

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  
Водришорє Клібер  
З. Звирисю

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА  
на тему Особливості видобування високов'язких нафт на Яблунівському  
НГКР

Пояснювальна записка

Керівник

Професор, д.е.н., професор

Гораль Л.Т.

посада, наук. ступінь, ПІБ

Гораль  
підпис, дата

Виконавець роботи

Табащиний С.П.

студент, ПІБ

група 602-МВ

Таб  
підпис, дата

Консультант за 1 розділом

к.т.н. доц. Михайловська О.В.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 2 розділом

к.т.н. доц. Степаненко М.М.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом

к.т.н. доц. Нестеренко Т.М.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 4 розділом

к.т.н. доц. Карчевський С.І.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту

21.01.25

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

(шифр і назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ

*В.о. декана*

*Г. Гавриш*

“17” 01 2025 року

### ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Табашний Станіслав Павлович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: Особливості видобування високов'язких нафт на Яблунівському НГКР

Керівник роботи Гораль Ліліана Тарасівна, д.е.н., професор

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

затверджені наказом закладу вищої освіти від “09” 08 2024 року № 818-Ф/а

2. Строк подання студентом роботи 17.01 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

---

---

---

---

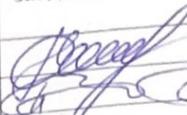
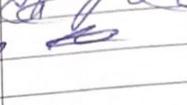
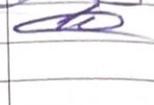
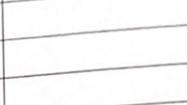
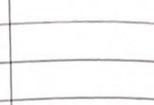
---

---

---

---

## 6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
1.	В.М., доц. Михайлович О.М.		
2.	К.Т.Н. доц. Федоренко М.М.		
3.	К.Т.Н., доц. Пестерко М.		

7. Дата видачі завдання 14.10.24

## 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)

Табашний С.П.  
(прізвище та ініціали)

Керівник роботи

  
(підпис)

Торалєв С.П.  
(прізвище та ініціали)

## ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ .....	2
ВСТУП .....	3
РОЗДІЛ 1 СУЧАСНИЙ СТАН ПИТАННЯ. МЕТА ТА ЗАВДАННЯ ДОСЛІДЖЕНЬ.....	5
1.1 Характеристика високов'язких нафт.....	5
1.2 Поширення високов'язкої нафти на родовищах України.....	8
1.3 Методи підвищення нафтовилучення.....	13
1.4 Висновки за розділом 1. Мета та задачі досліджень .....	18
РОЗДІЛ 2 ХАРАКТЕРИСТИКА ПОКЛАДІВ ВИСОКОВ'ЯЗКИХ НАФТ ЯБЛУНІВСЬКОГО НАФТОГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА .....	20
2.1 Геологічна будова та нафтогазоносність Яблунівського НГКР.....	20
2.2 Фізико-хімічні властивості нафт Яблунівського НГКР .....	26
2.3 Висновки за розділом 2 .....	30
РОЗДІЛ 3 ОПТИМІЗАЦІЯ РОЗРОБКИ ПОКЛАДІВ ВИСОКОВ'ЯЗКИХ НАФТ.....	32
3.1 Аналіз розробки покладів високов'язких нафт Яблунівського нафтогазоконденсатного родовища .....	32
3.2 Обґрунтування варіанту оптимізації розробки покладів високов'язкої нафти.....	35
3.3 Розрахунок дебіту свердловини з горизонтальним закінченням стовбура... 38	
3.4 Висновки за розділом 3 .....	40
РОЗДІЛ 4 ДОСЛІДЖЕННЯ ФІЗИКО-ХІМІЧНОГО ВПЛИВУ НА ВИСОКОВ'ЯЗКІ НАФТИ .....	41
4.1 Постановка експерименту з дослідження впливу ПАР на високов'язкі нафти.....	41
4.2 Результати досліджень ПАР .....	43
4.3 Висновки за розділом 4 .....	50
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ .....	52

## АНОТАЦІЯ

Табашний С.П. Особливості видобування високов'язких нафт на Яблунівському НГКР. Кваліфікаційна робота магістра за спеціальністю 185 «Нафтогазова інженерія та технології». – Полтава: Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка». – 2025.

Роботу присвячено дослідженню питання видобування високов'язких нафт на Яблунівському родовищі шляхом поєднання хімічних впливу через горизонтальні свердловини.

У першому розділі охарактеризовані високов'язкі нафти, визначене поширення цих нафт на родовищах України та проаналізовані методи підвищення вилучення.

У другому розділі наведена характеристика покладів високов'язких нафт Яблунівського НГКР. Визначено геологічні залягання цих покладів, запаси та фізико-хімічні високов'язких нафт.

У третьому розділі виконано аналіз розробки покладів високов'язких нафт Яблунівського НГКР, обґрунтовано варіант розробки з використанням свердловин з горизонтальними закінченнями.

У четвертому розділі відображені дослідження фізико-хімічного впливу на високов'язкі нафти різними поверхнево-активними речовинами та вибрано найбільш ефективну ПАВ.

Ключові слова: високов'язка нафта, Яблунівське НГКР, підвищення нафтовилучення, оптимізація розробки покладів, горизонтальна свердловина, фізико-хімічний вплив.

## ВСТУП

**Актуальність роботи.** У світі та в Україні, зокрема, відбувається постійний видобуток нафти і газу. Потреба у нафтопродуктах, не зважаючи на зацікавленість і поступовий перехід на альтернативні види енергії, не знижується. Нафту використовують не тільки як паливну сировину, але й для виготовлення пластику, фарб, у медичній галузі тощо.

Багато родовищ України вступили в завершальну стадію розробки. По мірі вилучення з пласта характеристики нафти змінюються і вона переходить у категорію важковидобувних. На родовищах, які розроблялися в режимі виснаження пластової енергії, виникають додаткові труднощі під час експлуатації свердловин через збільшення в'язкості нафти під час її розгазування та активізації процесів парафіновідкладення. Частка таких запасів нафти від загальних становить понад 70%. Нові родовища, що відкриваються, характеризуються порівняно невеликими запасами нафти, до яких відносяться в тому числі і високов'язкі нафти, нафти бітумінозних пісків та ін.

Найбільшим за запасами високов'язкої нафти в Україні є Яблунівське НГКР, який має низькі коефіцієнти вилучення нафти. Існують різноманітні підходи для підвищення вилучення нафти з використанням гідродинамічних, газових, фізико-хімічних, мікробіологічних, теплових та комбінованих методів. Активно розвиваються методи фізико-хімічного характеру в поєднанні з гідродинамічними методами, такі як витіснення нафти пінними системами, водними розчинами ПАР, полімерним заводненням, лужним та кислотним заводненням, а також витіснення нафти різними хімічними реагентами. Вибір конкретного методу підвищення вилучення нафти залежить від різноманітних факторів.

**Мета роботи** – обґрунтування методу видобування високов'язких нафт на Яблунівському НГКР.

**Основні задачі досліджень:**

- ознайомитися з методами підвищення нафтовилучення високов'язких нафт;
- проаналізувати розробку високов'язких нафт на Яблунівському НГКР;
- запропонувати ефективний метод вилучення високов'язких нафт на Яблунівському НГКР.

**Об'єкт дослідження** – технологічні рішення з розробки високов'язких нафт Яблунівського НГКР.

**Предмет дослідження** – підвищення вилучення високов'язких нафт.

**Методи досліджень:** вирішення поставлених завдань базується на застосуванні аналітичних методів та аналізі даних досліджень поверхнево-активних речовин.

**Наукова новизна** отриманих результатів полягає в наступному: запропоновано комплексний метод вилучення високов'язких нафт на Яблунівському нафтогазоконденсатному родовищі.

**Практичне значення отриманих результатів** полягає в обґрунтуванні методу розробки покладів високов'язких нафт Яблунівського НГКР.

**Особистий внесок автора** роботи полягає у:

- проведенні літературного пошуку та його обробці;
- узагальненні результатів досліджень високов'язких нафт на Яблунівському НГКР та чинників, що підвищують їх вилучення.

**Структура та об'єм роботи.** Магістерська робота складається з вступу, 4 розділів, загальних висновків, списку використаних джерел (49). Робота виконана на 58 сторінках, містить 6 таблиць, 21 рисунок, 3 формули.

Робота виконана на кафедрі нафтогазової інженерії та технологій Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка» під керівництвом д.е.н., професора Гораль Ліліани Тарасівни.

## РОЗДІЛ I

### СУЧАСНИЙ СТАН ПИТАННЯ. МЕТА ТА ЗАВДАННЯ ДОСЛІДЖЕНЬ

#### 1.1 Характеристика високов'язких нафт

В'язкість – це властивість нафти чинити опір переміщенню її частинок при русі. В'язкість визначає ступінь переміщення нафти в надрах і суттєво впливає на продуктивність свердловин і ефективність розробки покладів [2].

