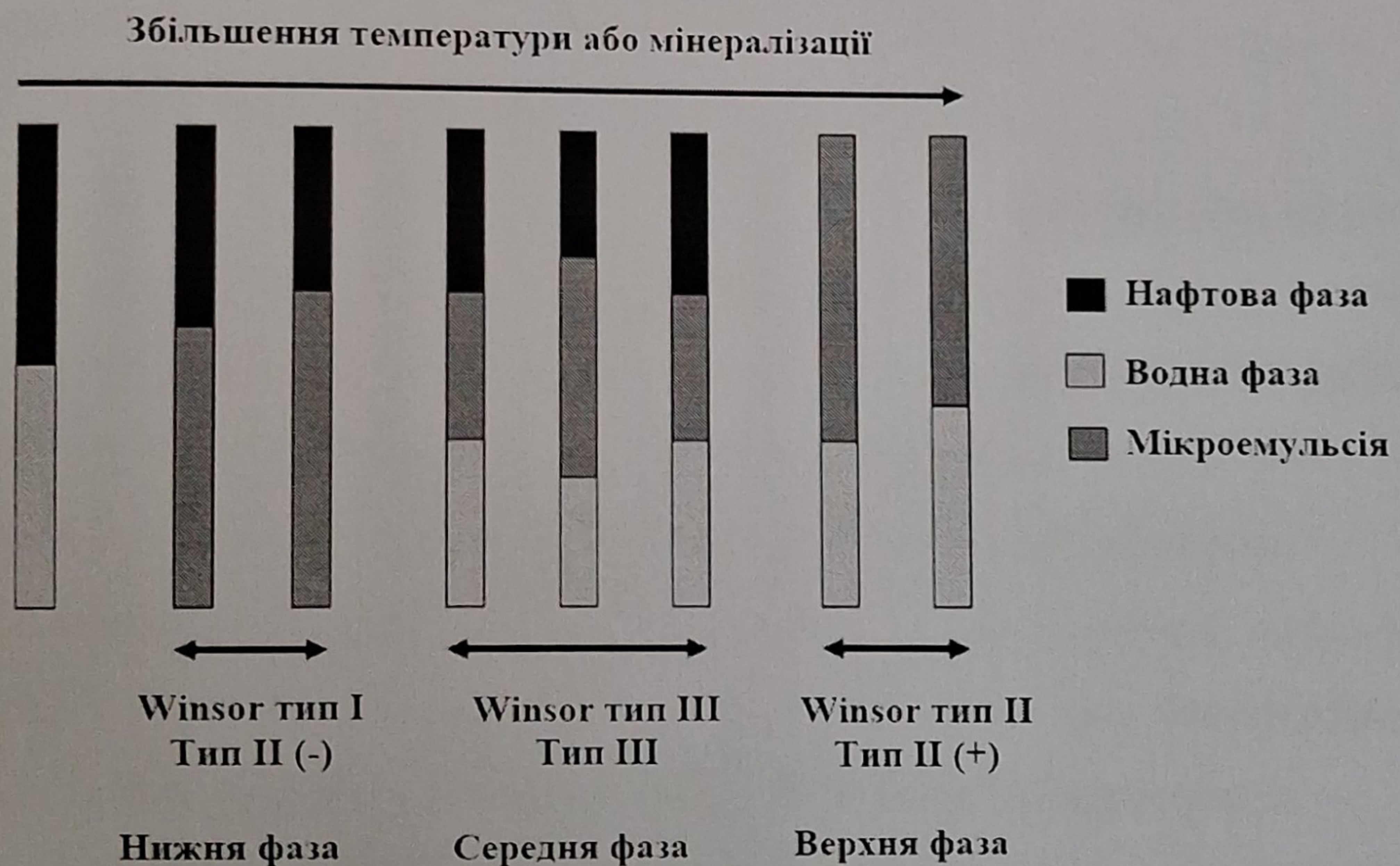


Рисунок 1.8 – Схема мікроемульсій у системах ПАР

Метою тесту з розчинності і сумісності є перевірка того, чи ПАР розчинний і сумісний з пластовою водою. Розчинність ПАР зменшується зі збільшенням мінералізації, тому розчини ПАР мають високу можливість утворювати осади в розсолі за рахунок існування двовалентних або багатовалентних іонів.

Фазова поведінка мікроемульсійної системи визначається шляхом експериментального дослідження, оскільки немає загального рівняння стану навіть для простої мікроемульсії. Це пов'язано зі складністю та залежністю поведінки фази від різних параметрів: виду та концентрації ПАР, співрозчинників, характеристики вуглеводнів, солоність розсолів, температура і тиск тощо [46].

### 1.5 Висновки за розділом 1. Мета та задачі досліджень

1. Приблизно 15% нафти та конденсату видобувають на природних режимах (первинне нафтогазовилучення), 20 – 40 % видобутку можна досягти завдяки вторинним методам (підтриманням внутрішньопластової енергії шляхом закачування в пласт води і природного газу), та стільки ж при використанні третинних методів вилучення вуглеводнів.

2. До третинних методів відносяться методи, які основані на застосуванні витісняючих агентів, відмінних від води (теплові, газові, хімічні і мікробіологічні методи). В Україні сьогодні використовують різні методи для підвищення вилучення вуглеводнів. Особливе місце займають фізико-хімічні методи, що пов'язані з використанням поверхнево-активних речовин.

3. Поверхнево-активні речовини (ПАР) – це хімічні сполуки, які викликають зниження поверхневого натягу. При низьких концентраціях ПАР утворюють молекулярні розчини, при зростанні концентрації – міцели. Розрізняють дві групи ПАР: неіонні та іонні. Останні поділяються на аніонні, катіонні та амфотерні. Використання ПАР для зниження міжфазного натягу

може бути застосовано для досягнення ефективного витіснення як вуглеводневої (нафти і газу), так і водної фаз.

4. До розрахункових параметрів ПАР відносяться: гідروفільно-гідروفобний баланс (HLB) – параметр, що визначає співвідношення вмісту гідروفільної та гідروفобної груп; температура помутніння – це показник, що визначає поведінку води або інших органічних розчинів неіонних ПАР; тесту з розчинності і сумісності з пластовою водою. Раціональний вибір ПАР базується на балансі між параметрами флюїду, солоністю води, кількості і характеристиках самої води і температури, при якій буде відбуватися активність ПАР. Сьогодні з усього різноманіття синтетичних ПАР все ж складно знайти такі, які задовольняли б усім необхідним вимогам одночасно.

Таким чином, метою роботи є обґрунтування методів інтенсифікації видобутку вуглеводнів на Куличихінському нафтогазоконденсатному родовищі шляхом впровадження сучасних технологій ізоляції водоприпливу та використання ПАР.

#### **Основні задачі досліджень:**

- провести аналіз сучасних підходів до інтенсифікації видобутку вуглеводнів;
- дослідити геолого-промислові особливості Куличихінського родовища;
- оцінити динаміку пластового тиску та процеси обводнення свердловин;
- обґрунтувати ефективні методи ізоляції припливу води;
- дослідити вплив спінюючих ПАР на ефективність видобутку.

## РОЗДІЛ 2

# ГЕОЛОГО-ПРОМИСЛОВА ХАРАКТЕРИСТИКА КУЛИЧИХІНСЬКОГО РОДОВИЩА

### 2.1 Загальні відомості про Куличихінське родовище

Куличихінське нафтогазоконденсатне родовище (НГКР) розташоване на території Гадяцького району Полтавської області і Липоводолинського району Сумської області України (рис. 2.1).



Рисунок 2.1 – Територіальне розміщення родовища [1]

Гідрографічна сітка району складена басейном річки Псел з її правою притокою річкою Грунь.

Клімат району помірно континентальний. Середня зимова температура – мінус 15°C, середня липнева температура +20 °C.

Найближчі населені пункти – Гадяч, Лебедин, Липова Долина, що розташовані на відстані 35, 65 та 45 км відповідно.

На відстані 3 км у південно-східному напрямку від Куличихінського родовища знаходиться Тимофіївське НГКР.

## 2.2 Історія геологічної вивченості та розвідки родовища

Куличихінське НГКР відкрите наприкінці 1976 року свердловиною №6, з якої було отримано фонтан нафти. Пошуково-розвідувальні роботами та випробовуванням у 1977 році доведена промислова нафтогазоносність візейських покладів (продуктивні горизонти В-15, В-16, В-17, В-20, В-21) та турнейських (горизонт Т-1) відкладів нижнього карбону.

У 1987 році ДГП «Полтаванафтогазгеологія» був здійснений заключний підрахунок запасів вуглеводнів відкладів нижнього карбону Куличихінського родовища.

Станом на 01.1988 на родовищі пробурено ще 14 пошуково-розвідувальних свердловин: 9 (№№ 9, 12, 14, 15, 18, 20, 21, 22, 26) виявилися продуктивними і були передані в експлуатацію, 3 з яких (№№ 9, 14, 20) були ліквідовані через наявність у розрізі газонасичених пластів невеликої товщини (1,8 – 2 м), а №21 через технічні причини; 5 свердловин (№№ 10, 16, 23, 24, 25) були ліквідовані за першою категорією. Таким чином, на родовищі експлуатуються 5 свердловин (№№ 12, 15, 18, 22, 26).

З листопада 1978 року в дослідній експлуатації знаходилася тільки свердловина № 6 (на поклад горизонту В-15).

Основні запаси вуглеводнів зосереджені в покладі горизонту Т-1 (рис. 2.2).

1992 року УкрНДІгазом складено проект розробки Куличихінського НГКР, у якому розглянуто різні варіанти розробки покладу родовища, в тому числі рекомендований варіант сайклінг-процесу в горизонті Т-1 з одночасним відбором нафти.

Запаси газу, конденсату та нафти за категорією С-1 затверджені ДКЗ в 1990 році і були переоцінені три рази. Початкові запаси пластового газу покладу Т-1 по ходу переоцінки зменшились із 5449 млн м<sup>3</sup> до 2375,4 млн м<sup>3</sup>, конденсату з 1775 тис т. до 564,3 тис т.

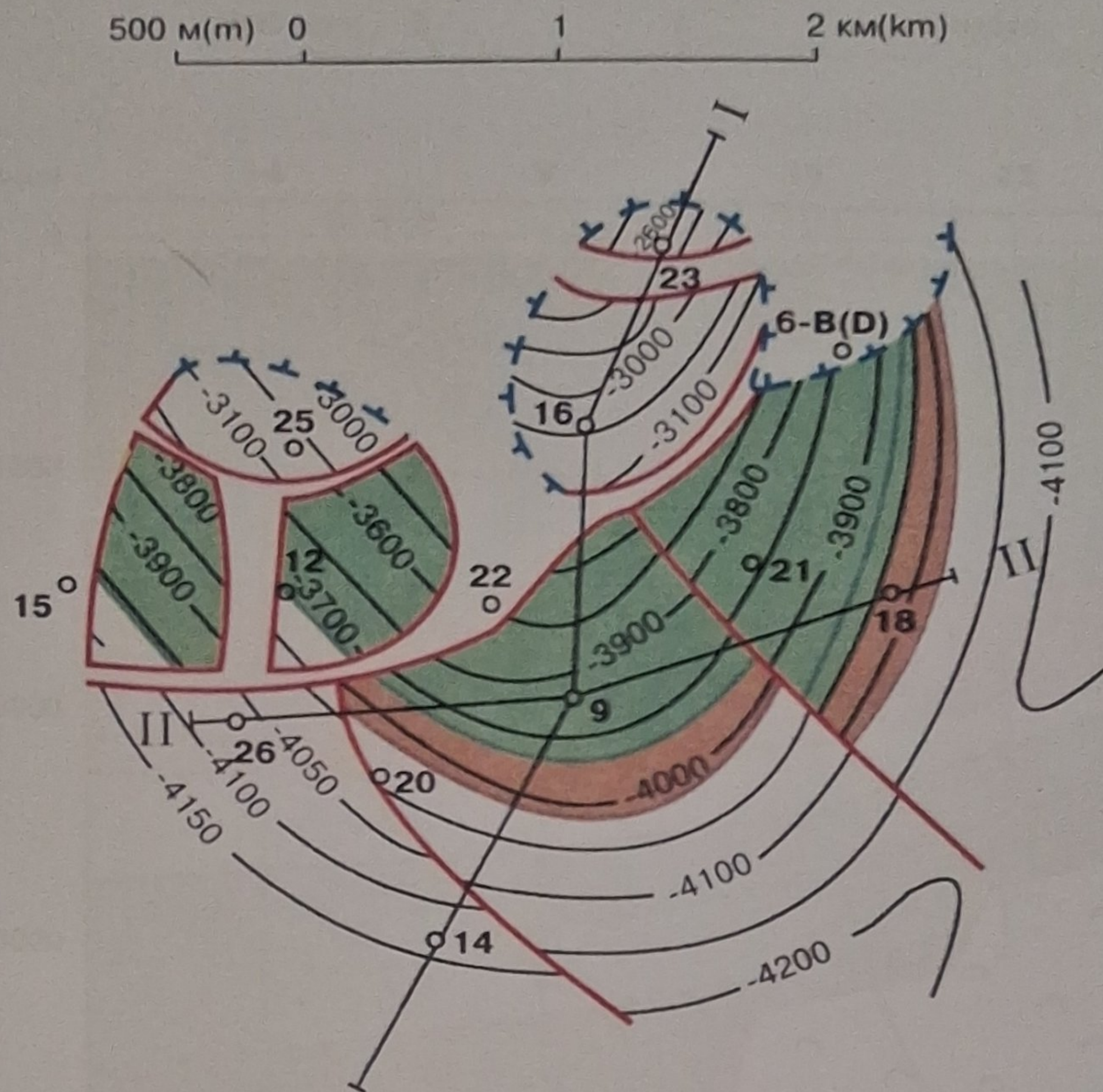


Рисунок 2.2 – Структурна карта покрівлі продуктивного горизонту Т-1 [1]

### 2.3 Стратиграфія Куличихінського родовища

Розріз родовища представлений відкладами девонської, кам'яновугільної, пермської, тріасової, юрської, крейдової, палеогенової, неогенової, четвертинної систем (рис. 2.3).

Відклади девонської системи представлені верхнім відділом (франським та фаменським ярусами).

Франський ярус представлений сіллю сірою, кристалічною з прошарками ангідридів і доломітів, максимальною товщиною 945 м (по св. №16).

Фаменський ярус складений теригенно-вапняковими породами, які перешаровуються з ефузивами, максимальною товщиною 178 м (по св. №14).

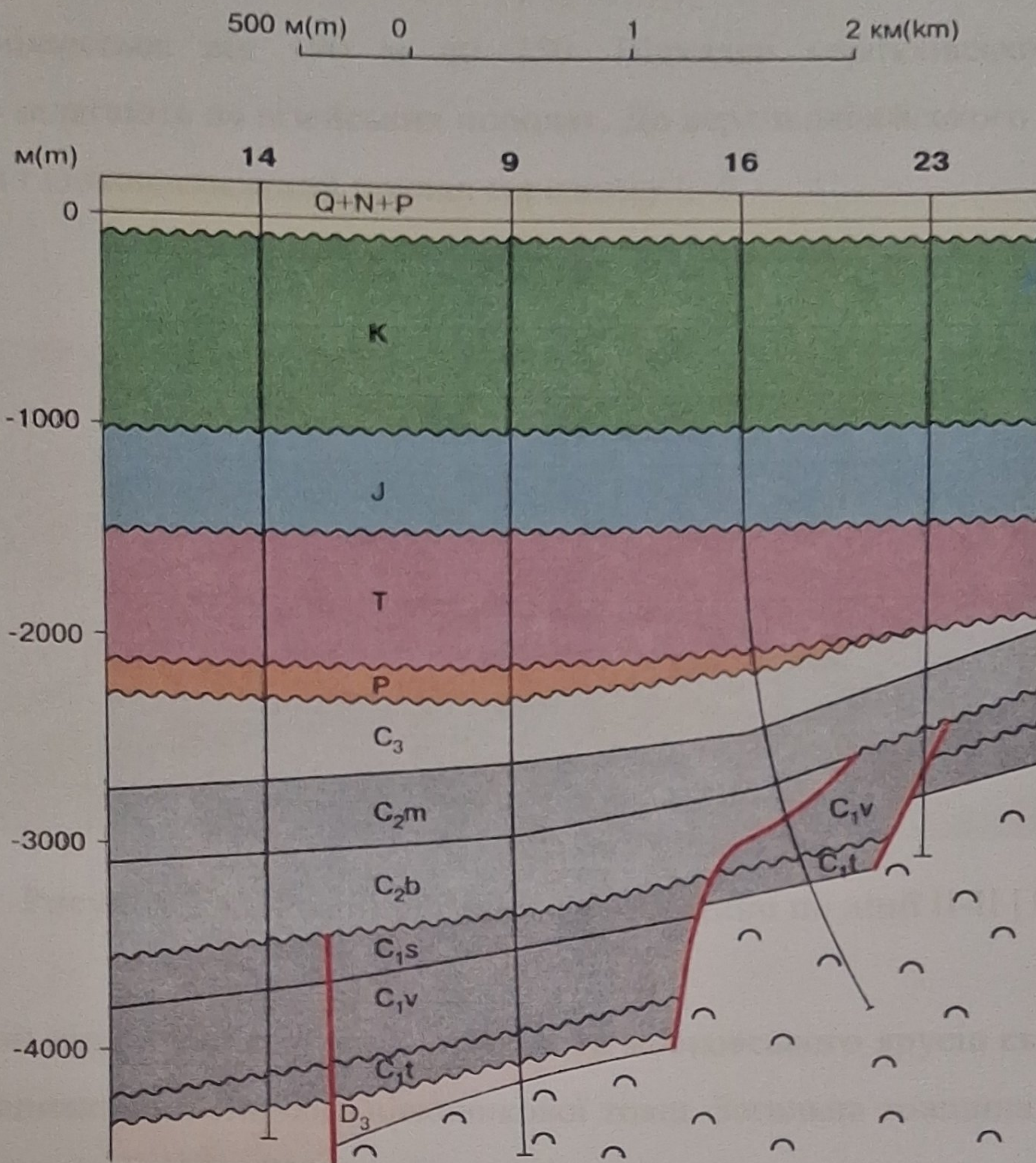


Рисунок 2.3 – Геологічний розріз по лінії I-I [1]

Кам'яновугільна система представлена нижнім, середнім та верхнім відділами, ніжній ярус – це породи візейського і серпухівського ярусів.

Візейський ярус представлений нижньо- і верхньовізейськими під'ярусами (рис. 2.4). Ярус складений перешаруванням пісковиків, алевролітів, аргілітів, тонких вапняків та вугілля. До нижньовізейського під'ярусу приурочений нафтогазоконденсатний поклад горизонту Т-1. До пісковиків верхньовізейського під'ярусу приурочені газоконденсатні поклади В-21, В-20, В-17, В-16, В-15. Потужність візейських відкладів – 400 – 470 м.

Серпухівський ярус представлений нижньо- і верхньосерпухівськими

під'ярусами і складений аргілітами, алевролітами, менше вапняками. Товщина відкладів змінюється від 190 м до 250. Відклади серпухівського ярусу неузгоджено залягають на візейських породах. До верхньовізейського під'ярусу приурочений газоконденсатний поклад горизонту С-5.

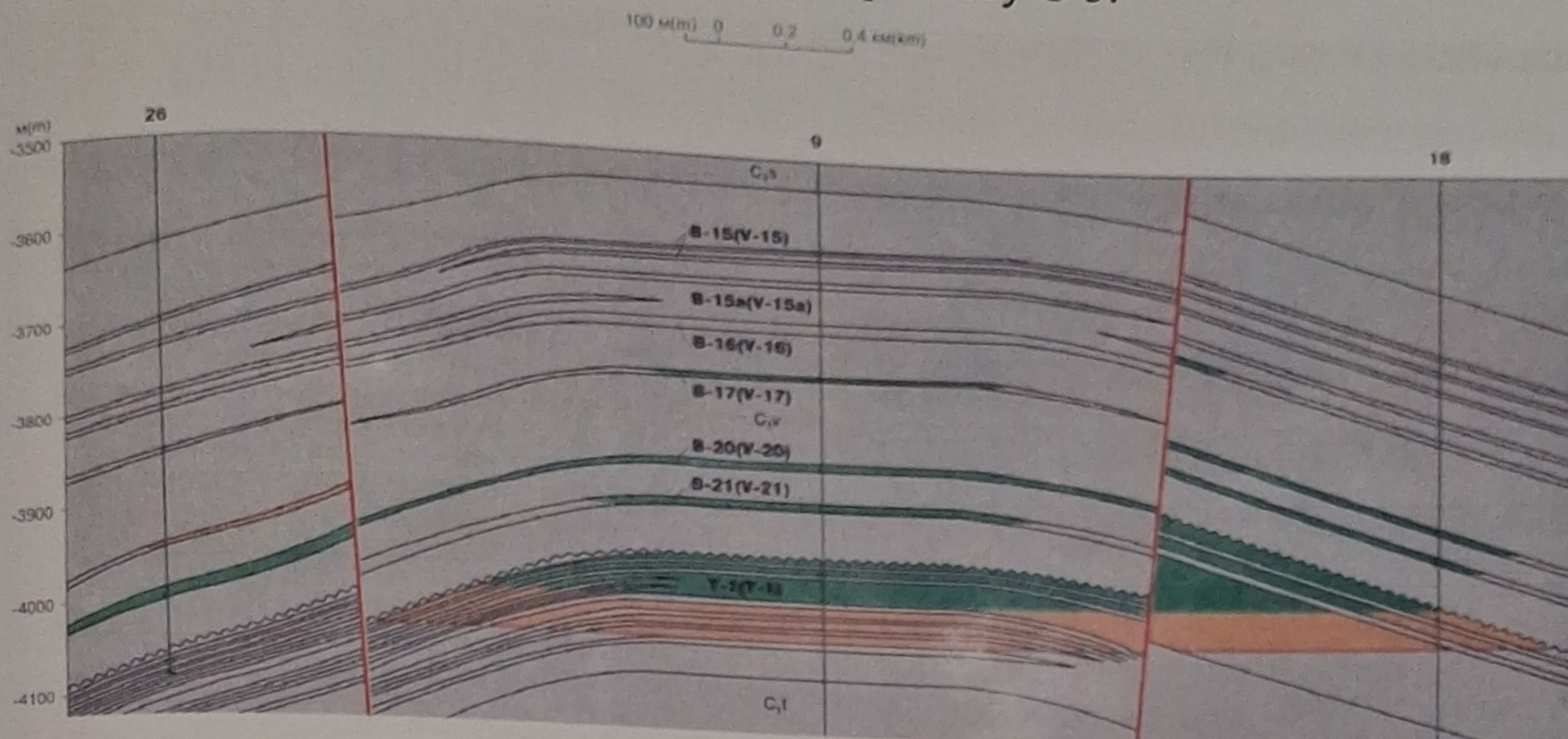


Рисунок 2.4 – Розріз продуктивної частини по лінії II-II [1]

Середній відділ у складі башкірського та московського ярусів складається з глиняно-вапнякової і глиняно-пісковикової товщ. Загальна товщина відкладів змінюється в межах 690 – 780 м.

#### 2.4 Тектоніка Куличихінського родовища

У тектонічному відношенні Куличихівське родовище розташоване в північній прибортовій частині ДДЗ. Структура являє собою брахіантиклінальну складку, північно-західна частина якої зрізана Синівським соляним штоком. На південному сході структура з'єднується сідловиною з Тимофіївською антиклінальною складкою. Структурний план нижнього карбону ускладнений девонською сіллю та тектонічними порушеннями. В межах горизонту Т-1 амплітуди цих порушень – 50 – 700 м. Горизонт Т-1 має складну блочну

будову. За прийнятою 1990 року моделлю, на структурному плані горизонту виділяються I, II, III блоки, розділені між собою тектонічними порушеннями. Завдяки бурінню нових свердловин №№ 104, 107, 112, 116, 117, 120 в межах блоків II і III виявлено нові порушення, які поділяють ці блоки на підблоки.

Таким чином, складна будова структури обумовлена розташуванням в дробленій зоні кристалічного фундаменту з різнонаправленим рухом блоків. Для розрізу характерно активний прояв розмивів.

Куличихінське родовище характеризується складною системою розривних порушень, амплітуди яких уздовж площини скиду значно змінюється.

## 2.5 Нафтогазоводоносність Куличихінського родовища

Нафтогазоносними є відклади нижнього карбону. Промислові поклади газу приурочені до турнейського горизонту Т-1 і візейських горизонтів В-21, В-20, В-17, В-16, В-15н, В-15в, нафти до горизонту Т-1, В-20, В-17 (рис. 2.4).

Горизонт Т-1 розкрито свердловинами №№ 9, 12, 14, 18, 20, 21, 25, 26. Промислова нафтогазоносність встановлена в межах блоків I (св.12), II (св.9), III (св. 18, 21) – з якими пов'язані газоконденсатні поклади з нафтою. Для блоків II і III були прийняті рівні ГВК та ВНК на відмітках відповідно: – 3970 та – 4009 м.

Рівень ВНК горизонту Т-1 по свердловині №107 за даними ГДС знаходиться на абсолютних відмітках – мінус 4031 – мінус 4044 м.

У 1999 році за результатами аналізу ГДС-Б по 19 свердловинах, в яких були встановлені ефективні нафтогазонасичені товщини в горизонті Т-1<sub>в</sub> (В-26) та Т-1<sub>н</sub> (В-27), уточнено модель поля нафтогазоносності (рис. 2.5, 2.6).

У цілому, в турнейських відкладах Куличихінського родовища за результатами аналізу ГДС-Б виділено 8 покладів, з яких 4 – газоконденсатні та 4 – газоконденсатні з нафтовими облямітками.