При температурі 20°C в поверхневих умовах в'язкість нафти коливається від 0,2 до 2000 мПа·с (зазвичай від 0,8 до 50 мПа·с). Нафти з в'язкістю менше 5 мПа·с вважають малов'язкими, тоді як ті, у яких в'язкість перевищує 30 мПа·с, вважають високов'язкими. Експлуатація високов'язких нафт передбачає використання спеціальних методів, що базуються на тепловій обробці або використанні загущених та хімічно активних витісняючих агентів.

У пластових умовах, де газ розчинений у нафті і діє висока температура, в'язкість нафти суттєво зменшується (іноді в десятки разів) порівняно з поверхневими умовами після сепарації. При охолодженні деякі нафти утворюють колоїдні системи через кристалізацію або коагуляцію складових компонентів, таких як асфальтени і парафіни. Це призводить до різкого збільшення в'язкості, і швидкість їх руху стає не пропорційною силі, що застосовується. Такі нафти відомі як неньютонівські [12].

Високов'язкі нафти відносяться до важковидобувних.

По класифікації Е. Халімова і М. Лісовського для віднесення запасів до категорії важковидобувних окрім основних геолого-фізичних умов – в'язкість більше 30 мПа·с, проникність менше 0,03 мкм<sup>2</sup>, пористість менше 8%, нафтонасиченість менше 55%, нафтонасичена товщина для теригенних і карбонатних пластів не більше 2 і 4 м відповідно – додатковим критерієм є показник вироблення, величина якого складає більше 70% [4].

Згідно з Правилами розробки [21] до важковидобувних нафт відносяться такі, що приурочені до ділянок з такими ознаками:

- високов'язкі нафти (з динамічною в'язкістю в пластових умовах понад 30 мПа·с);

- запаси вуглеводневої сировини розміщені в низькопроникних колекторах (менше 0,05 мкм<sup>2</sup> для нафти);

- запаси нафти локалізовані у нафтових облямівках і підгазових зонах нафтогазоконденсатних родовищ з висотою нафтового покладу менше 30 м і шириною менше 200 м;

- ступінь вироблення початкових видобувних запасів нафти становить понад 80 %;

- середня обводненість продукції нафтових покладів становить понад 80 % за умови вилучення понад 60 % початкових видобувних запасів;

- родовища розташовані у морських акваторіях.

Запаси важкої і високов'язкої нафти приблизно в 5 разів перевищують запаси легкої і малов'язкої нафти. Вони є важливою частиною сировинної бази нафтовидобувної галузі, у тому числі України [15].

Відповідно до широко використовуваної класифікації у світовій практиці, важкі нафти – це нафти з густиною від 920 до 1000 кг/м<sup>3</sup> та в'язкістю від 10 до 100 мПа·с. Природні бітуми описуються як слабо текучі або напівтверді суміші, переважно вуглеводневого складу, з густиною понад 1000 кг/м<sup>3</sup> та в'язкістю понад 10000 мПа·с. Надважкі нафти, розташовані між бітумами та важкими нафтами, характеризуються в'язкістю від 100 до 10000 мПа·с і густиною близько або трохи більше 1000 кг/м<sup>3</sup>.

Умови в'язкості в пластових умовах для родовищ важкої нафти коливаються від порівняно невеликих значень 20 мПа·с до значень в'язкості, аналогічних природному бітуму – 9000 мПа·с. Більшість родовищ мають в'язкість у межах 1000 мПа·с. Запаси важких нафт розташовані на всіх

глибинах від 300 м до понад 1500 м, і при цьому лише 5% балансових запасів високов'язких нафт припадає на глибини понад 1500 м [15].

В'язкі нафти є малопрозорими темними рідинами коричневого, бурого або чорного кольору з різними відтінками червоного та зеленого. Окислені нафти чорні, густі та в'язкі.

В'язкість нафти залежить від умісту в ній твердих, газоподібних і рідких речовин (механічні домішки та смолисто-асфальтенові речовини, парафіни, металопорфіринові комплекси, органічні ПАР тощо) і від дисперсності твердих частинок. Утворення об'ємної структурної сітки з частинок асфальтенів, смол і парафінів є причиною аномальної в'язкості нафти з великою концентрацією смолисто-асфальтенових речовин. В'язкість нафт впливає на термін експлуатації покладу, повноту вироблення запасів й інші показники розробки родовищ [4, 19].

Парафінисті нафти є дисперсними системами неоднорідного складу, схильними до структуроутворення при зниженні температурами, що сприяє відкладенню парафіну на поверхні порових каналів пласта і створює проблеми при видобутку нафти.

Погіршення складу і властивостей нафт може відбуватися в результаті зниження тиску пласта і виділення газу; хроматографічного розділення нафти при її русі по пласту; біодеградації під дією мікрофлори пласта; розчинення компонентів в закачуваній воді, використовуваній для підтримки тиску пласта; окислення киснем, внесеним в пласт із закачуваною водою [7].

Відмінною особливістю високов'язкої нафти є висококонцентрована асоційована дисперсна система. Це ускладнює не лише процес видобутку нафти, але і негативно відбивається на її транспортуванні і підготовці [6].

## 1.2 Поширення високов'язкої нафти на родовищах України

На суші і в акваторіях понад 120 країн світу виявлено більше 30 тисяч нафтових і газових родовищ. Сумарні розвідані запаси нафти в цих родовищах оцінюються в 130 – 140 млрд т. Щорічний видобуток нафти становить – 3 – 3,2 млрд т (рис. 1.1).



Рисунок 1.1 – Світові запаси нафти

Важка високов'язка нафта і бітуми як джерела вуглеводнів займають особливе місце, що зумовлено, по-перше, їхньою генетичною і геохімічною спорідненістю з «нормальною» нафтою, а по-друге, колосальними ресурсами. Сумарні геологічні запаси цих таких нафт лише в Західній Канаді (Атабаска, Вабаска, Піс-Рівер) і бітумінозному поясі Оріндко перевищують 500 млрд т. Високов'язкі нафти відомі у Канаді, Венесуелі та Південній і Північній Америці, а також на Близькому Сході [17, 33].

В Україні відкрито понад 270 родовищ нафти і газу. Розвідані запаси нафти в Україні оцінюються в 150 млн т. В останні роки щорічний видобуток нафти в Україні становить близько 4 млн т (при потребі 40 – 50 млн т) [23, 34].

Якісна характеристика та структура важковидобувних запасів нафти в Україні зображена на рис. 1.2.



Рисунок 1.2 – Важковидобувні запаси нафти України

Виділяються три нафтовидобувні райони: Дніпровсько-Донецький, Прикарпатський і Причорноморський.

В Україні існували всі геологічні і гідрогеологічні передумови для формування великих промислових скупчень важкої нафти й асфальтів. Але ступінь їхньої розвіданості, за винятком озокеритових покладів Передкарпатського прогину, дуже низький. Скупчення важкої високов'язкої нафти і бітумів у Дніпровсько-Донецької западині, а також у Переддобруджі і на Керченському півострові були відкриті під час пошуків нафти і газу.

Великі резервуари важкої високов'язкої нафти були виявлені в Яблунівському газоконденсатному родовищі (у масивних алювіальних пісковиках башкирського і московського ярусів) та Бугруватівському нафтогазовому родовищі (у верхньовізейських прибережно-морських пісковиках), а також на Скоробагатьківському, Решетняківському, Свидницько-Коханівському родовищах тощо [8, 9].

Залежність густини нафти Дніпровсько-Донецької западини, визначеної на основі аналізу більше 500 покладів, від глибини залягання, смол, асфальтенів і парафінів наведена на рис. 1.3 – 1.5 [23].