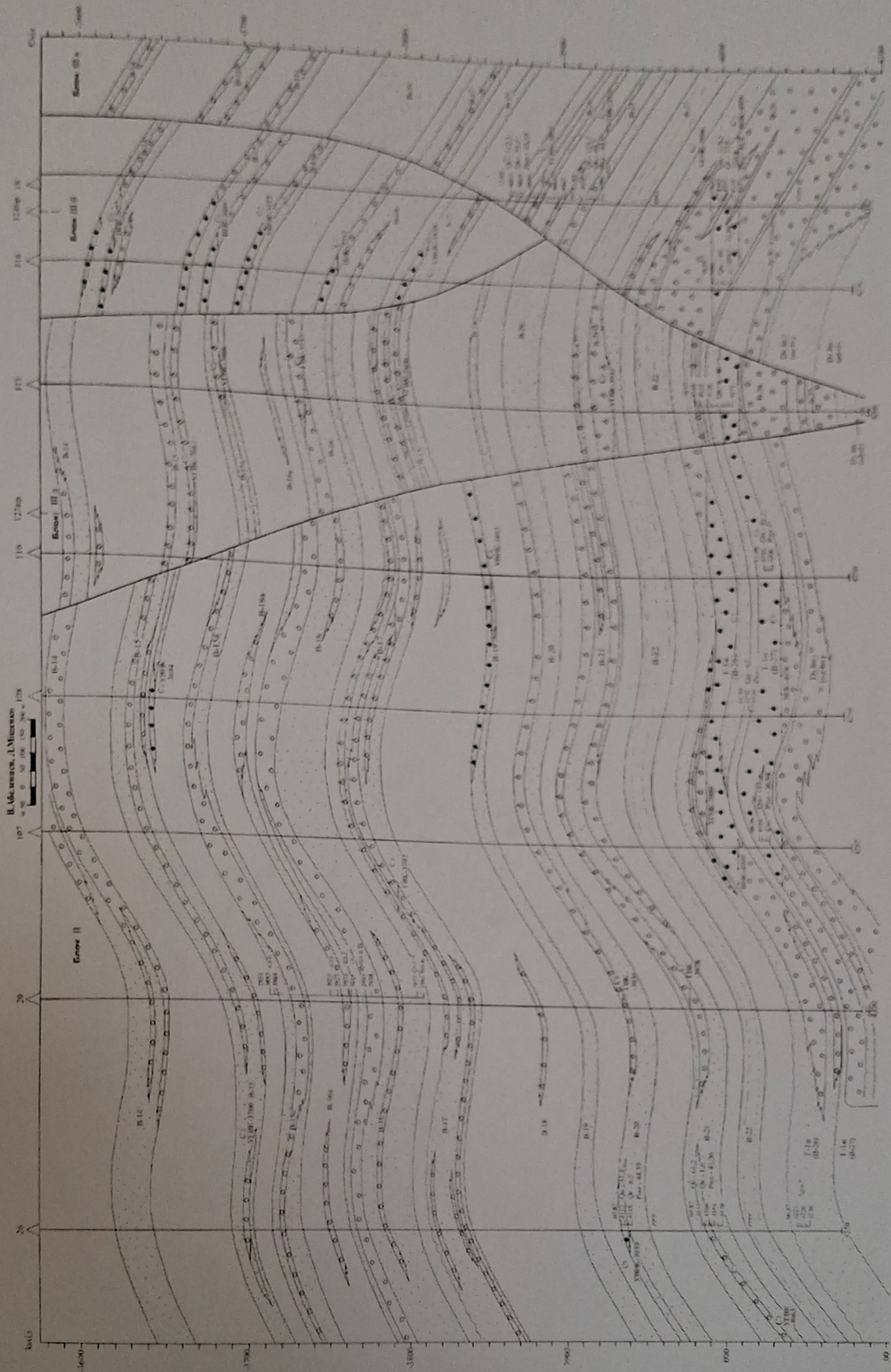
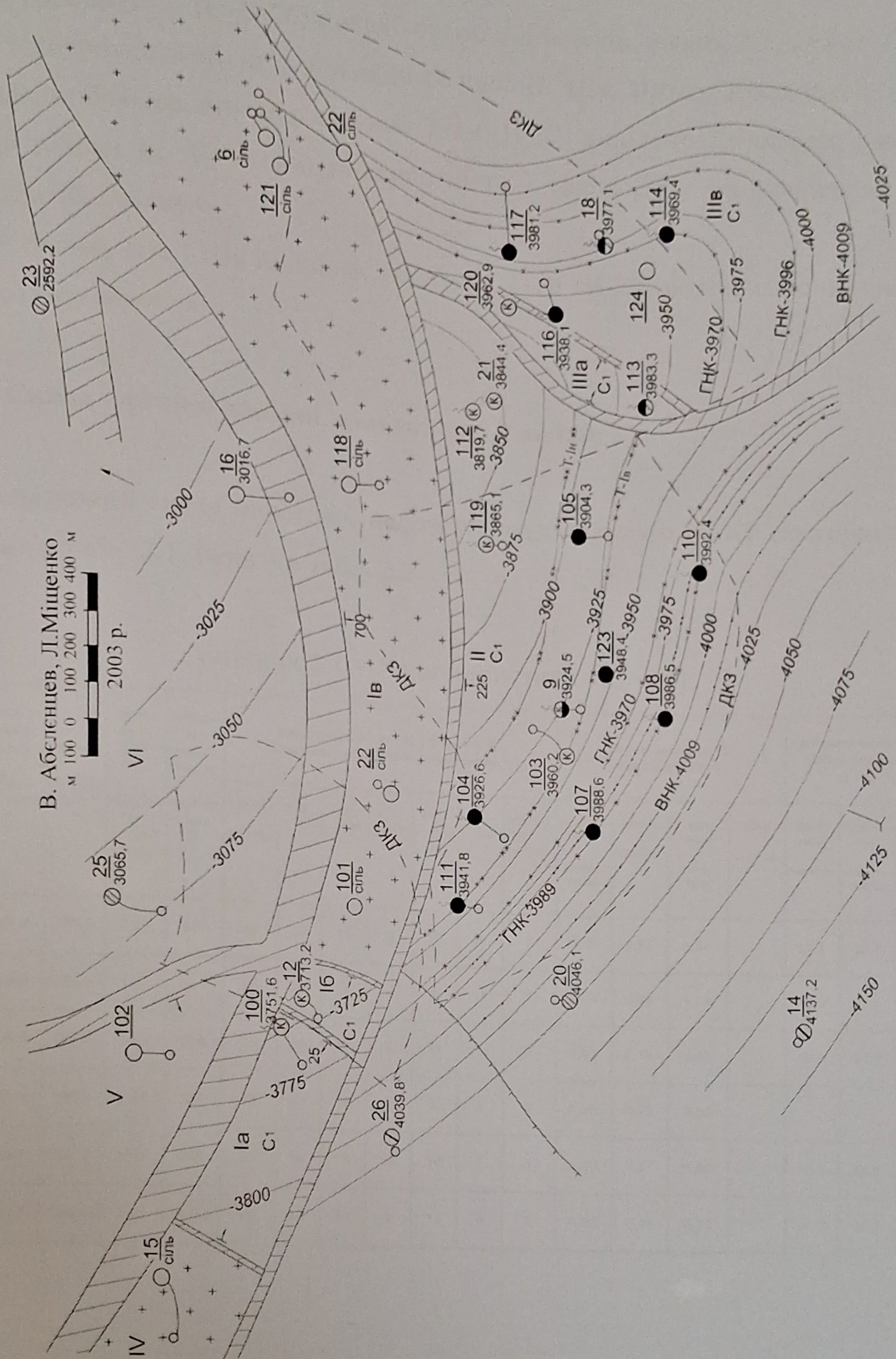


Рисунок 2.5 – Геологічний профіль верхньовугілезьких відкладів Кулірчинського ППР по лінії свердловин 26, 29, 107, 108, 110, 113, 116, 18.



В. Абслєнцєв, Л. Мїшенкo  
м 100 0 100 200 300 400 м  
2003 р.

Рисунок 2.6 – Структурна карта проникненої частини горизонту Т-1 Куличїнського НГКР

У горизонті Т-1в (В-26) локалізовано 5 покладів, з яких 2 поклади (блоки Іа, Іб) газоконденсатні та 3 поклади (блоки ІІ, ІІа, ІІб) – газоконденсатні з нафтовими облямітками. В горизонті Т-1н (В-27) виділено 3 поклади, з яких 2 нафтовою обляміткою.

У блоках ІІа і ІІв відклади горизонт Т-1н (В-27) водонасичені, поклади нафти та газу відсутні.

## 2.6 Склад і фізико-хімічні властивості флюїдів

Початковий склад пластової нафти Куличихінського НГКР по горизонтах наведено в табл. 2.1, газів – в табл. 2.2.

Таблиця 2.1 – Характеристика нафт [1]

Індекс горизонту Horizon index	Молекулярна маса Molecular mass	Густина, кг/м <sup>3</sup> Density, kg/m <sup>3</sup>	В'язкість, 1·10 <sup>-4</sup> м <sup>2</sup> /с Viscosity, 1·10 <sup>-4</sup> m <sup>2</sup> /s	Початок кипіння, К Boiling point, К	Вихід фракцій при К, об'ємних % Fractions outflow at K, volumetrical %							Вміст, масових % Mass content, %				Груповий склад ВВ, % Group composition of HC, %		
					ПК-373 BP-373	373-423	423-473	473-523	523-573	573-623	623-КК 623-boiling end	асфальтени asphaltenes	смоли pitchs	парафіни paraffins	сірка sulphur	метанові methane	нафтонові naphthene	ароматичні aromatics
В-15 V-15	127,2	777,2	0,99	305	26	27	11	9	10	6	2	0,13	0,54	0,04		51,1	26,7	22,2
В-16 V-16	148,6	794,6	1,72	314	20	24	12	9	9	11	2	0,09	0,96	1,01		49,3	27,3	23,4
В-17 V-17	135,9	792,0	1,45	306	25	25	13	9	10	6	2	0,01	0,13	0,82		53,9	23,7	22,4
В-20 V-20	138,0	790,3	1,67	321	18	21	18	17	7	7	1	0,09	0,70	0,33				
В-21 V-21	139,3	787,7	1,54	306	21	26	12	10	10	7	3	0,09	0,57	0,30		53,9	24,8	21,3
Т-1 T-1	137,5	789,4	1,55	310,5	23	26	13	9	11	6	2	0,06	0,48	0,17		50,3	24,8	24,9

Таблиця 2.2 – Характеристика природних газів [1]

Індекс горизон- ту Horizon index	Молеку- лярна маса Molecular mass	Віднос- на густина Relative density	Потенціальний вміст стабільного конденсату, $1 \cdot 10^{-3}$ кг/м <sup>3</sup> Potential content of stable condensate, $1 \cdot 10^{-3}$ kg/m <sup>3</sup>	Теплотворна здатність, кДж Calorific capacity, kJ	Склад газу, об'ємних % Gas composition, volumetrical %										
					CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>		C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>		H <sub>2</sub> S	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	He
								n	i	n	i				
B-15 V-15	24,33	0,631	292,5	37279,3	86,67	8,71	2,20	0,38	0,23	0,04	0,08	Сліди Traces	1,42	0,03	0,03
B-16 V-16	24,03	0,671	246,6	36052,2	83,97	6,77	4,12	1,11	0,45	0,32	0,18	-	1,03	2,01	0,04
B-17 V-17	23,23	0,651	231,0	37889,4	87,29	6,08	2,07	0,69	0,42	0,22	0,21	-	0,79	2,19	0,04
B-20 V-20	24,31	0,639	249,0	36793,6	89,09	6,05	2,57	0,48	0,40	0,08	0,02	-	1,27		0,04
B-21 V-21	24,41	0,650	247,2	34827,9	87,02	5,44	1,64	0,46	0,23	0,09	0,09	-	2,57	2,45	0,01
T-1 T-1	24,06	0,6777	250,8	35981,3	83,12	7,93	2,29	0,54	0,26	0,12	0,12	0,0004	1,97	3,40	0,25

Конденсати турнейських покладів достатньо важкі з густиною 778,3 – 791,8 кг/м<sup>3</sup> і з молекулярною масою 132,1 – 145,1 та містять бензинові фракції (табл. 2.3).

Таблиця 2.3 – Фізико-хімічні властивості і фракційний склад конденсатів по досліджених свердловинах

Показники	Св. 100	Св.12
Колір	світло-жовтий	жовтий
Густина, г/см <sup>3</sup>	0,7698	0,7894
В'язкість кінематична при 20 °С, м <sup>2</sup> /с x 10 <sup>-6</sup>	1,109	1,600
Молекулярна маса	120	138,6
Фракційний склад до ДЕСТ 2177-82: початок кипіння, °С	34	48
відгін при температурі, °С 90 %	325	-
кінець кипіння, °С	> 360	> 360
Вміст фракцій на основі відгону, % об.		
п.к. – 150 °С	48,5	42
150 – 200 °С	15,0	15,0
200 – 300 °С	23,0	26,0
Вище 300 °С	13,5	17,0

Асфальтени-смолисті компоненти конденсатів представлені силікагелевими смолами, кількість яких змінюється від 0,39 до 0,85 %. Уміст твердих парафінів в конденсатах низький – 0,04 – 0,27 %. Конденсати мають метаново-нафтеневий характер з достатньо високим вмістом аренів, які досягають 25,3%. При переважному вмісті нормальних і розгалужених алканів, ацени представлені в основному бензолом.

## 2.7 Гідрогеологічна характеристика родовища

У гідрогеологічному відношенні родовище розташоване в північній частині Дніпровсько-Донецького артезіанського басейну. У розрізі родовища виділено дві гідрогеологічні зони: верхня з активним водообміном та нижня з ускладненим водообміном. Зони відокремлені між собою верхньосерпухівською водотривкою товщею. Продуктивні горизонти приурочені до нижньої зони з ускладненим водообміном.

Пластові води нижньокам'яновугільних відкладень приурочені до пластів пісковиків, у меншій мірі – алевролітів.

Води горизонту Т-1 характеризуються високою мінералізацією – до 279 г/л, високою кількістю іонів хлору – 157 – 173 г/л і низькою кількістю сульфатів – 64 – 184 мг/л. Із мікроелементів присутні: амоній (115 – 138 мг/л), бор (16,15 – 21,42 мг/л), йод (3,65 – 11,33 мг/л), бром (58,34 – 162,0 мг/л).

Пластові води продуктивних горизонтів візейських відкладів характеризуються меншою мінералізацією (212 – 243 г/л), меншою кількістю іонів хлору, більшою кількістю іонів сульфата (до 700 мг/л).

Пластові води нижньокам'яновугільних відкладень відносяться до хлоридного (хлор-кальцієвого за В.А. Суліним) типу.

## 2.8 Висновки за розділом 2

1. Куличихінське НГКР розташоване на території Гадяцького району Полтавської області і Липоводолинського району Сумської області України. На відстані 3 км у південно-східному напрямку від Куличихінського родовища знаходиться Тимофіївське НГКР.
2. Куличихінське НГКР відкрите наприкінці 1976 року свердловиною №6. Основні запаси вуглеводнів зосереджені в покладі горизонту Т-1.
3. Розріз родовища представлений відкладами девонської, кам'яновугільної, пермської, тріасової, юрської, крейдової, палеогенової, неогенової, четвертинної систем. Структурний план нижнього карбону ускладнений девонською сіллю та тектонічними порушеннями. В межах горизонту Т-1 амплітуди цих порушень – 50 – 700 м. Горизонт Т-1 має складну блочну будову.
4. Нафтогазоносними є відклади нижнього карбону. Промислові поклади газу приурочені до турнейського горизонту Т-1 і візейських горизонтів В-21, В-20, В-17, В-16, В-15н, В-15в, нафти до горизонту Т-1, В-20, В-17. Запаси газу, конденсату та нафти за категорією С-1 затверджені ДКЗ в 1990 році і були переоцінені три рази у бік значного зменшення. Початкові запаси пластового газу покладу Т-1, переоцінені в 1999 році, становлять 2375,4 млн м<sup>3</sup>, конденсату – 564,3 тис тон.
5. Пластові води горизонту Т-1 характеризуються високою мінералізацією – до 279 г/л і відносяться до хлоридного типу.