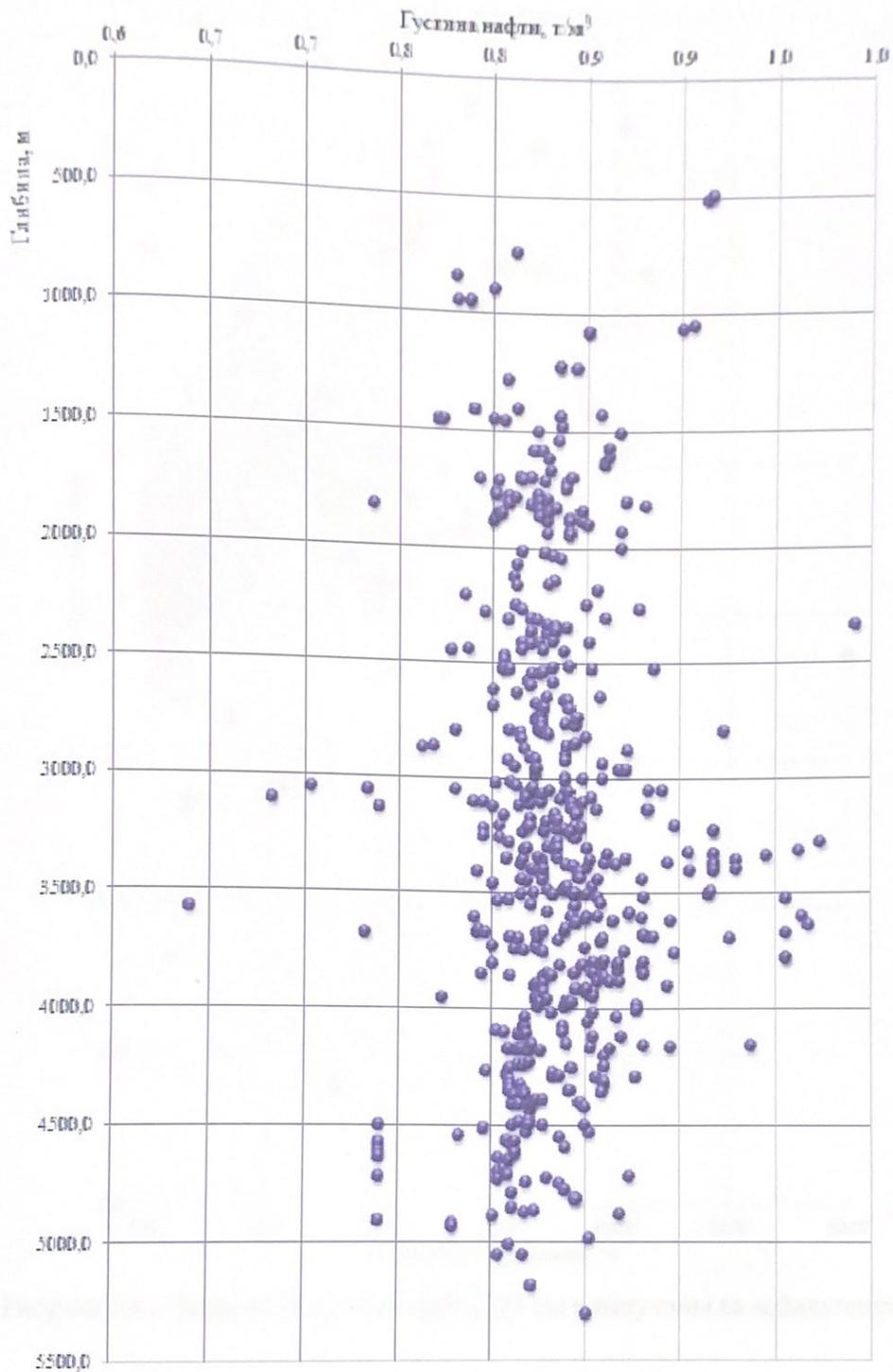


Рисунок 1.3 – Залежність густини нафти ДДЗ від глибини [23]

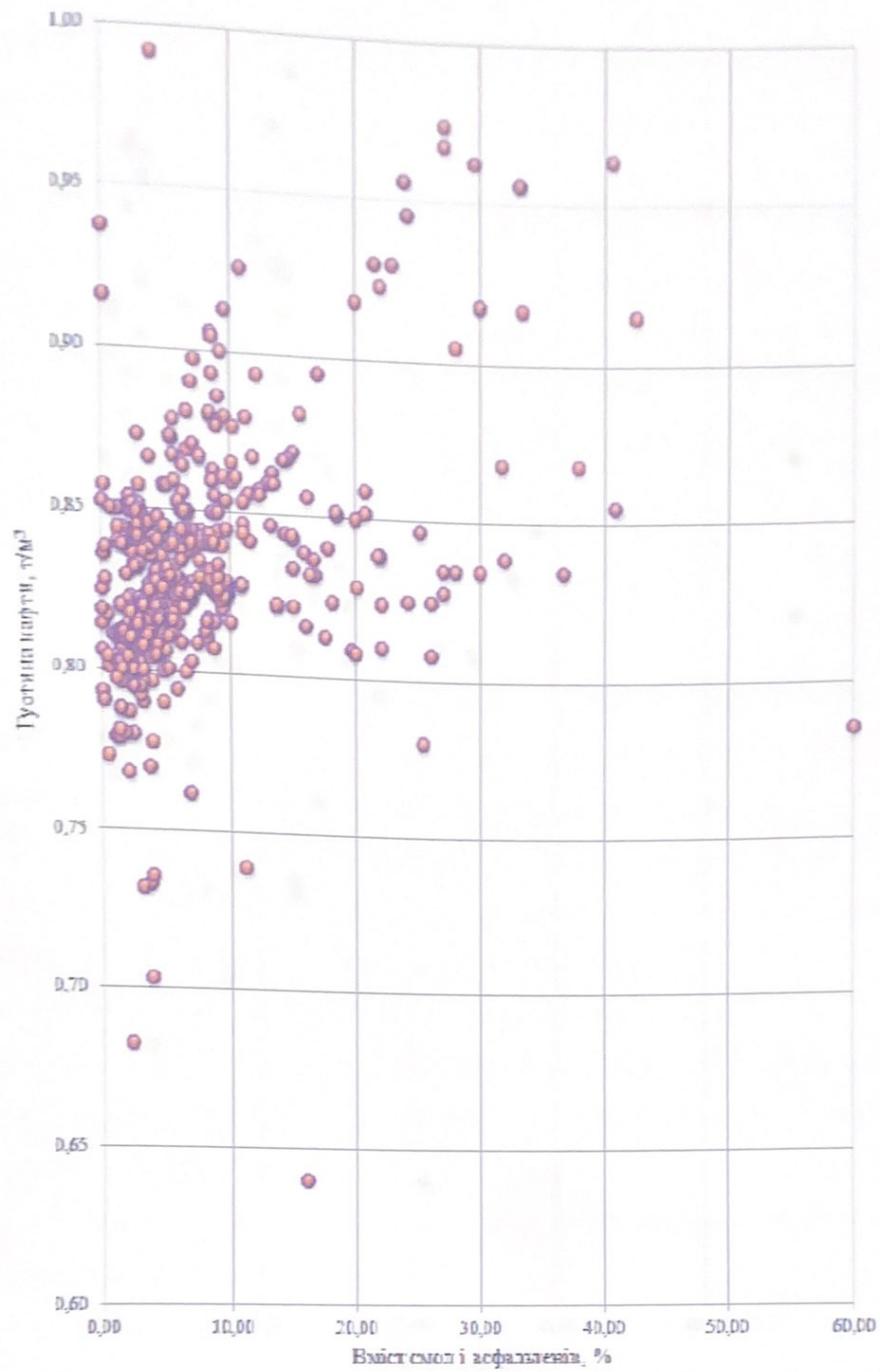


Рисунок 1.4 – Залежність густини нафт ДДЗ від вмісту смол та асфальтенів [23]