### 3.2 Аналіз просування в поклад пластових вод і обводнення свердловин

Згідно з первинними геологічними оцінками поклад горизонту Т-1 Куличихінського НГКР типізувався як масивно-пластовий поклад газоконденсату з підстелюючою його нафтовою обляміркою та єдиним для блоків II та III початковим ГНК та ВНК на абсолютних відмітках відповідно -3970 і -4009 м.

Визначене станом на квітень 1999 року початкове значення ГВК у блоці I (св. 100) знаходилось на абсолютній відмітці -3864 м. Станом на 2007 рік значення ГВК змінилось несуттєво, про що свідчить її робота – вона стабільно працює газом, нижні отвори перфорації розташовані на абсолютній відмітці -3859,6 м.

Згідно оцінки УкрНДІгазу в нафтогазовому покладі Т-1 Куличихінського родовища за рахунок пониження в ньому пластового тиску відбувається процес розширення газової шапки покладу і як наслідок, процес витіснення вниз по падінню пластів газом нафти, води нафтою, тобто пониження ГНК та ВНК, що веде до відтіснення пластової води з цього покладу в бік Тимофіївського НГКР. Вважається, що в блоці II спостерігається зміщення та нахил ГНК та ВНК по напрямку із заходу на схід, при цьому в західній частині покладу поточне положення ГНК та ВНК близьке початковому положенню, а на східному контурі поточне ГНК розташований на абсолютній відмітці -4009 м, ВНК – -4035,8 м.

Таким чином, можна зробити висновок про відсутність можливості обводнення свердловин газового покладу Т-1 вторгненням контурної води.

В тих свердловинах, де відбувався приплив пластової води (св. 111, 116), він був пов'язаний з наявністю низькопроникних водоносних пропластків в межах перфорованої продуктивної товщі і ліквідовувався методом селективної ізоляції.

### 3.3 Характеристика фонду свердловин і поточного стану їх експлуатації

Загальний фонд свердловин, що розробляють поклад Т-1 Куличихінського НГКР нараховує 7 штук, з яких експлуатаційних 5 – №№100, 103, 105, 111, 116, нагнітаючих 2 – №№ 112, 119.

Середній дебіт усіх експлуатаційних свердловин становить 240 – 310 тис м<sup>3</sup>/добу, нагнітаючих – 240 тис м<sup>3</sup>/добу.

З початку розробки родовища (1995 рік) максимальні газові дебіти були: блок I – св. 100 – 300 тис м<sup>3</sup>/добу, блок II – св. 111 – 207 тис м<sup>3</sup>/добу, блок III – св. 116 – 250 тис м<sup>3</sup>/добу.

Максимальну кількість газового конденсату за період експлуатації було вилучено із св. 100 – 21,4 тис т.

Максимальний конденсатний фактор зафіксований по св. 112 – 234 г/м<sup>3</sup>, мінімальний по св. 119 – 42 г/м<sup>3</sup>.

Максимальний водний фактор склав по св. 111 – 85 г/м<sup>3</sup>, мінімальний по св. 119 – 25 г/м<sup>3</sup> [33].

Схема конструкцій експлуатаційної свердловини наведена на рис. 3.2.

Аналіз фонду свердловин показує, що експлуатація обладнання проводиться в умовах корозійного середовища вуглекислого газу (табл. 2.2) і органічних кислот.

Технологічні режими експлуатації свердловин по горизонту Т-1 Куличихінського НГКР приведені в табл. 3.1.

Захист свердловинного обладнання проводиться, в основному, методом централізованої закачки інгібітора корозії в затрубний простір свердловини. Основним ускладнюючим фактором в роботі більшості свердловин є приплив пластових вод. Їх походження, за даними геофізичних досліджень, пов'язане з наявністю в інтервалах перфорації низько проникних водонасичених прошарків, що трактувались по балансу контурної зони як газонасичені.

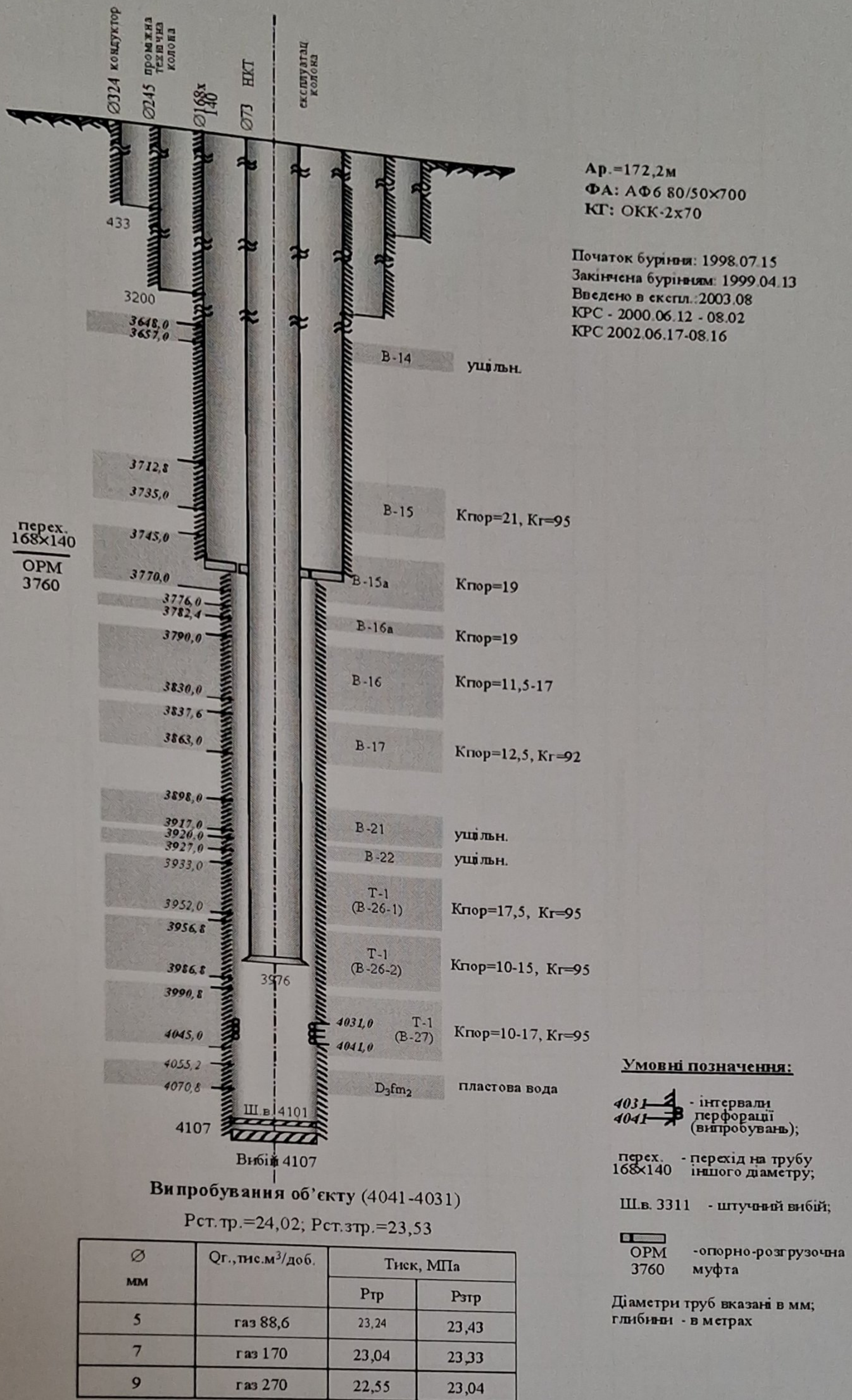


Рисунок 3.2 – Умовна схема конструкції та результати випробування свердловини 100 Куличихінського НГКР

Таблиця 3.1 – Поточні технологічні режими свердловин покладу Т-1.

№ п/п	№ св.	Штуч. вибій, м	Діаметр експл. колони, мм	Діаметр НКГ, мм	Глибина спуску НКГ, м	Інтервал перфораций, м	Поточний тиск		Дебіт газу, тис.м <sup>3</sup> /добу	Dр, МПа	P <sub>ср</sub> , МПа	P <sub>срв</sub> , МПа	P <sub>срв</sub> , МПа	T, °С	Тиск на вхолоді уст. кпн, МПа	d (мм) та L (м) шлейфа	К-сть ступенів сепарації	Резим роботи сверл.	Причина обмеження відбору газу
							P <sub>ст</sub> , МПа	P <sub>пл</sub> , МПа											
<b>Експлуатаційні свердловини</b>																			
1	100	4101	140*168	73	3976	4041-4031	7.7	11.79	10	0.89	6.2	6.6	10.9	12	5.5	114*14-1680	2-а ступінь чата на НТС	ДР. Сопл	Абсолютна ціна ГУ
2	103	4207	140*168	73	4180	4150-4188	7.6	12.3	60	1.6	6.0	7.1	10.7	13	5.5-6.0	114*14-693	2-а ступінь чата на НТС	ДР. Сопл	Абсолютна ціна ГУ
3	105	4165	140*168	73	4142	4142-4162	8.9	14.1	50	1.9	8.2	8.5	12.2	13	5.5-6.0	114*14-693	2-а ступінь чата на НТС	ДР. Сопл	Абсолютна ціна ГУ
4	111	4228	140*168	59	4110	4119-4184	8.2	12.1	40	0.9	7.8	8.0	11.2	20	5.5	114*12-1000	2-а ступінь чата на НТС	ДР. Сопл	Абсолютна ціна ГУ
5	116	4228	140*168	73	4155	4137-4173	10.7	17.4	80	2.3	6.5	7.5	15.1	30	5.5-6.0	114*16-1440	2-а ступінь чата на НТС	ДР. Сопл	Абсолютна ціна ГУ
<b>Всього по покладу:</b>																			
<b>Нагітальні свердловини</b>																			
1	112	4145	140*168	73	4069	3982-4066	13.2	-	140	-	290	-	-	-	-	114*14-1450	Пахор - 3982 м	-	-
2	119	4110	140*168	73.59	4094	4066-4094	15.1	-	100	-	290	-	-	-	-	114*14-1450	Пахор - 3916 м	-	-

Негативний вплив, на продуктивність більшості свердловин, дала також наявність в інтервалах перфорації глинисто-піщаних відкладів. Ступінь перекриття, по деяких із них досягла 90%.

Боротися з усіма видами ускладнень можна в двох напрямках: запобігати їх виникненню, або ліквідувати їх наслідки.

### 3.4 Прогнозування показників розробки покладу горизонту Т-1

Поклад горизонту Т-1 розробляється на газовому режимі та показує певну стабілізацію середнього пластового тиску в останні роки при впровадженні сайклінг-процесу.

Прогнозування видобутку газу та конденсату із покладу горизонту Т-1 буде виконано для режиму розробки родовища в режимі виснаження пластової енергії.

Значення вилучених запасів газу та конденсату були зафіксовані у 2007 році, тому цей рік є стартовим для прогнозування показників розробки.

Усі необхідні дані для проведення розрахунків заносимо в таблицю 3.2.

Таблиця 3.2 – Вихідні дані для технологічного розрахунку показників розробки Куличихінського НГКР

Показник	Значення
1	2
Середня глибина залягання покладу, м	4150
Середня загальна товщина, м	30
Середня газонасичена товщина, м	20
Середня газонасиченість	0,86
Коефіцієнт відкритої пористості	0,08
Проникність, $10^{-15} \text{ м}^2$	2,5
Відносна густина газу	0,68
Густина пластової води, $\text{кг/м}^3$	1060
Початкові запаси газу, $\text{млрд.м}^3$	2375,4

Закінчення таблиці 3.2

1	2
Початковий пластовий тиск, МПа	41,7
Початковий вміст стабільного конденсату, г/м <sup>3</sup>	43
Початкові запаси конденсату, тис.т	564,3
Пластова температура, К	122
Внутрішній діаметр НКТ, см	6,2
Коефіцієнт гідравлічного опору	0,0232
Коефіцієнт використання фонду свердловин	0,9
Коефіцієнт резерву	1,15
Поточні показники (на 01.01.2007 року)	
Сумарний видобуток газу, млн.м <sup>3</sup>	778,12
Сумарний видобуток конденсату, тис.т	150,58
Річний темп відбору газу, млн.м <sup>3</sup> /рік	50
Поточний пластовий тиск, МПа	20,96
Поточний вибійний тиск, МПа	19,5
Депресія на пласт, МПа	1,46
Поточний гирловий тиск, МПа	7,025
Дебіт, тис.м <sup>3</sup> /д	48
Гирлова температура, С	26
Поточний вміст конденсату, г/м <sup>3</sup>	120
Коефіцієнт фільтраційного опору $A^*$ , $\frac{МПа^2 \cdot \delta}{тис.м^3 \cdot мПа \cdot с}$	35,95
Коефіцієнт фільтраційного опору $B^*$ , $\left(\frac{МПа \cdot \delta}{тис.м^3}\right)^2$	0,01
Кількість експлуатаційних свердловин, шт.	5

Передбачаємо наступний режим розробки:  $\Delta P \rightarrow P_y$ .

Враховуючи, що свердловини працюють із значними водними та конденсатними факторами був обраний режим постійної депресії на пласт. Цей режим супроводжується зростанням у часі швидкості руху газу на вибію, що за умов наявності в продукції свердловин значної кількості рідини сприятиме забезпеченню фонтанування свердловин. Перший режим при поточній величині депресії 1,46 МПа буде тривати до моменту, коли гирловий тиск не впаде до 0,4 МПа, з умови подачі газу безпосередньо споживачам.

Кількість свердловин – 5.

Згідно варіанту дорозробки Куличихінського НГКР розрахунки будемо проводити для режиму  $\Delta P = \text{const}$  з наступним переходом на режим  $P_y = \text{const}$  для періоду спадаючого видобутку газу до кінця розробки покладу.

Розрахунки будемо проводити для спадаючого видобутку газу режиму  $\Delta P = \text{const}$  за наступною методикою:

1. Задаємось рядом послідовних значень часу  $t$  (через 1 рік).
2. Для кожного значення часу  $t$  знаходять сумарний видобуток газу за формулою:

$$Q_{\text{вид}}(t) = Q_{\text{вид}}(t_{n-1}) + \frac{q(t) + q(t_{n-1})}{2} \cdot n \cdot \gamma \cdot \Delta t \quad (3.1)$$

де  $Q_{\text{вид}}(t)$  і  $Q_{\text{вид}}(t_{n-1})$  – сумарний видобуток газу відповідно в плановий і попередні роки, млн.м<sup>3</sup>;

$q(t)$  і  $q(t_{n-1})$  – дебіт середньої свердловини в плановий і попередні роки, тис.м<sup>3</sup>/добу;

$n$  – кількість свердловин, штук;

$\gamma$  – коефіцієнт експлуатації,  $\gamma = 0.9$ ;

У першому наближенні приймаємо  $q(t) = q(t_{n-1})$

3. Визначають пластовий тиск

$$P_{\text{пл}}(t) = \left[ \frac{P_{\text{поч}}}{Z_{\text{поч}}} - \frac{Q_{\text{вид}}(t)}{\Omega^*} \right] \cdot Z(P_{\text{пл}}(t)), \quad (3.2)$$

де  $P_{\text{поч}}$  і  $P_{\text{пл}}(t)$  – початковий і поточний пластові тиски;

$Z_{\text{поч}}$  і  $Z(P_{\text{пл}}(t))$  – коефіцієнти стисливості газу при початковому і поточному пластових тисках;

$\Omega^*$  – приведений газонасичений поровий об'єм.

4. Визначаємо вибійний тиск.

$$P_{\text{виб}}(t) = P_{\text{пл}}(t) - \Delta P \quad (3.3)$$

5. За значеннями  $P_{пл}(t)$ ,  $P_{виб}(t)$ ,  $P_y(t)$  уточняємо  $Z_{пл}$ ,  $Z_{виб}$ ,  $\mu_{пл}$ ,  $\mu_{виб}$ ,  $Z_{ср}$ ,  $(\mu Z)_{ср}$ .

6. Знаходимо дебіт середньої свердловини.

$$q(t) = -\frac{A \cdot (\mu Z)_{ср}}{2 \cdot (B \cdot Z_{ср})} + \sqrt{\left(\frac{A \cdot (\mu Z)_{ср}}{2 \cdot (B \cdot Z_{ср})}\right)^2 + \frac{P_{пл}^2(t) - P_{виб}^2(t)}{B \cdot Z_{ср}}} \quad (3.4)$$

При розрахунках в першому наближенні значення  $Z_{ср}$  і  $(\mu Z)_{ср}$  беруть з попереднього моменту часу.

7. Уточнюють значення попередньо визначених величин з пункту №2 до тих пір поки не буде досягнута задана степінь точності у визначенні  $P_{пл}(t)$ .  
 $|P_{пл}^n(t) - P_{пл}^{n-1}(t)| \leq E$  де  $E=0,01$ .

8. Знаходять темп відбору газу

$$Q(t) = n \cdot \gamma \cdot q(t) \cdot 10^3 \cdot 365 \quad (3.5)$$

9. Знаходять методом послідовних наближень тиск на гирлі свердловини.

$$P_y(t) = \sqrt{\frac{P_{виб}^2(t) - \theta \cdot q^2(t)}{e^{2 \cdot S}}} \quad (3.6)$$

В першому наближенні  $S$  і  $\theta$  беруть з попереднього моменту часу, а потім уточнюють.

Зміна в часі прогнозованих показників розробки родовища представлена в таблиці 3.4. Прогнозні показники розробки на кінець розробки наведено в таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 – Прогнозні показники розробки на кінець розробки.

Показники	$\Delta P \rightarrow P_y$
Рік завершення розробки	2054
Сумарний видобуток газу на момент завершення розробки, млрд м <sup>3</sup>	2,105
Коефіцієнт кінцевого газовилучення, %	88,6

Таблиця 3.4 – Прогнозні показники розробки горизонту Т-1

Рік	$R_{пл}(t)$ , МПа	$R_{виб}(t)$ , МПа	$R_{у}(t)$ , МПа	$dP(t)$ , МПа	$q(t)$ , тис.м <sup>3</sup> /добу	$n(t)$	$Q(t)$ , тис.м <sup>3</sup> /рік	$Q_{вид}(t)$ , млн.м <sup>3</sup>	$Q_{к}(t)$ , т/рік	$Q_{вид.к}(t)$ , тис.т
2007	20,96	19,5	7,025	1,46	48	5	-	778,12	-	150,58
2008	20,418	18,736	6,921	1,46	47,104	5	8572,9	800,956	6749	164,1384
2009	19,876	17,972	6,817	1,46	46,208	5	8409,9	829,324	6630	177,4573
2010	19,333	17,208	6,713	1,46	45,312	5	8246,8	857,692	6510	190,5368
2011	18,791	16,444	6,609	1,46	44,416	5	8083,7	886,06	6390	203,3769
2012	18,249	15,68	6,505	1,46	43,52	5	7920,6	914,428	6270	215,9775
2013	17,707	14,916	6,401	1,46	42,624	5	7757,6	942,796	6151	228,3387
2014	17,165	14,152	6,297	1,46	41,728	5	7594,5	971,164	6031	240,4604
2015	16,622	13,388	6,193	1,46	40,832	5	7431,4	999,532	5911	252,3427
2016	16,080	12,624	6,089	1,46	39,936	5	7268,4	1027,9	5792	263,9856
2017	15,720	12,12	5,985	1,46	39,04	5	7105,3	1056,27	5672	275,389
2018	15,11	11,43	5,931	1,46	38,144	5	6942,2	1084,64	5552	286,553
2019	14,28	10,601	5,478	1,46	37,248	5	6779,1	1113	5432	297,4775
2020	13,49	9,81	5,043	1,46	36,352	5	6616,1	1141,37	5313	308,1626
2021	12,73	9,053	4,622	1,46	35,456	5	6453,0	1169,74	5193	318,6083
2022	12,01	8,329	4,214	1,46	34,56	5	6289,9	1198,11	5073	328,8145
2023	11,31	7,635	3,816	1,46	33,664	5	6126,8	1226,48	4953	338,7813
2024	10,65	6,969	3,428	1,46	32,768	5	5963,8	1254,84	4834	348,5086
2025	10,01	6,33	3,047	1,46	31,872	5	5800,7	1283,21	4714	357,9965
2026	9,394	5,716	2,672	1,46	30,976	5	5637,6	1311,58	4594	367,245
2027	8,805	5,127	2,299	1,46	30,08	5	5474,6	1339,95	4475	376,254
2028	8,239	4,561	1,924	1,46	29,184	5	5311,5	1368,32	4355	385,0236
2029	7,697	4,019	1,539	1,46	28,288	5	5148,4	1396,68	4235	393,5537
2030	7,178	3,5	1,126	1,46	27,392	5	4985,3	1425,05	4115	401,8444
2031	6,681	3,003	0,615	1,46	26,496	5	4822,3	1453,42	3996	409,8957
2032	6,209	2,721	0,4	1,403	25,6	5	4659,2	1481,79	3876	417,7075
2033	5,767	2,533	0,4	1,346	24,704	5	4496,1	1510,16	3756	425,2799
2034	5,354	2,358	0,4	1,289	23,8	5	4331,6	1538,52	3637	432,6128
2035	4,968	2,195	0,4	1,232	22,904	5	4168,53	1566,89	3578	439,8291
2036	4,608	2,045	0,4	1,175	22,008	5	4005,46	1595,26	3459	446,806
2037	4,273	1,906	0,4	1,119	21,112	5	3842,38	1623,63	3339	453,5435
2038	3,959	1,777	0,4	1,062	20,216	5	3679,31	1652	3219	460,0415
2039	3,668	1,658	0,4	1,005	19,32	5	3516,24	1680,36	3099	466,3
2040	3,396	1,549	0,4	0,948	18,424	5	3353,17	1708,73	2980	472,3192
2041	3,144	1,449	0,4	0,891	17,528	5	3190,1	1737,1	2860	478,0989
2042	2,909	1,357	0,4	0,835	16,632	5	3027,02	1765,47	2740	483,6391
2043	2,691	1,274	0,4	0,778	15,736	5	2863,95	1793,84	2620	488,9399
2044	2,49	1,197	0,4	0,721	14,84	5	2700,88	1822,2	2501	494,0013
2045	2,294	1,125	0,4	0,664	13,944	5	2537,81	1850,57	2381	498,8232
2046	2,119	1,062	0,4	0,607	13,048	5	2374,74	1878,94	2261	503,4057
2047	1,958	1,005	0,4	0,551	12,152	5	2211,66	1907,31	2142	507,7487
2048	1,809	0,954	0,4	0,494	11,256	5	2048,59	1935,68	2022	511,8523
2049	1,672	0,908	0,4	0,437	10,36	5	1885,52	1964,04	1902	515,7165
2050	1,547	0,868	0,4	0,380	9,464	5	1722,45	1992,41	1782	519,3412
2051	1,432	0,832	0,4	0,323	8,568	5	1559,38	2020,78	1663	522,7265
2052	1,327	0,801	0,4	0,267	7,672	5	1396,3	2049,15	1543	525,8724
2053	1,232	0,773	0,4	0,210	6,776	5	1233,23	2077,52	1423	528,7788
2054	1,145	0,749	0,4	0,153	5,88	5	1070,16	2105,88	1304	531,4457

### 3.5 Обґрунтування необхідності застосування методів інтенсифікації винесення з них рідини

Розробка Куличихінського ГКР в режимі виснаження пластової енергії супроводжується ретроградним випадінням вуглеводневого конденсату в пласт, на стовбурі свердловини і в промислових комунікаціях.

Цей процес істотно впливає на фазову проникність пористого середовища, а також спричиняє появу в продукції свердловини пластової води. Через накопичення конденсату у ПЗП погіршується продуктивна характеристика свердловин, що може призвести до їх передчасної зупинки.

По мірі зниження пластового тиску в процесі розробки Куличихінського НГКР дебіт газу поступово зменшується і стає нижчим від мінімально необхідного для винесення конденсату із вибію свердловини.

Сьогодні найбільш широко в промисловій практиці використовується метод виносу рідини з газових свердловин за допомогою впливу спінюючих ПАР. При проходженні через таку рідину газу утворюється піна.

Отже, при розробці Куличихінського НГКР необхідно проводити заходи, за допомогою яких можливе покращення виносу рідини із вибію свердловини. Таким чином, можна підвищити значення кінцевого коефіцієнта газоконденсатовилучення.

### 3.6 Висновки за розділом 3

1. Газові свердловини покладу Т-1 працювали з дебітами газу 10 – 80 тис м<sup>3</sup>/добу, найбільш низьку продуктивність мали свердловини №№ 100, 111 (10 і 40 тис м<sup>3</sup>/добу). Пластовий тиск з початку експлуатації впав з 41,7 до 11,79 МПа, або на 72 %, при цьому з покладу вилучено 45 % первинних запасів газу. Щорічний видобуток газу сягає 200 млн м<sup>3</sup>.

2. По св. 100 за дослідженнями суттєвої зміни ГВК не зафіксовано, що приплив пластової води, що пов'язано з наявністю низькопроникних водоносних прошарків.

3. Загальний фонд свердловин, що розробляють поклад Т-1 Куличихінського НГКР нараховує 7 штук, з яких експлуатаційних 5 – №№100, 103, 105, 111, 116, нагнітаючих 2 – №№ 112, 119. Експлуатація обладнання проводиться в умовах корозійного середовища вуглекислого газу і органічних кислот, що потребує постійної закачки інгібіторів корозії в затрубний простір свердловини.

4. Поклад горизонту Т-1 розробляється на газовому режимі та показує певну стабілізацію середнього пластового тиску в останні роки при впровадженні сайклінг-процесу. Прогнозування видобутку газу та конденсату із покладу горизонту Т-1 виконано для режиму розробки родовища в режимі виснаження пластової енергії. Рік завершення розробки – 2054. Коефіцієнт кінцевого вилучення газу становить 88,6%.

5. Розробка Куличихінського НГКР в режимі виснаження пластової енергії супроводжується ретроградним випадінням вуглеводневого конденсату в пласт, на стовбурі свердловини і в промислових комунікаціях. Через накопичення конденсату у ПЗП погіршується продуктивна характеристика свердловин, що може призвести до їх передчасної зупинки. Покращення виносу рідини можна забезпечити використанням спінуючих ПАР.

## РОЗДІЛ 4

### ЗАХОДИ З ІНТЕНСИФІКАЦІЇ ВИНЕСЕННЯ РІДИНИ НА КУЛИЧИХІНСЬКОМУ РОДОВИЩІ

#### 4.1 Ізоляція припливу води за допомогою аміних кислот

З метою підвищення працездатності свердловин Куличихінського НГКР протягом останніх років проводились роботи по селективній ізоляції водоприпливу за допомогою бікарбонату амонію в свердловинах №№ 111, 116. Ця технологія передбачає селективну ізоляцію пластових вод шляхом обробки продуктивних пластів аміними комплексами, які створюють з хлоридами кальцію нерозчинні неорганічні сполуки, не зменшуючи продуктивності пласта (табл. 4.1, рис. 4.1 – 4.3).