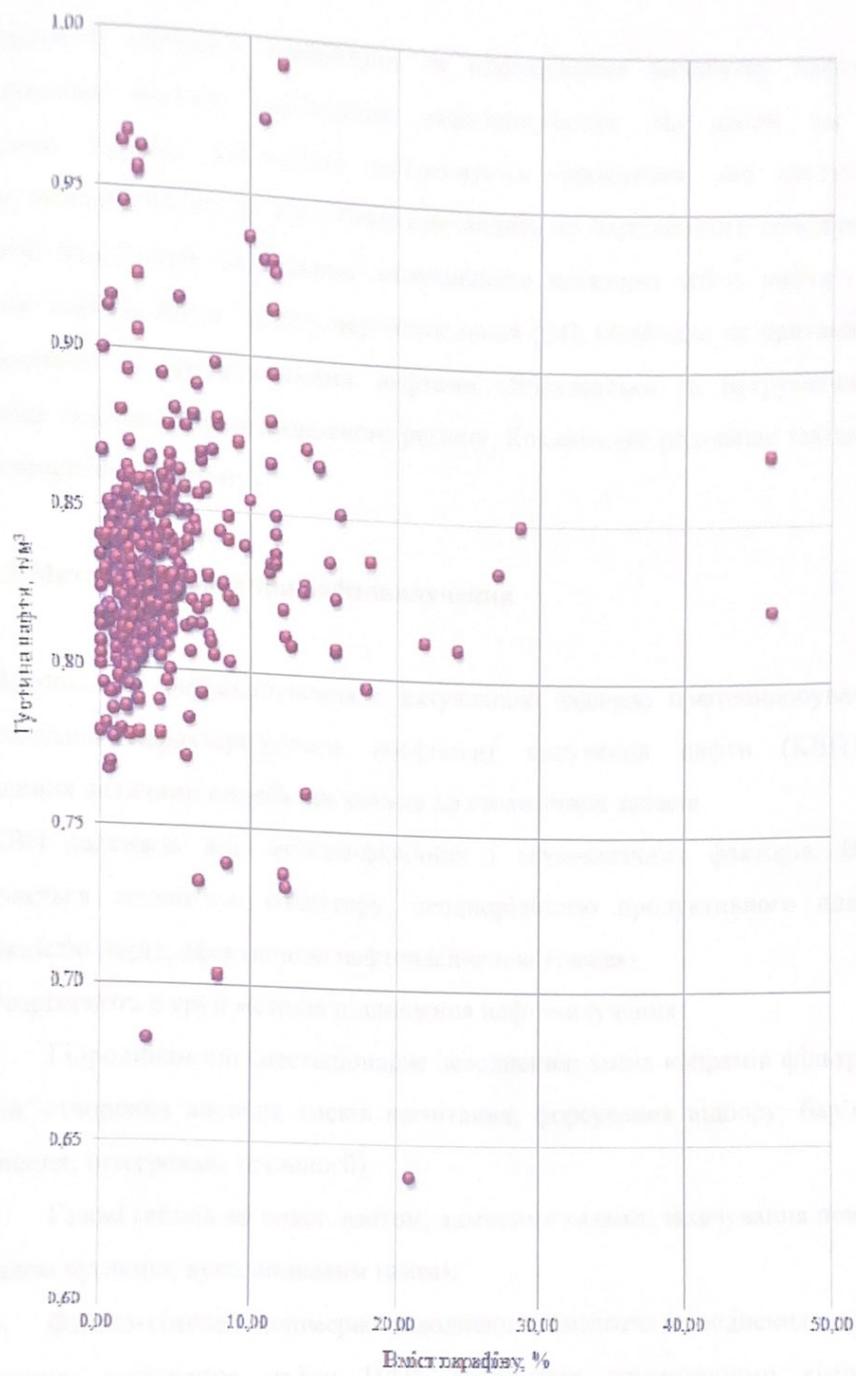


Рисунок 1.5 – Залежність густини нафт ДДЗ від вмісту парафінів [23]

Одним із напрямів стабілізації та нарощування видобутку нафти є впровадження методів підвищення нафтовилучення. На даний час на родовищах України найчастіше застосовують заводнення, яке поступово втрачає свою ефективність [16]. Воно призводить до передчасного обводнення продукції видобувних свердловин, інтенсивного зниження дебіту нафти і, як наслідок, набуття ними статусу нерентабельних [24]. Особливо це притаманне для родовищ із високов'язкими нафтами (Яблунівське та Бугруватівське родовища східного нафтогазоносного регіону, Коханівське родовище західного нафтогазоносного регіону).

### 1.3 Методи підвищення нафтовилучення

Підвищення нафтовилучення є актуальною задачею нафтовидобування. Нафтовіддача характеризується коефіцієнт вилучення нафти (КВН) – відношення величини видобутих запасів до геологічних запасів.

КВН залежить від геолого-фізичних і технологічних факторів. Вона визначається літологією колектору, неоднорідністю продуктивного пласта, проникністю порід, ефективною нафтонасиченою товщею.

Розрізняють 6 груп методів підвищення нафтовилучення:

1. Гідродинамічні (нестационарне заводнення; зміна напрямів фільтрації потоків; створення високих тисків нагнітання; форсування відбору; бар'єрне заводнення; інтегровані технології);
2. Газові (вплив на пласт: азотом, димовими газами; закачування повітря діоксидом вуглецю; вуглеводневим газом);
3. Фізико-хімічні (полімерне заводнення; кислотне заводнення; лужне заводнення; витіснення нафти ПАР; витіснення композиціями хімічних реагентів);
4. Теплові (внутрішньопластове горіння; витіснення нафти гарячою водою; паротепловий вплив на пласт; пароциклічний вплив на пласт);

5. Мікробіологічні;

6. Комбіновані.

Відомі методи нафтогазовилучення зазвичай характеризуються спрямованим ефектом і усувають 1 – 2 причини, що впливають на стан залишкових запасів [11, 18, 26, 30, 37, 44].

На рис. 1.6 наведені усі перелічені методи, які можна об'єднати в 4 групи за агентом впливу.

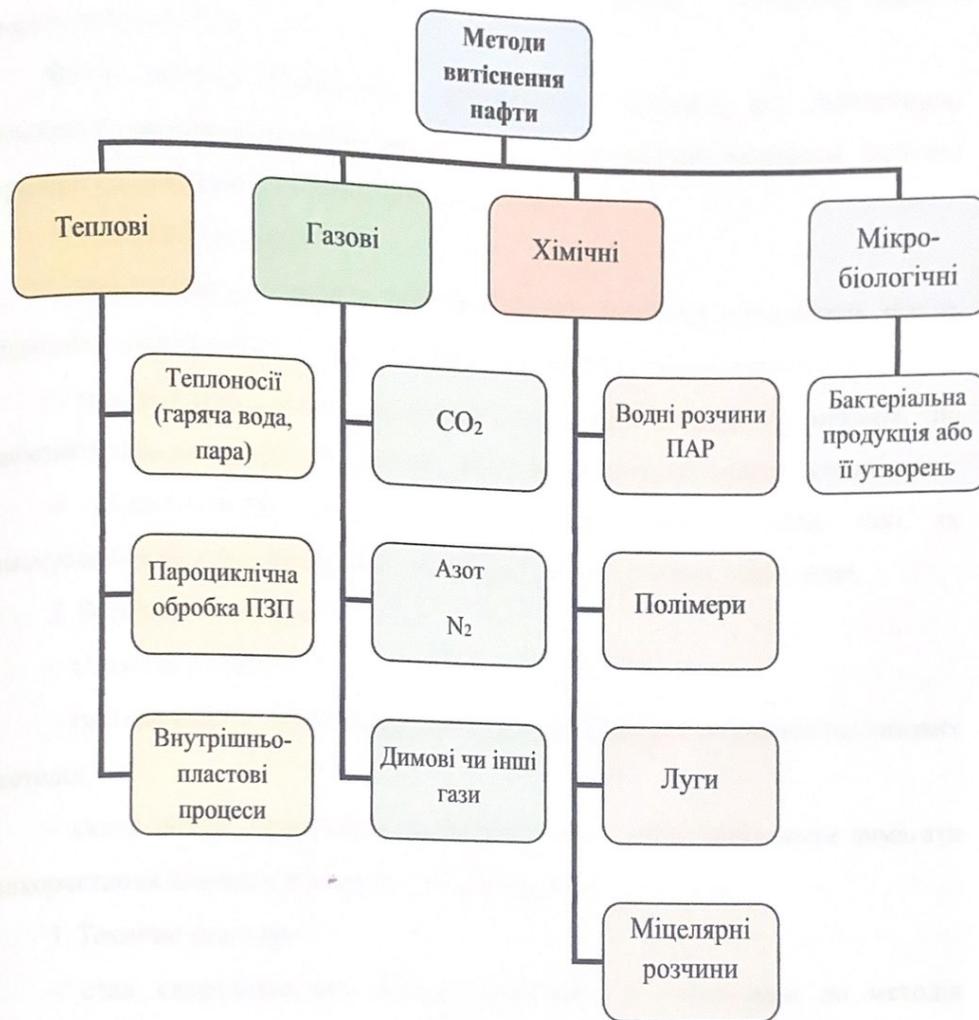


Рисунок 1.6 – Методи витіснення нафти залежно від агенту впливу

Використання того чи іншого робочого агента на збільшення коефіцієнту вилучення нафти є одним із визначальних факторів. Так, теплоносії (пара) дає збільшення КВН до 15 – 35%; суміш повітря з водою (внутрішньопластове горіння) – 15 – 30%; діоксид вуглецю  $\text{CO}_2$  – 8 – 15%; суміш води з газом – 5 – 10 %; полімери – 5 – 8 %; луги – 2 – 8 %; мицелярні розчини – 8 – 20%. Нафта є неперервною фазою, але за умови проникнення до неї агента витіснення стає рухомою. В промитих зонах нафтонасиченість низька, і залишкова нафта є нерухомою [38, 45].

Вибір методів підвищення нафтовіддачі залежить від геологічних, технічних, економічних та екологічних умов конкретного родовища. Основні критерії поділяються на кілька категорій:

#### 1. Геологічні умови:

- тип колектору: пористі чи тріщинуваті колектори потребують різних підходів (хімічні методи, газове заводнення, мікробіологічні технології);
- однорідність пласта: неоднорідні колектори потребують методів, що забезпечують рівномірне витіснення нафти, наприклад, полімерне заводнення;
- фізико-хімічні властивості порід: властивості пласта, такі як змочуваність та капілярний тиск, впливають на вибір агента витіснення.

#### 2. Властивості нафти:

- в'язкість нафти;
- густина нафти: легка нафта ефективно вилучається за допомогою газових методів;
- склад нафти: присутність парафінів, смол і асфальтенів може вимагати використання хімічних реагентів для поліпшення витіснення.

#### 3. Технічні фактори:

- стан свердловинного фонду: адаптованість свердловин до методів підвищення нафтовилучення;
- доступність технологій: вибір методу залежить від наявності відповідного обладнання для його реалізації;

– інфраструктура: наявність систем для нагнітання агентів (вода, газ, пар) впливає на технічну можливість впровадження методу.

#### 4. Економічність.

#### 5. Екологічні аспекти:

– мінімізація впливу на довкілля: використання агентів і технологій, які не забруднюють навколишнє середовище (наприклад, мікробіологічні методи);

– ефективне управління відходами: контроль забруднень та переробка супутніх продуктів.

#### 6. Фізико-хімічна сумісність:

– сумісність з пластовими умовами: агенти нагнітання (полімери, гази або хімічні розчини) мають бути сумісними з пластовими рідинами та породами;

– стійкість агентів нагнітання: полімери або інші речовини повинні зберігати свої властивості у пластових умовах [14, 48, 49].

Вибір методу підвищення нафтовіддачі є багатофакторним завданням, яке вимагає ретельного аналізу всіх аспектів. Оптимальне рішення повинно максимально відповідати умовам конкретного родовища, забезпечуючи найвищу ефективність та рентабельність видобутку.

У більшості випадків в'язкість нафти є вирішальним критерієм вибору методу підвищення нафтовилучення. Усі фізико-хімічні методи в поєднанні з заводненням застосовуються при в'язкості менше 30 – 40 мПа·с. Полімерне заводнення рекомендується для нафти із в'язкістю 100 – 150 мПа·с. При більшій в'язкості застосовують термічні методи.

Ще 10 років тому в Україні найбільша частка у видобутку нафти належала гідродинамічним методам – 64 %, тепловим – 18 %, технології ГРП – 16 %, хімічним методам – 2 %. У світовій практиці найбільше застосовують теплові та газові методи, частка додаткового видобутку за рахунок яких складає понад 95 % [22].

Метод закачування пари рекомендований для розробки покладів з в'язкістю 40 – 50 мПа·с, для яких заводнення є неефективним. Нагнітання пари

в пласт дозволяє досягти коефіцієнта вилучення нафти 0,4 – 0,6. Ефективність забезпечується завдяки зниженню в'язкості нафти, її дистиляції у зоні пари, видалення смол і асфальтенів зі стінок пор породи тощо. Глибина залягання пласта при використанні пари становить близько 1000 м, нафтонасичена товща повинна бути 10 – 40 м. Відстань між свердловинами 200 – 300 м. Процес особливо ефективний для розробки покладів з високою нафтонасиченістю, оскільки втрата тепла на нагрів води в порах мінімальна. Також є обмеження стосовно складу породи: більш сприятливі умови – наявність кварцевих пісків, менш сприятливі – з уламками глинистих порід.

Термохімічні методи полягають у здатності нафти вступати в реакцію з киснем, що нагнітається в пласт. В результаті виділяється велика кількість тепла – тобто відбувається внутрішньопластове горіння. Для видобування високов'язкої нафти краще використовувати прямоточне вологе горіння, коли в пласт нагнітається у певному співвідношенні повітря і вода. Для термохімічного методу слід обирати поклади на глибинах не більше 1500 – 2000 м. В'язкість нафти варіюється в широких межах – 10 – 1000 мПа·с. Ці флюїди містять багато важких фракцій, що будуть відігравати роль палива у процесі горіння. Нафтонасиченість повинна бути більшою за 30 – 35%, проникність порід – 0,1 мкм<sup>2</sup>, товщина пласта більша за 3 – 4 м.

Ефективним є витіснення нафти агентами-розчинниками, що змішуються з нафтою. Це можуть бути зріджені нафтові гази (пропан), збагачені газом (метан зі значною кількістю C<sub>2</sub> – C<sub>6</sub>) та інші. Використання збагаченого газу ефективно у покладі з пластовими тисками 10 – 20 МПа, а зрідженим газом – більше 8 – 14 МПа. Глибина залягання покладів – більше 1000 – 1200 м. Товщина пластів – 10 – 15 м. При використанні витіснення зрідженим пропаном є обмеження щодо пластової температури – не більше 96 – 97°C, бо при більших температурах пропан переходить у газоподібний стан [28, 35, 40 – 43, 46, 47].

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

1. В'язкість визначає ступінь переміщення нафти в надрах і суттєво впливає на продуктивність свердловин і ефективність розробки покладів. За загальноприйнятою класифікацією нафти з в'язкістю менше 5 мПа·с вважають малов'язкими, а з в'язкістю 30 мПа·с – високов'язкими. Високов'язкі нафти відносяться до важковидобувних. В'язкість нафти залежить від умісту в ній твердих, газоподібних і рідких речовин (механічні домішки та смолисто-асфальтенові речовини, парафіни, металопорфіринові комплекси, органічні ПАВ тощо) і від дисперсності твердих частинок. Утворення об'ємної структурної сітки з частинок асфальтенів, смол і парафінів є причиною аномальної в'язкості нафти з великою концентрацією смолисто-асфальтенових речовин.

2. На суші і в акваторіях понад 120 країн світу виявлено більше 30 тисяч нафтових і газових родовищ. Сумарні розвідані запаси нафти в цих родовищах оцінюються в 130 – 140 млрд т. Щорічний видобуток нафти становить – 3 – 3,2 млрд т. В Україні відкрито понад 270 родовищ нафти і газу. Розвідані запаси нафти в Україні оцінюються в 150 млн т. В останні роки щорічний видобуток нафти в Україні становить близько 4 млн т (при потребі 40 – 50 млн т). В Україні існували всі геологічні і гідрогеологічні передумови для формування великих промислових скупчень важкої нафти й асфальтів. Але ступінь їхньої розвіданості дуже низький. Одним із напрямів стабілізації та нарощування видобутку нафти є впровадження методів підвищення нафтовилучення, в тому числі із залученням фонду родовищ із високов'язкими нафтами (Яблунівського та Бугруватівського родовищ східного нафтогазоносного регіону, Коханівського родовища західного нафтогазоносного регіону).

3. Використання того чи іншого робочого агенту на збільшення коефіцієнту вилучення нафти є одним із визначальних факторів. Нафта є неперервною фазою, але за умови проникнення до неї агенту витіснення стає

рухомою. В промитих зонах нафтонасиченість низька, і залишкова нафта є нерухомою. Усі фізико-хімічні методи в поєднанні з заводненням застосовуються при в'язкості менше 30 – 40 мПа·с. Полімерне заводнення рекомендується для нафт із в'язкістю 100 – 150 мПа·с. При більшій в'язкості застосовують термічні методи.

Таким чином, метою є обґрунтування методу видобування високов'язких нафт на Яблунівському НГКР.

**Основні задачі досліджень:**

- ознайомитися з методами підвищення нафтовилучення високов'язких нафт;
- проаналізувати розробку високов'язких нафт на Яблунівському НГКР;
- запропонувати ефективний метод вилучення високов'язких нафт на Яблунівському НГКР.

## РОЗДІЛ 2

### ХАРАКТЕРИСТИКА ПОКЛАДІВ ВИСОКОВ'ЯЗКИХ НАФТ ЯБЛУНІВСЬКОГО НАФТОГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА

#### 2.1 Геологічна будова та нафтогазоносність Яблунівського НГКР

Яблунівське нафтогазоконденсатне родовище знаходяться в Полтавській області на відстані 17 км від міста Лохвиця (рис. 2.1). Воно знаходиться в північно-західній частині приосьової зони Дніпровсько-Донецької западини в межах південного схилу Жданівської депресії.

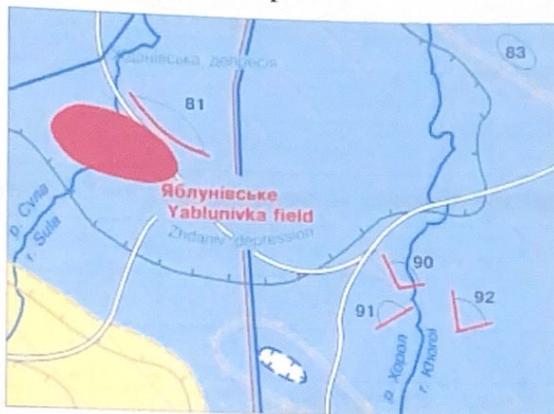


Рисунок 2.1 – Ситуаційна схема розміщення Яблунівського НГКР [1]

Відкрите Яблунівське родовище в 1977 році свердловиною 1. Воно є найбільшим за розвіданими запасами. Родовище приурочене до Яблунівської брахіантиклінальної складки субширотного простягання. Крила складки асиметричні, амплітуда – близько 900 м. Вгору по розрізу складки відмічається її виположування. Розміри по карбонових відкладах складають 12000x6000 м. Складка порушена проявами тектогенезу. Вона розбита рядами тектонічних порушень на блоки. Основний розлом у поздовжньому напрямку, має субширотне простягання, поділяє структуру на дві частини: північну занурену

та підведи до підняття. Амплітуда скида становить 250 м. Розлом ускладнений кількома відгалуженими розломами значно меншої амплітуди.

1983 року розпочата дослідно-промислова розробка Яблунівського НГКР з покладів конденсату горизонтів Т-1 та В-17 (рис. 2.2, 2.3).