Як показала практика, ця технологія дала позитивні результати не тільки на Куличихінському, але і на сусідньому – Тимофіївському родовищі.

По свердловинах №№ 112, 119 проведені соляно-кислотна обробки привибійної зони пласта з метою підвищення приймальності, які давали короткочасний ефект – не більше шести місяців.

Таблиця 4.1 – Результати ізоляції припливу пластових вод

Свердловина, родовище	Параметри свердловин до ізоляції			Параметри свердловин після ізоляції			Час дії ефекту, міс
	Q <sub>газу</sub> тис м <sup>3</sup> /добу	Q <sub>кон</sub> , тон	ВФ, л/тм <sup>3</sup>	Q <sub>газу</sub> тис м <sup>3</sup> /добу	Q <sub>кон</sub> , тон	ВФ, л/тис м <sup>3</sup>	
111 Куличиха	15	1,5	650	24	2,2	0,5	15
65 Тимофіївка	130	29,9	565	250	56,6	3,8	14
72 Тимофіївка	75	17,1	450	350	85,7	4,5	12
79 Тимофіївка	65	14,9	720	160	36,9	0,5	12
76 Тимофіївка	175	5,9	100	300	68	3	10
85 Яблунівка	25	0,9	99	150	6	6,5	46



Рисунок 4.1 – Вплив селективної ізоляції на добовий дебіт газу (тис м<sup>3</sup>/добу)

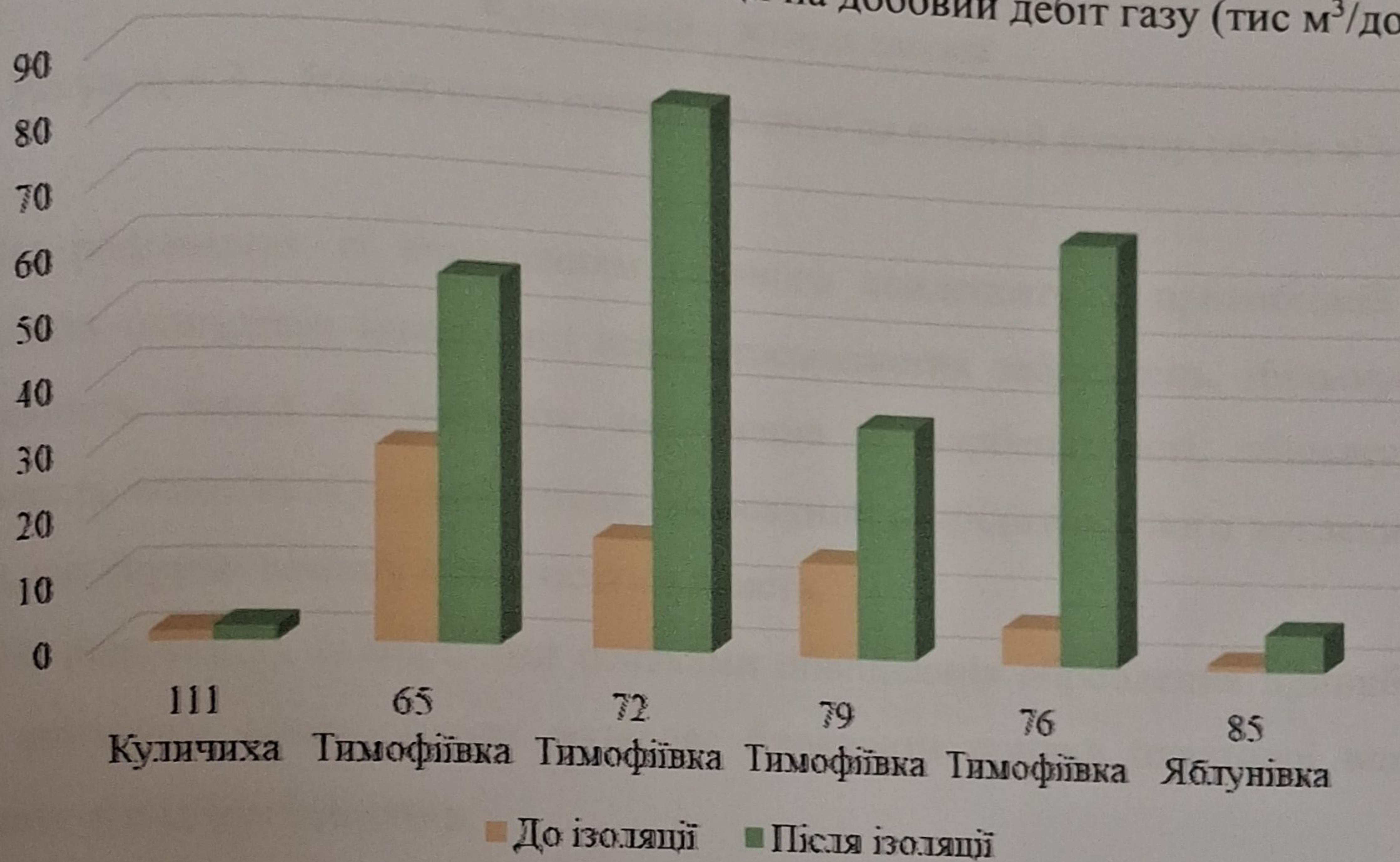


Рисунок 4.2 – Вплив селективної ізоляції на видобуток конденсату (тис тон)

Окрім того, на свердловинах №№100, 103 застосовувались технології інтенсифікації видобутку вуглеводневої сировини на пізній стадії розробки, а саме обробку приви́бійної зони пласта амінними комплексами, які здійснюють фізико-хімічну дію на колектор.

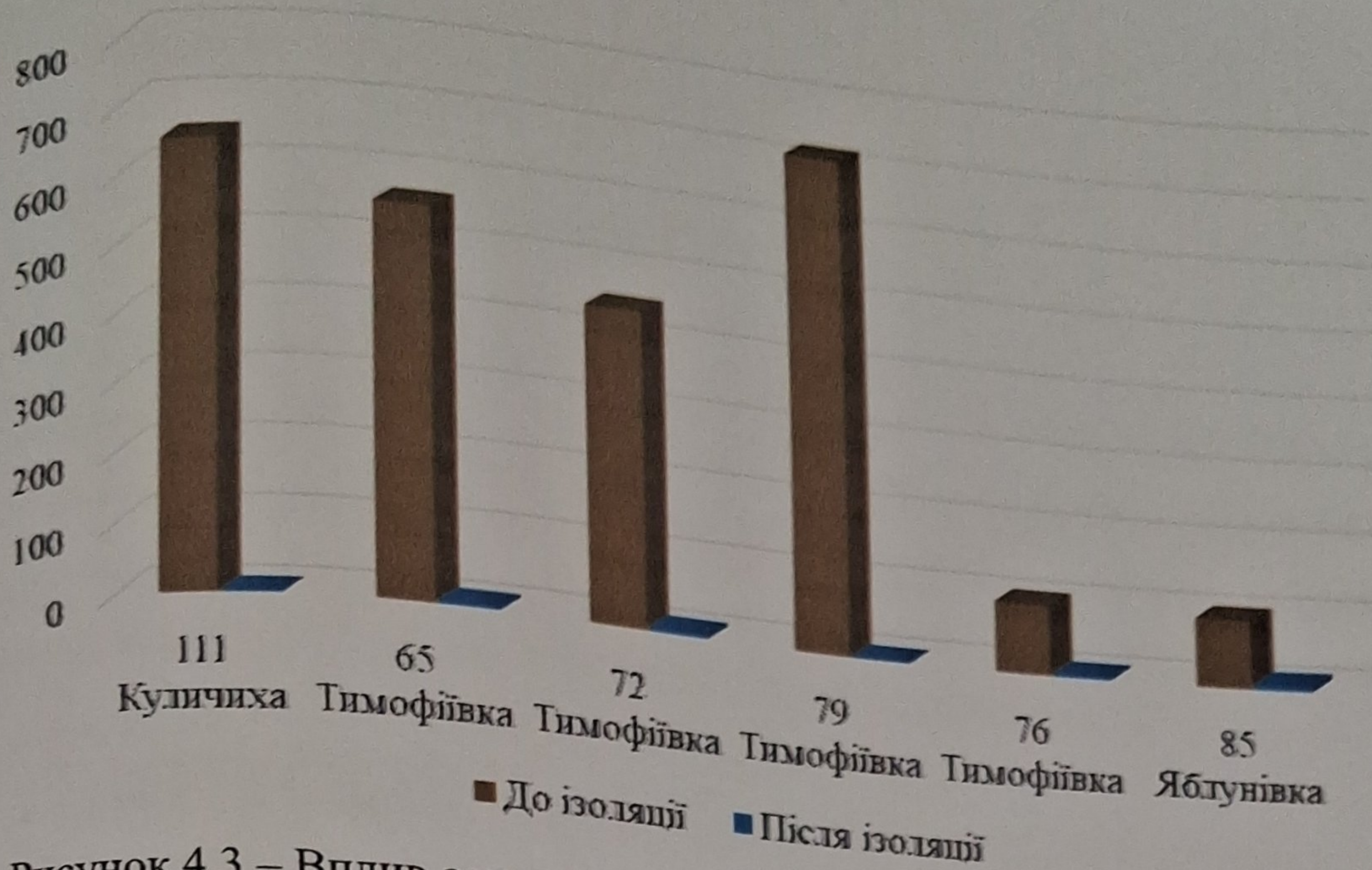


Рисунок 4.3 – Вплив селективної ізоляції на водний фактор (л/тис м<sup>3</sup>)

На родовищах із випаданням газового конденсату у привибійній зоні проходить очищення пласта від асфальтосмолистих забруднень, збільшується проникність порід за рахунок зменшення їх карбонатності, збільшується рухливість конденсату, який випав, за рахунок розрідження його вуглекислим газом, що сприяє виносу конденсату з пласта.

На родовищах із першими ознаками обводнення оброблення привибійної зони амінними комплексами дозволяє блокувати прилив пластової води та збільшує вихід вуглеводнів.

Тривалість дії ефекту після обробки при очищенні привибійної зони від конденсату, що випав, – до 6 місяців, при ізоляції припливу пластової води до 2 – 3 років.

Переваги технології:

- проведення ізоляційних робіт не потребує залучення бригад капремонту;
- реагент, що використовується, є корозійно безпечним, не створює негативного впливу на довкілля;
- забезпечується збільшення видобутку газового конденсату та газу;

– блокується приплив пластових вод.

#### 4.2 Ефективність спінюючих ПАР

У роботі [9] запропоновано діючий реагент від ТОВ «СПК-ГЕО» [31] для відновлення функціональності газових свердловин, у яких привибійна зона закольматована пластовою водою, глинистими породами, що набухають, чи конденсатом. Механізм очищення привибійної зони реагенту полягає у наступному:

– зменшується набухання глинистих мінералів;

– ПАР емульгує конденсат і пластову воду до однорідної емульсії. Композиція запропонованої ПАР здатна до утворення піни як за наявності високомінералізованої води (200 г/л), так і у присутності конденсату, або іншого рідкого нафтопродукту;

– між покладом та свердловиною створюється піноподібна зона, що сприяє руху газоподібних флюїдів до свердловини і в той же час очищенню пласта.

Дослідження запропонованого реагенту проведено на моделі майкопського пісковика, відібраного зі свердловини Субботіна-403 в інтервалі від 2288 до 2294 м. Фільтраційно-ємнісними параметри пісковика такі:

– абсолютна газопроникність –  $K_{пр}=2,9$  мД;

– ефективна газопроникність  $K_{пре}=2,6$  мД;

– відкрита пористість  $K_{п}=10,4\%$  (при мінералізації води 15 г/л NaCl);

– залишкове водонасичення  $K_{зв}=24,0\%$ .

Спочатку зразок із залишковою водою насичували гасом для моделювання випадіння конденсату в поровому середовищі. Далі його піддавали тиску в 10 МПа у кернотримачі фільтраційної установки. Через добу ефективна (фазова) проникність моделі падала з 2,6 до 0,6 мД. Далі зразок протягом доби насичували реагентом при інтенсивному піноутворенні і повторно пульсуючим тиском газу (до 0,45 МПа) проводити витіснення пінної емульсії. Через добу

ефективна газопроникність зросла до 1,1 мД, а на четверту добу – до 2,2 мД, тобто в 3,6 разів більше за конденсатонасичену проникність (рис. 4.4).