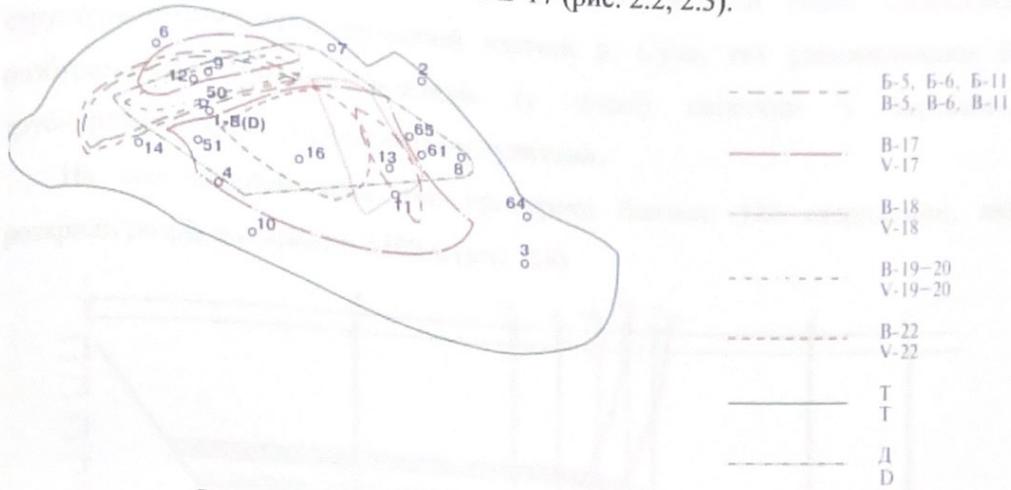


Рисунок 2.2 – Схема зіставлення контурів покладів [1]

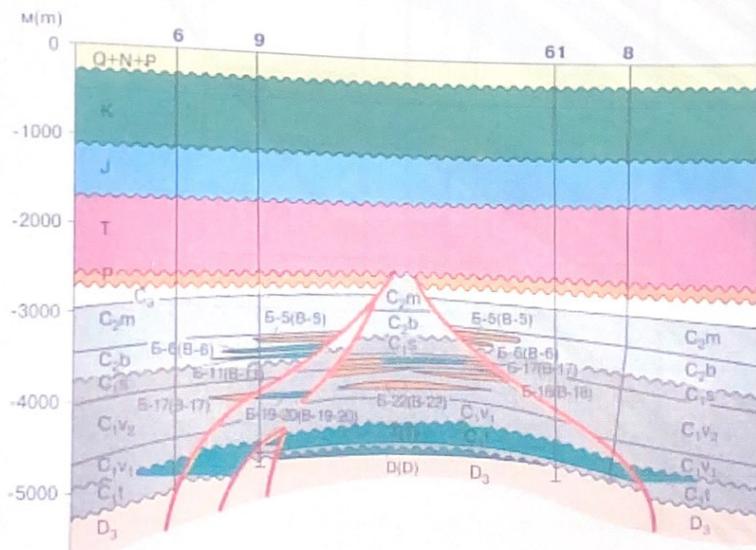


Рисунок 2.3 – Геологічний розріз по свердловинам 6 – 9 – 61 – 8 [1]

Рисунок 2.4 – Геологічний розріз Яблунівського НГКР [2]

1988 року розпочато видобуток нафти зі свердловини №68, якою введено в розробку поклад горизонту Б-6.

Хоча родовище перебуває тривалий час у розробці, але воно досі вивчене недостатньо. Це пов'язано зі складними поверхневими умовами. Складна структура розміщена в заплаві р. Сула, яка унеможлиблює її розбурювання. Частина покладів (у плані) співпадає з дорогами, трубопроводами і навіть населеними пунктами.

На сьогоднішній день вже пробурено близько 120 свердловин, які розкрили розріз до глибини 5200 м (рис. 2.4).

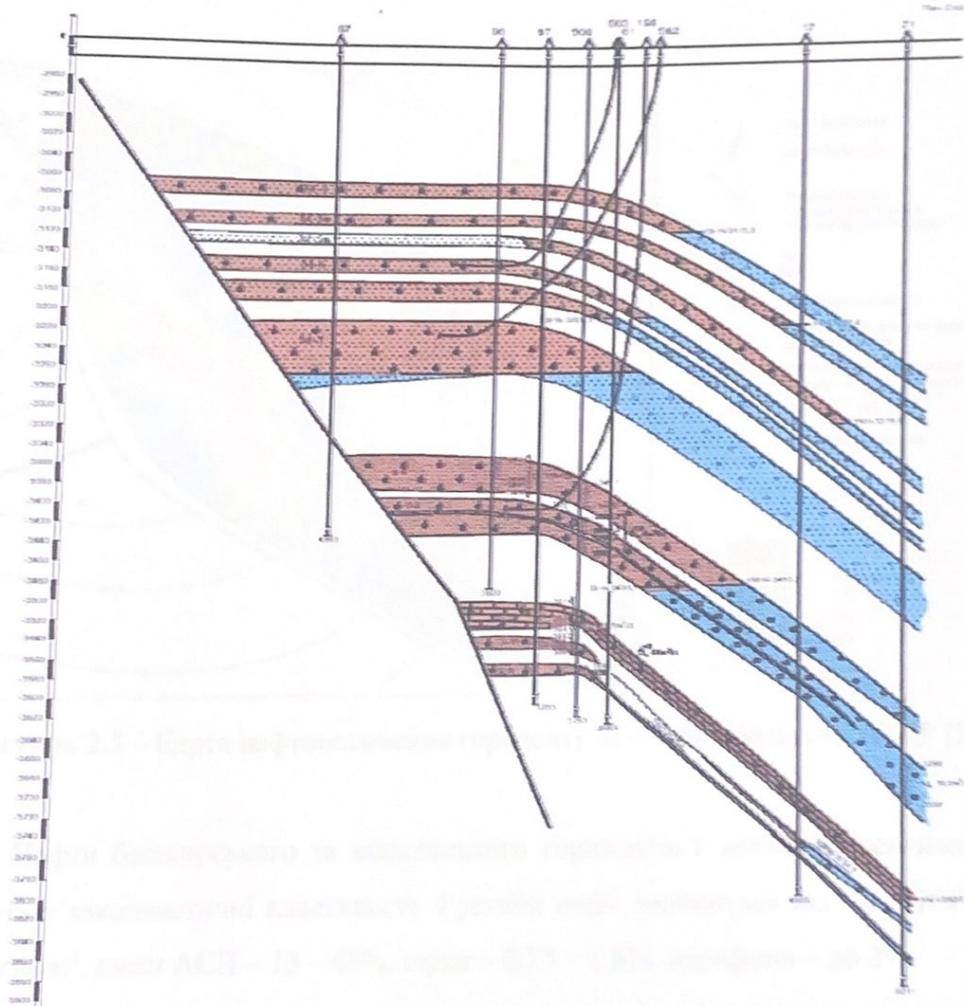


Рисунок 2.4 – Геологічний розріз Яблунівського НГКР [23]

Промисловими геофізичними дослідженнями та випробуванням свердловин установлена промислова газонасність відкладів девону й турнейського ярусу нижнього карбону та нафтогазонасність відкладів візею, серпуховію нижнього карбону. Також у відкладах башкирського і московського ярусів середнього карбону виявлені поклади високов'язкої бітумінозної нафти. Розвідано нафтогазонасний поверх 1500 – 1900 м.

У розрізі башкирських відкладів виділено продуктивні горизонти Б-11, Б-10, Б-8, Б-6 і Б-5; у розрізі московських відкладів – горизонти М-7, М-6, М-5н, М-5в, М-4 (рис. 2.5).

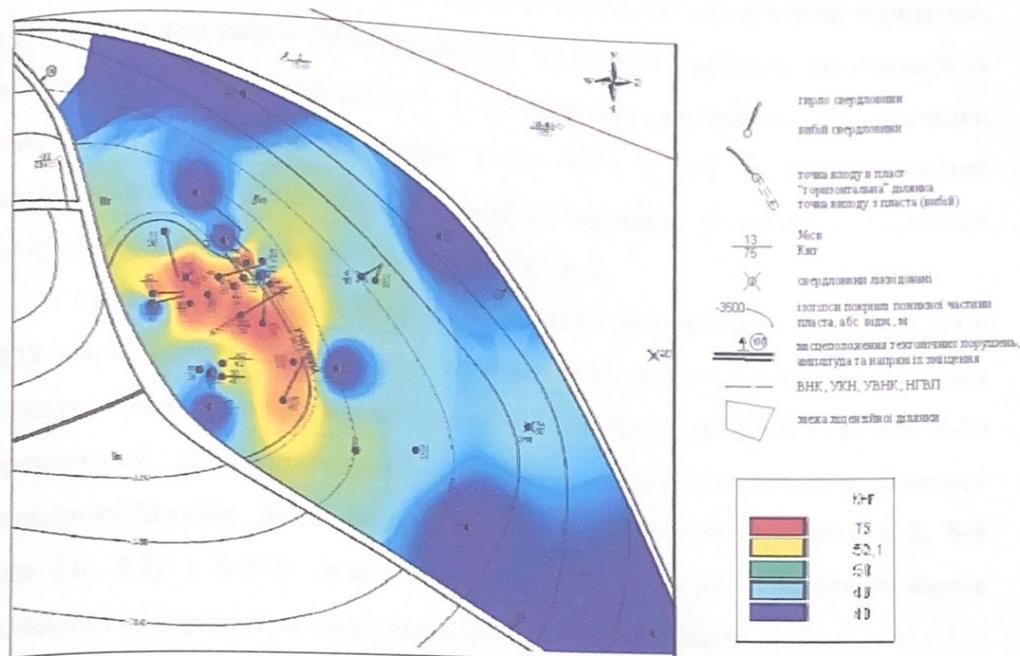


Рисунок 2.5 – Карта нафтонасичення горизонту М-7 Яблунівського НГКР [23]

Нафти башкирського та московського горизонтів є неньютонівськими та мають в'язкопластичні властивості. Густина нафти змінюється від  $900 \text{ кг/м}^3$  до  $1060 \text{ кг/м}^3$ , вміст АСП – 13 – 43%; сірки – 0,75 – 1,8%, парафінів – до 2%.