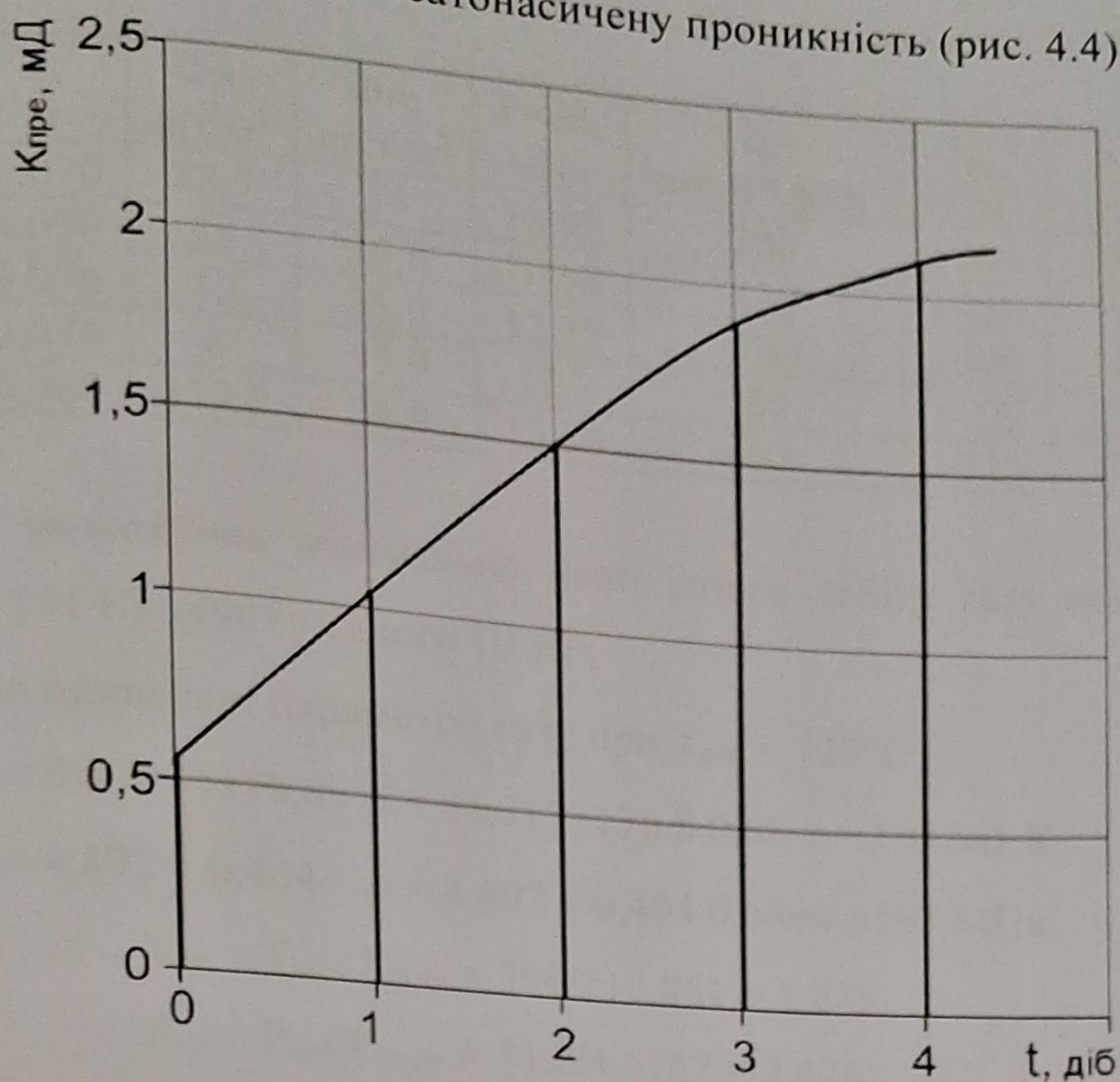


Рисунок 4.4 – Динаміка відновлення ефективної газопроникності керну [9]

Відновлення кольматованої поверхні сягає 84%, що дозволяє рекомендувати реагент спінюючої дії для підвищення ефективності газовилучення діючих і реанімації існуючого фонду експлуатаційних свердловин.

### 4.3 Розрахунок інтенсифікації свердловин Куличихінського родовища

Передумовою вибору свердловин для проведення заходів інтенсифікації винесення рідини з вибію служить виконання умови мінімально необхідного дебіту газу.

Вихідні дані для розрахунку приведені в таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 – Вихідні дані для проведення розрахунку мінімального необхідного дебіту газу по свердловинах Куличихінського НГКР

№ свердловини	d, м	Фв, л/т.м <sup>3</sup>	Фн, кг/т.м <sup>3</sup>	Рвиб, МПа	q, тис.м <sup>3</sup> /добу	ρв, кг/м <sup>3</sup>	ρк, кг/м <sup>3</sup>	$\bar{\rho}$
100	0,076	28,7	35	10,98	200	1000	780	0,687
103	0,076	28	36,8	10,68	120	1000	785	0,69
105	0,076	12	35,5	12,19	180	1005	780	0,685
111	0,076	8	35,9	11,2	80	1100	778	0,68
116	0,062	177,2	34,9	15,09	60	1075	775	0,682

Детальний розрахунок мінімально необхідного дебіту газу виконано по свердловині № 111 Куличихінського НГКР.

Визначаємо приведені параметри газу при  $T_{\text{виб}} = 123^{\circ}\text{C}$

$$T_{\text{ср.кр.}} = 94,717 + 170,8 \cdot \bar{\rho} = 94,717 + 170,8 \cdot 0,68 = 210,861 \text{ К} \quad (4.1)$$

$$P_{\text{ср.кр.}} = 4,892 - 0,404 \cdot \bar{\rho} = 4,892 - 0,404 \cdot 0,68 = 4,6167 \text{ МПа} \quad (4.2)$$

$$T_{\text{пр}} = T_{\text{виб}} / T_{\text{ср.кр.}} = 396 / 210,861 = 1,878. \quad (4.3)$$

$$P_{\text{пр}} = P_{\text{виб}} / P_{\text{ср.кр.}} = 11,2 / 4,6167 = 2,426. \quad (4.4)$$

Встановлюємо дебіти води і конденсату

$$q_{\text{в}} = \Phi_{\text{в}} \cdot q = 8 \cdot 10^3 \cdot 80 = 0,064 \text{ м}^3/\text{добу}, \quad (4.5)$$

$$q_{\text{к}} = (\Phi_{\text{к}} \cdot q) / \rho_{\text{к}} = (35,9 \cdot 80) / 778 = 3,692 \text{ м}^3/\text{добу} \quad (4.6)$$

Визначаємо густину суміші

$$\rho_{\text{р}} = \frac{q_{\text{н}} \rho_{\text{н}} + q_{\text{в}} \rho_{\text{в}}}{q_{\text{н}} + q_{\text{в}}} = \frac{3,692 \cdot 778 + 0,64 \cdot 1100}{3,692 + 0,64} = 825,6 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \quad (4.7)$$

Використовуючи емпіричну залежність визначаємо коефіцієнт надстигливості газу:

$$Z = (0,4 \lg T_{\text{пр}} + 0,73)^{P_{\text{пр}} + 0,1} \cdot P_{\text{пр}} = (0,4 \lg 1,878 + 0,73)^{2,0426 + 0,1} \cdot 2,426 = 0,897 \quad (4.8)$$

Знаходимо мінімально необхідний дебіт газу для забезпечення виносу рідини на поверхню (4.9)

$$q_{\text{мм}} = 8480 \cdot d^{2,5} \sqrt{\frac{P_{\text{виб}} \cdot \rho_{\text{р}}}{\bar{\rho} Z_{\text{вви}} \cdot T_{\text{виб}}}} = 8480 \cdot 0,076^{2,5} \sqrt{\frac{11,2 \cdot 825,6}{0,68 \cdot 0,897 \cdot 396}} = 83,546 \text{ тис.м}^3/\text{добу}$$

Як показують розрахунки, умова виносу рідини із вибію свердловини № 111 Куличихінського НГКР не виконується. Отже, необхідно передбачити по ній заходи інтенсифікації виносу рідини з використанням ПАР. Розрахунки по інших свердловинах зведені в табл. 4.3.

Таблиця 4.3 – Результати розрахунку мінімально необхідного дебіту газу по свердловинах Куличихінського НГКР

№ свердловини	$T_{пр}$	$R_{пр}$	$Z$	$q_k$ , м <sup>3</sup> /добу	$q_v$ , м <sup>3</sup> /добу	$\rho_p$ , кг/м <sup>3</sup>	$q_{ми}$ , м <sup>3</sup> /добу	$q$ , тис м <sup>3</sup> /добу
100	1,867	2,378	0,896	8,974	5,74	865,8	84,326	200
103	1,863	2,315	0,896	5,625	3,36	865,4	82,97	120
105	1,87	2,642	0,893	8,192	2,16	827	87,11	180
111	1,878	2,426	0,897	3,692	0,64	825,6	83,546	80
116	1,875	3,268	0,891	2,702	10,632	1014,2	64,73	60

Згідно проведених розрахунків подачу ПАР на вибій потребує також свердловина № 116 Куличихінського НГКР.

Як показує практичний досвід, для вспінення водоконденсатної суміші дуже добре зарекомендували себе ГДПЕ-108 і пропіол Б-400, неол АФ-09-12 і Б-400.

Підібраний вспінюючий складник є сумішшю ГДПЕ-108 і Б-400 з масовим співвідношенням 4:1. Для вспінення масова концентрація у водоконденсатній суміші становить для ГДПЕ-108  $C_2=1\%$ , а для Б-400 –  $C_2=0,25\%$ . Розчин ГДПЕ-108 готують на водній основі, а Б-400 в конденсаті.

Робочий розчин ПАР – це 20% масової концентрації розчину ГДПЕ-108 у воді і 5% розчину Б-400 в конденсаті.

Визначаємо масу ПАР ГДПЕ-108 для свердловини № 111 Куличихінського НГКР.

$$m_{ПАР}^{ГДПЕ-108} = \frac{q_p \cdot C_1 \cdot C_2}{a \cdot (C_1 - C_2)}, \quad (4.10)$$

де  $a$  – кількість активної маси ПАР (%);

$q_p$  – добовий дебіт рідини ( $\text{м}^3/\text{добу}$ )

$$q_{\text{розч}} = \frac{(q_n + q_v) \cdot C_2}{C_1 - C_2}$$

$$m_{\text{ПАР}}^{\text{ГДПЕ-108}} = \frac{q_p \cdot C_1 \cdot C_2}{a \cdot (C_1 - C_2)} = \frac{(3.695 + 0.64) \cdot 20 \cdot 1}{100(20 - 1)} = 0.0456 \text{ м}^3/\text{добу}. \quad (4.11)$$

$$q_{\text{розч}}^{\text{ГДПЕ-108}} = \frac{(q_n + q_v) \cdot C_2}{C_1 - C_2} = \frac{(3.692 + 0.62) \cdot 1}{20 - 1} = 0.228 \text{ м}^3/\text{добу}.$$

Кількість розчину становить

$$q_{\text{розч}}^{\text{Б-400}} = \frac{(q_n + q_v) \cdot C_2}{C_1 - C_2} = \frac{(3.692 + 0.64) \cdot 0.25}{5 - 0.25} = 0.228 \text{ м}^3/\text{добу}.$$

Визначаємо масу ПАР для свердловини № 116 Куличихінського НГКР:

$$m_{\text{ПАР}}^{\text{ГДПЕ-108}} = \frac{q_p \cdot C_1 \cdot C_2}{a \cdot (C_1 - C_2)} = \frac{(2.702 + 10.632) \cdot 20 \cdot 1}{100(20 - 1)} = 0.14 \text{ м}^3/\text{добу}$$

$$q_{\text{розч}}^{\text{ГДПЕ-108}} = \frac{(q_n + q_v) \cdot C_2}{C_1 - C_2} = \frac{(2.702 + 10.632) \cdot 1}{20 - 1} = 0.702 \text{ м}^3/\text{добу}$$

$$m_{\text{ПАР}}^{\text{Б-400}} = \frac{q_p \cdot C_1 \cdot C_2}{a \cdot (C_1 - C_2)} = \frac{(2.702 + 10.632) \cdot 5 \cdot 0.25}{100(5 - 0.25)} = 0.035 \text{ м}^3/\text{добу}$$

$$q_{\text{розч}}^{\text{Б-400}} = \frac{(q_n + q_v) \cdot C_2}{C_1 - C_2} = \frac{(2.702 + 10.632) \cdot 0.25}{5 - 0.25} = 0.702 \text{ м}^3/\text{добу}$$

Таким чином, додаткова добова витрата технічної води обробленої ГДПЕ-108 по двох свердловинах становить:

$$q_1 = \sum q_{\text{розч}}^{\text{ГДПЕ-108}} = 0.228 + 0.702 = 0.93 \text{ м}^3/\text{добу}.$$

Визначаємо добові витрати конденсату обробленого Б-400 по двох свердловинах

$$q_2 = \sum q_{\text{розч}}^{\text{Б-400}} = 0.702 + 0.228 = 0.9 \text{ м}^3/\text{добу}.$$

Для реалізації технологічного процесу передбачається централізована подача спінювача в свердловини. На УКПГ встановлюють ємність для приготування робочого розчину ГДПЕ-108 і ємність для розчину Б-400.

По існуючих інгібітопроводах суміші ПАР за допомогою насосів дозаторів, подається на вибій свердловини разом з інгібітором корозії. Здійснення технологічного процесу передбачається за допомогою насосів НД-80 із максимальною подачею 80 л/год.

Як показує промисловий досвід розробки газоконденсатних родовищ, після впровадження технології виносу рідини із вибію свердловин за допомогою спінуючи ПАР, свердловина починає працювати стабільно. При цьому забезпечується повний винос води і вуглеводневого конденсату із стовбура рідини, а дебіт газу збільшується на 15 – 20%.

Мінімальний час технологічної ефективності, при розрахунках приймемо 1 рік (365 діб).

Визначаємо приріст дебіту газу по свердловині №111. Існуючий дебіт газу  $q_p = 80$  тис м<sup>3</sup>/добу – 100% приріст дебіту газу  $\Delta q_1 = x$  тис.м<sup>3</sup>/добу (17,5%).

$$\text{Отже } \Delta q_1 = q_0 \cdot 17,5\% / 100\% = 14 \text{ тис м}^3/\text{добу.} \quad (4.12)$$

Приріст газу по свердловині № 116 Куличихінського НГКР

$$\Delta q_2 = \frac{q_0 \cdot 17,5\%}{100\%} = \frac{60 \cdot 17,5}{100} = 10,5 \text{ тис.м}^3/\text{добу.}$$

Розраховуємо додатковий видобуток газу за один рік експлуатації:  
по свердловині № 111

$$\Delta Q_1 = \Delta q_1 \cdot 365 = 14 \cdot 365 = 5,110 \text{ млн м}^3$$

по свердловині № 116

$$\Delta Q_2 = \Delta q_2 \cdot 365 = 10,5 \cdot 365 = 3,833 \text{ млн м}^3$$

Визначаємо додатковий видобуток конденсату:

– по свердловині № 111

$$Q_{\text{вид.к.1}} = \Delta Q_1 \cdot \Phi_n = 5110 \cdot 35,9 = 183,449 \text{ тон} \quad (4.13)$$

– по свердловині № 116

$$Q_{\text{вид.к.2}} = \Delta Q_2 \cdot \Phi_n = 3833 \cdot 34,9 = 133,772 \text{ тон}$$

Сумарний технологічний ефект від впровадження запроєктованого рішення становить:

– видобуток газу:

$$Q_{\text{вид.}} = \Delta Q_1 + \Delta Q_2 = 5,110 + 3,833 = 8,943 \text{ млн м}^3$$

– додатковий видобуток конденсату: (4.13)

$$Q_{\text{вид.к}} = Q_{\text{вид.к.1}} + Q_{\text{вид.к.2}} = 133,772 + 183,449 = 317,221 \text{ тон.} \quad (4.14)$$

#### 4.4 Висновки за розділом 4

1. З метою підвищення працездатності свердловин Куличихінського НГКР протягом останніх років проводились роботи по селективній ізоляції водопрпливу за допомогою бікарбонату амонію в свердловинах №№ 111, 116, які показали гарний результат і на інших родовищах (Яблунівському та сусідньому Тимофіївському). Основними перевагами технології є блокування припливу пластових вод і збільшення виходу вуглеводнів за рахунок зміни поверхнево-активних властивостей породи. Термін ефекту – не менше 1 року.