Відклади московського ярусу представлені теригенними породами

товщиною 143 – 670 м. Нижня частина московського ярусу (горизонти М-7 і М-6) складена потужними (ефективною товщиною 40 – 80 м) пластами пісковиків, що чергуються з прошарками аргілітів невеликої товщини. Колектори представлені сірими дрібнозернистими, рідше дрібно середньозернистими пісковиками та темно-сірими алевролітами. По площині також спостерігається наявність прошарків слюди. Зустрічається включення піриту та вуглистої речовини. Цемент колекторів каолінітовий, гідрослюдисто-каолінітовий (15 %), базальний карбонатний (30%). У порах поодинокі присутні кальцит і доломіт. Стінки пор та окремі пори нерівномірно наповнені бітумним цементом. Пісковики утворюють непотужні продуктивні горизонти, що містять в'язкі нафти. Вище по розрізу переважають аргіліти, які утворюють потужні пачки, що чергуються з прошарками пісковиків. Ці пісковики утворюють продуктивні горизонти М-5н, М-5в і М-4. У верхній частині московського ярусу залягають прошарки пісковиків та аргілітів. Подекуди зустрічаються прошарки малої товщини вапняків.

У башкирському ярусі Яблунівського НГКР розташований найдавніший у ДДЗ поклад середнього карбону – горизонт Б-11, що сконцентрований у двох пластах пісковіку, які розділені прошарками вапняків і аргілітів. Горизонт Б-10 приурочений до глинисто-карбонатної товщі лагунно-морського генезису товщиною близько 20 м. Вище залягають продуктивні горизонти Б-8, Б-6 (рис. 2.6, 2.7) і Б-5 у складі потужної піщаної пачки. Пісковики мають різноманітну зернистість і сортування уламкового матеріалу.

Сьогодні розробка покладів високов'язких нафт Яблунівського НГКР здійснюється 20 свердловинами, з яких 6 мають горизонтальні закінчення стовбура. Усі горизонтальні стовбури пробурені в межах блогу Пг у східній частині родовища. Але основна частина виявлених та не залучених до розробки покладів належить до північної частини родовища – блоки Па, Пб, Пв. Дебіти вертикальних свердловин, що видобувають нафту, в середньому складають 1 т/добу (і не перевищують 2 т/добу). Для горизонтальних свердловин

характерні дебіти 3,5 – 50 т/добу.

Яблунівське родовище має значні запаси нафти. Розвідані запаси нафти башкирських та московських відкладів Яблунівського родовища становлять близько 50 млн т, де зосереджено понад 90 % усіх розвіданих запасів нафти родовища. Проте ступінь геологічної вивченості цих покладів залишається низьким. За попередніми оцінками перспективні ресурси нафти в межах родовища сягають 290 тис тон.

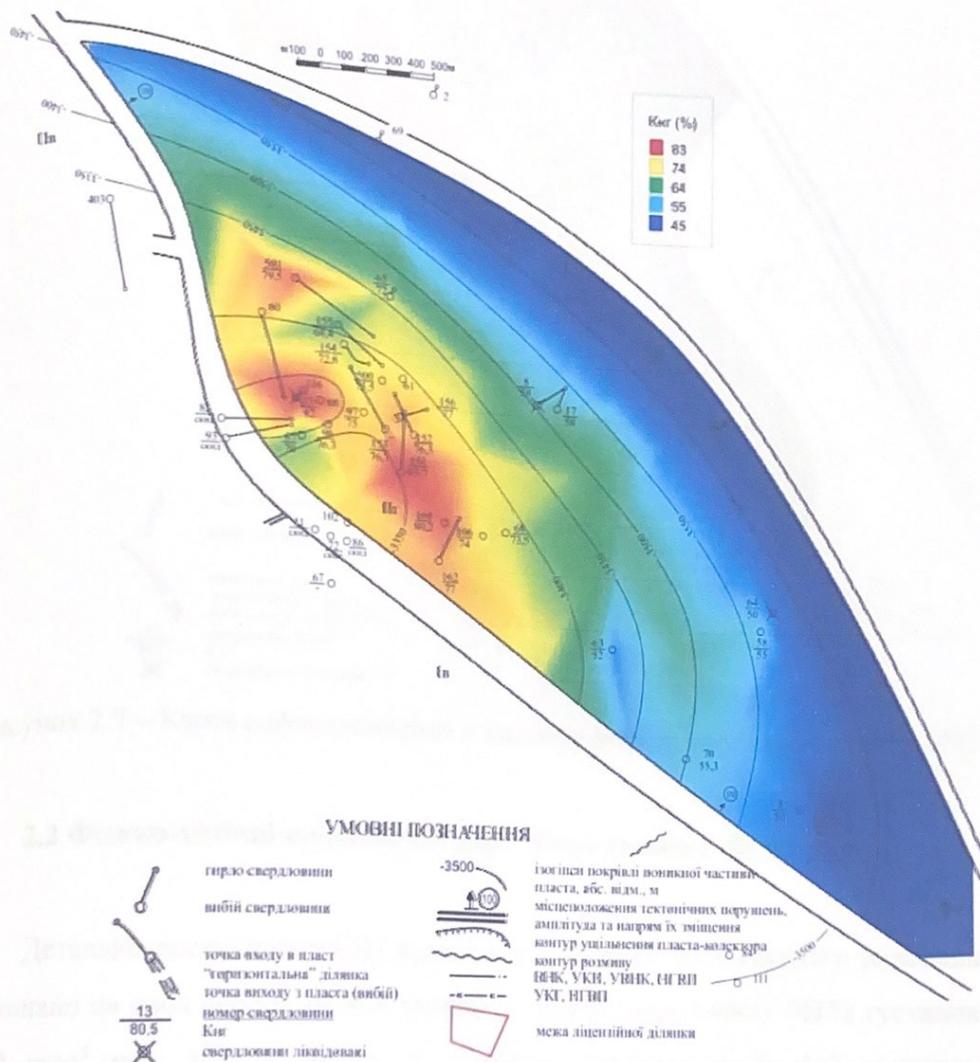


Рисунок 2.6 – Карта нафтонасичення горизонту Б-бв Яблунівського НГКР [23]