2. Ефективність дії спінюючих ПАР була досліджена розробниками реагенту ТОВ «СПК-ГЕО» на насиченому конденсатом зразку пісковика, які до насичення конденсатом мав ефективну проникність 2,6 мД, а після 0,6 мД. При просоченні насиченого конденсатом спінюючого реагенту ефективна проникність відновилаь на 84%, що дозволяє рекомендувати реагент спінюючої дії для підвищення ефективності газовилучення діючих і реанімації існуючого фонду експлуатаційних свердловин.

3. Як показали розрахунки, умова виносу рідини із вибію свердловин №№ 111, 116 Куличихінського НГКР не виконується, тому рекомендується періодична обробка ПЗП цих свердловин спінюючими ПАР. Розраховано додатковий видобуток флюїдів, який становить по газу – 8,94 тис м<sup>3</sup>, конденсату – 317,2 т. При цьому коефіцієнт підвищення прийнято 17,5%, що знаходиться в діапазоні від 15 до 20 %.

## ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У результаті виконання кваліфікаційної роботи було вирішено науково-практичну задачу інтенсифікації видобутку газу та конденсату з покладу горизонту Т-1 Куличихінського НГКР.

Загальні висновки за результатами роботи:

1. Встановлено, що використання сучасних методів для підвищення вилучення вуглеводнів є необхідною умовою ефективної розробки родовищ. Серед третинних методів особливе місце займають фізико-хімічні технології, зокрема використання поверхнево-активних речовин, які знижують міжфазний натяг і сприяють ефективному витісненню вуглеводнів і води.

2. Розраховано, що кінцевим роком розробки покладу горизонту Т-1 Куличихінського НГКР на виснаження буде 2054 рік. Коефіцієнт кінцевого вилучення газу становить 88,6%. Але такий розрахунок не враховує погіршення колекторських властивостей, пов'язаних з ретроградною конденсацією.

3. Для селективної ізоляції водоприпливу привибійної зони пласта рекомендовано періодичну обробляти свердловини амініми кислотами, а для покращення виносу конденсату використовувати спінюючі ПАР.

4. Визначено, що додатковий видобуток флюїдів при обробці свердловин №№111, 116 Куличихінського НГКР спінюючими ПАР становить по газу – 8,94 тис м<sup>3</sup>, конденсату – 317,2 т.

9. Губич І.Б. Новий реагент для відновлення роботи газових свердловин. Нафта і газ України. Матеріали 9-ї міжнародної науково-практичної конференції «Нафта і газ України 2013» (03–06 вересня 2013, Яремча, Україна) –Л.: Центр Європи, 2013, С.70 – 71.
10. Депутат Б.Ю. Дослідження впливу нафтових родовищ на оточуюче середовище на різних стадіях розробки / Б.Ю. Депутат // Науковий вісник НЛТУ України. – 2014. – Вип. 24.4. – С. 190 – 196.
11. Дорошенко В.М. Розвиток методів обмеження припливу пластових вод у свердловину в умовах пізньої стадії розробки родовищ / В.М. Дорошенко, С.В. Дорошенко // Нафтогазова галузь України. – 2015. – №5. – С. 34 – 37.
12. Довідник з нафтогазової справи / Під ред. В.С.Бойка, Р.М.Кондрата, Р.С.Яремійчука. – Л.: Оріана-Нова, 1996. – 613 с.
13. Інтенсифікація припливу вуглеводнів у свердловину: [наукове видання, книга перша, книга друга] / Ю.Д. Качмар, В.М. Світлицький, Б.Б. Синюк, Р.С. Яремійчук. – Львів: Центр Європи, 2004. – 352:414 с.
14. Каталог технологій ЗАТ «ХімЕко-Ганг». Нафтопромислова хімія. – <http://chemesoukraine.com/ua>
15. Качмар Ю.Д. Інтенсифікація припливу вуглеводнів у свердловину / Ю.Д. Качмар, В.М. Світлицький, Б.Б. Синюк, Р.С. Яремійчук. – Л.: Центр Європи, 2004. – 351с.
16. Кондрат Р. М. Проблеми видобування залишкових вуглеводнів з виснажених газових і газоконденсатних родовищ. // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ: Всеукраїнський щоквартальний науково-технічний журнал. – Івано-Франківськ: ІФДТУНГ, 2001, № 1. – С. 71–74.
17. Іванченко І.М. Резерви видобування нафти за рахунок низько дебітних свердловин у західному регіоні України / І.М. Іванченко // Науковий вісник ІФНТУНГ (Економіка та організація виробництва). – 2011. №4 (30). – С. 51 – 54.

18. Кондрат О.Р. Прикладні і теоретичні основи підвищення ефективності дорозробки виснажених родовищ газу і нафти: Дисертація на здобуття наук. ступеня докт. техн. наук зі спец. 05.15.06 «Розробка нафтових та газових родовищ» / О.Р. Кондрат. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2014. – 366 с.
19. Кондрат Р.М. Особливості завершальної стадії розробки родовищ нафти і газу / Р.М. Кондрат, В.М. Дорошенко, О.Р. Кондрат // Нафтогазова енергетика. – 2007. – № 1(2). – С. 7 – 22.
20. Кондрат О.Р. Підвищення ефективності дорозробки виснажених газоконденсатних родовищ / О.Р. Кондрат // Геотехнічна механіка, 2015. №122. – С. 150-163.
21. Матківський С.В. Удосконалення технології розробки родовищ природних газів за водонапірного режиму: Дис. на здобуття наук. ступ. докт. філософії за спец. 185 – Нафтогазова інженерія та технології. – Івано-Франківськ: ІФНТУНІГ, 2021.
22. Матківський С. В. Дослідження ефективності витіснення защемленого газу неуглеводневими газами з обводнених газоконденсатних покладів // Нафтогазова енергетика. – 2020. – № 2 (34).– С. 26– 33. [https://doi.org/10.31471/1993-9868-2020-2\(34\)-26-33](https://doi.org/10.31471/1993-9868-2020-2(34)-26-33)
23. Михайлів Р.А. Аналіз та перспективи існуючих методів розробки родовищ з високов'язкими нафтами на основі гравітаційного дренажу [Електронний ресурс] / Р. А. Михайлів, І.М. Драган. – 2017. – Режим доступу до ресурсу: <https://www.sworld.com.ua/konferu7-317/32.pdf>.
24. Михайлюк В.Д. Міжфазний натяг як функція поверхневої активності поверхнево-активних речовин/ В.Д. Михайлюк, М.І. Рудий, С.М. Рудий// Нафтова і газова промисловість. – 2010. – №5. – С. 26 – 28.
25. Мороз Л.Б. Аналіз методів підвищення нафтовилучення на родовищах Прикарпаття /Л.Б. Мороз, В.Д. Михайлюк // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2008. – №2. – С.51 – 55.

26. Мороз Л.Б. Огляд впроваджень технологій з інтенсифікації видобування нафти і збільшення нафтовилучення на родовищах світу / Л.Б. Мороз // Нафтогазова енергетика. – 2014. – № 1(21). – С. 22 – 31.
27. Наукові основи вдосконалення систем розробки родовищ нафти і газу / В.П. Гришаненко, Ю.О. Зарубін, В.М. Дорошенко, М.В. Гунда [та ін.]. – К.: ДП «Науканафтогаз», 2014. – 456 с.
28. Оганов К.О. Нові методи підвищення нафтовилучення пластів / К.О. Оганов, В.М. Дорошенко, Ю.О. Зарубін, М.П. Ковалко. – К.: Наукова думка, 2005. – 352 с.
29. Підвищення коефіцієнта нафтовилучення шляхом міцелярно-полімерного заводнення / Вольченко Д.О., Вольченко О.І., Ольшевський Є.О., Малик В.Я. // Нафта і газ. Наука – Освіта – Виробництво: шляхи інтеграції та інноваційного розвитку: матеріали всеукраїнської науково-технічної конференції (м. Дрогобич, 18 – 19 квітня 2018 р.). – Дрогобич: ТзОВ «ТрекЛТД», 2018. – С. 21 – 24.
30. Пат. 72010 Україна, МКВ Е21В 43/18. Спосіб розробки нафтового покладу / Михайлюк В.Д., Кондрат Р.М., Мороз Л.Б. Заявник і патентовласник ІФНТУНГ. – № 200902382; заявл. 17.03.2009; опубл. 25.08.2009, Бюл. № 16.
31. Патент UA 108793 Композит з декольматації і очистки привибійної зони нафтогазонасичених пластів для підвищення ефективності вилучення вуглеводневих флюїдів / Губич І.Б./ Бюлетень 9 від 12.05.2014.
32. Правила розробки нафтових і газових родовищ України. – К.: Міністерство екології та природних ресурсів України, 2017. – 107 с.
33. Проект розробки Куличихинського родовища. – 2007.
34. Рудий М.І. Пошук ефективних поверхнево-активних речовин для дії на нафту Бугріватівського родовища / М.І. Рудий, М.В. Заяць // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2005. – №3. – С.75 – 81.

35. Свердловини на нафту і газ. Обробка свердловин з використанням розчинів поверхнево-активних речовин і їх композицій: СОУ 11.1-00135390. Чинний від 2006-06-01]. – Івано-Франківськ, 2006. – 70 с.
36. Фик І. М. Проектні рішення з новими технологіями на Куличихінському нафтогазоконденсатному родовищі [Текст] / І.М. Фик // Нафтова і газова промисловість, 1997. – №5. – С. 25–27.
37. Щодо впровадження полімерного заводнення на нафтових родовищах України / В.М. Дорошенко, В.Й. Прокопів, М.І. Рудий, Р.Б. Щербій // Нафтогазова галузь України. – 2013. – №3. – С. 29 – 32.
38. Adkins S., Arachchilage G.P., Solairaj S., Lu J. Development of thermally and chemically stable large-hydrophobe alkoxy carboxylate surfactants. SPE Improved Oil Recovery Symposium. Oklahoma: Society of Petroleum Engineers; 2012.
39. Application of Surfactants in Hydraulic Fracturing for Enhanced Oil/Gas Recovery Yanlin Chai, Xianwen Li and Dengwei Jing // Oil Res 2019, Vol 5(1): 161 DOI: 10.4172/2472-0518.1000161
40. Guntis Moritis. California steam EOR produces less; other EOR continues//Oil and Gas Journal. – 2002. – April 15. – P. 43 – 47.
41. Handy L. L., Datta P. Fluid distributions during immiscible displacements in porous media. – Soc. Petrol. Eng. J., 1966, September. – P. 261 – 266.
42. Najiah Nadir, Sara Shahrudin and Jofry Othman. Surfactant evaluation for enhanced oil recovery: Phase behavior and interfacial tension / Open Chemistry <https://doi.org/10.1515/chem-2021-0115>
43. Olajire A.A. Review of ASP EOR (alkaline surfactant polymer enhanced oil recovery) technology in the petroleum industry: Prospects and challenges. Energy. 2014;77:963 – 82. P.
44. Srivastava, L. Castro, SPE 140180-MS. Successful Field Application of Surfactant Additives to Enhance Thermal Recovery of Heavy Oil. SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, 25-28 September 2011, Manama, Bahrain.

45. Pezron E., Leibler, Ricard A. Audebert. Reversible Gel-formation Induced by Ion Complexation. 2. Phase Diagrams // *Macromolecules*, 1988. – v.21, № 4. – P. 1126 – 1131.

46. P. Khodaparast K. Jessen. Application of Surfactants in Well Stimulation // T. Solling et al. (eds.), *Surfactants in Upstream E&P, Petroleum Engineering*, Springer Nature Switzerland AG 2021. [https://doi.org/10.1007/978-3-030-70026-3\\_13](https://doi.org/10.1007/978-3-030-70026-3_13).

47. Tam K.C., Tiu G. Role of ionic species and valency of the steady shear behavior of partially hydrolyzed polyacrylamide solutions // *Colloid and polym. Sci.* – 1990. – v. 268, № 10. – P. 911 – 920.

48. U.S. Crude Oil, Natural Gas, Natural Gas Liquids Reserves, 2001 Annual Report Energi Information Administration. Washington. Office of Oil and Gas. U.S. Department of Energy.

49. Vahid Khosravi, SPE 132575-MS., 2010. Developing Surfactant to Increase the Production in Heavy Oil Reservoirs. Trinidad and Tobago Energy Resources Conference, 27-30 June 2010, Port of Spain, Trinidad.

50. Wong S., Van der Bas F. & Zuiderwijk P. (2004). High-power/high-frequency acoustic stimulation: A novel and effective wellbore stimulation technology. *SPE Production & Facilities*, 19(4), 183-188. <http://dx.doi.org/10.2118/84118-MS>