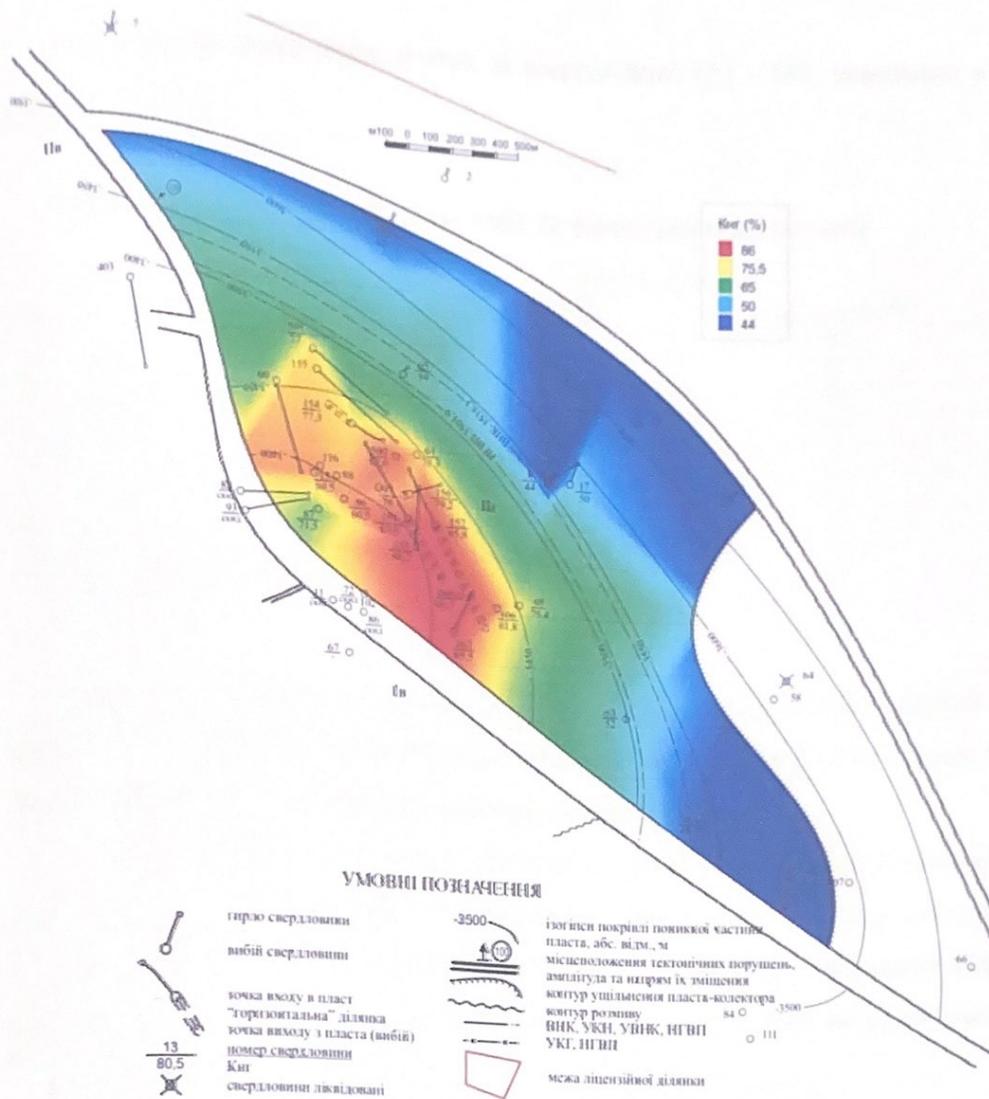


Рисунок 2.7 – Карта нафтонасичення горизонту Б-6н Яблунівського НГКР [23]

## 2.2 Фізико-хімічні властивості нафт Яблунівського НГКР

Детальне дослідження [24] важкої в'язкої нафти Яблунівського родовища виконано на двох серіях зразків: зразок 1 – нафта свердловини №152 густиною  $869 \text{ кг/м}^3$  при  $20 \text{ }^\circ\text{C}$ , зразок 2 – нафта свердловини № 153 густиною  $870 \text{ кг/м}^3$  при  $20 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Результат розгонки нафт, взятих зі свердловини 152 і 153, наведений в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Фракційний склад нафт та характеристики залишку

Фракційний склад, %	Температура відгону, °С	
	Свердловина 152	Свердловина 153
П.к., °С		
10	49	56
20	67	73
30	82	87
40	107	108
50	229	162
60	305	285
68	332	315
Температура застигання залишку, °С	340	330
Густина залишку при 50 °С, кг м <sup>-3</sup>	58	46
	953	936

Бензинових фракцій у нафтах – близько 5%. Вихід дизельних фракцій – близько 35 – 40 %, температура застигання залишку після розгонки висока та сильно залежить від температури кінця перегонки нафти.

У таблиці 2.2 наведені результати визначення фізико-хімічних властивостей нафти Яблунівського родовища. Нафти мають високу густина, в'язкість, високий вміст сірчаноокислотних смол. Температура застигання нафт без розчинника є надзвичайно високою, що говорить про високий вміст асфальтосмолистих вуглеводнів.

Таблиця 2.2 – Фізико-хімічні властивості нафт Яблунівського НГКР

Показник	Свердловина 152	Свердловина 153
Густина при 20 °С, кг м <sup>-3</sup>		
з розчинником	869	870
без розчинника	953	936
В'язкість при 20 °С з розчинником, сСт	15,633	29,182
В'язкість при 50 °С з розчинником, сСт	7,295	12,159
Кислотність, мг КОП см <sup>-3</sup>	0,78	2,53
Вміст сірчаноокислотних смол, %	32,1	33,6
Температура застигання нафти з розчинником, °С	нижче -20	нижче -20
Температура застигання нафти без розчинника, °С	+2	-10

Хімічний (елементний) склад нафт подано в табл. 2.3.

Таблиця 2.3 – Хімічний склад нафт Яблунівського НГКР

Нафта зі свердловини	Вміст мікроелементів, %				
	Вуглець	водень	кисень	азот	сірка
152	85,07	11,12	0,57	1,28	1,96
153	85,22	11,45	0,55	1,10	1,68

Уміст вуглецю в нафтах становить 85,07 та 85,22 %, водню – близько 11 %. Досліджувані нафти багаті на кисень. Зазвичай, азотисті сполуки містяться в нафтах у порівняно малих кількостях – близько десятих і навіть сотих часток відсотка. В нафтах Яблунівського родовища спостерігається підвищений вміст азоту, що властиво важким смолистим нафтам.

Таким чином, за фізико-хімічними характеристиками нафти Яблунівського родовища класифікують як дуже важкі, не містять легких бензинових фракцій, є сірчистими (вміст сірки близько 2 %).

Уміст металів у нафтах Яблунівського родовища наведено в табл. 2.4.

Таблиця 2.4 – Вміст металів у нафт, ppm

Елемент	Свердловина 152	Свердловина 153
Кальцій	< 9,1	16,9 – 13,4
Ванадій	67,6 ± 3,4	52,3 – 3,2
Хром	< 2,0	< 1,9
Марганець	< 0,1	< 0,1
Залізо	< 0,8	< 0,8
Нікель	44,8 ± 0,8	34,1 ± 0,7
Мідь	11,5 ± 0,4	10,9 ± 0,3
Цинк	0,9 ± 0,3	0,6 ± 0,3
Барій	< 0,1	< 0,1
Молібден	4,5 ± 0,7	4,6 ± 0,7
Свинць	< 0,9	< 0,9

Потенціал ресурсів важких ванадієвих нафт (співвідношення V/Ni > 1) може надати важливу підтримку для забезпечення потрібного обсягу видобутку та

переробки нафти, цінних супутніх компонентів та створення нових товарів на їхній основі.

Динамічна в'язкість нафт досліджувалась за температур 20 – 70 °С та швидкостей зсуву від 0 до 452 с<sup>-1</sup>. Показники динамічної в'язкості за температур від 20 до 70 °С при швидкості зсуву 25 с<sup>-1</sup> наведено на рис. 2.8.

Приведений графік залежності говорить про те, що при перекачуванні нафти, відібраної зі свердловин №152, 153, можуть виникнути труднощі. Динамічна в'язкість при температурі 20 °С і швидкості зсуву 25 сек<sup>-1</sup> для нафт зі свердловини № 152 становить 1212 мПа·с і до температури 24°С її неможливо перекачувати через перевищення «порогу неможливості прокачування нафти». Нафту зі св. №153 не можливо прокачати до T = 33 °С.

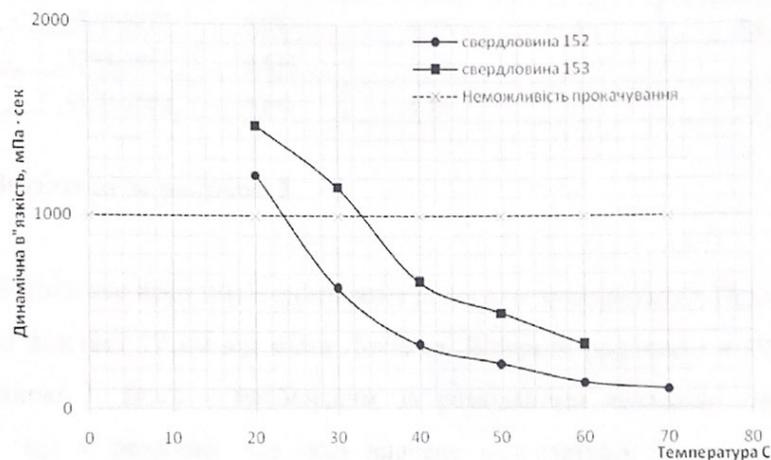


Рисунок 2.8 – Зміна динамічної в'язкості нафт при швидкості зсуву 25 с<sup>-1</sup>

Таким чином, можна зробити висновок, що видобування, первинне перероблення нафт Яблунівського родовища можлива тільки під час розведення їх газоконденсатом або прямогонними легкими фракціями [24].

Узагальнені фізико-хімічні властивості нафт різних горизонтів Яблунівського родовища наведені в таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 – Фізико-хімічні властивості нафт Яблунівського родовища

Горизонт	Глибина, м	Відносна густина нафти	Вміст сірки, %	Вміст парафіну, %	Вміст смол і асфальтенів, %
М-4	3167-3279	0.918			30
М-5в	3222-3422	0.918			30
М-5н	3364-3372	0.918			20
М-6	3277-3442	0.8934	0.78	1.81	12.09
М-7	3366-3428	0.905			28
Б-6	3498-3696	0.962-0.967	1.925	1.44	40.705
Б-5	3504-3529	0.956	1.8	2.51	33.21
Б-11	3690-3855	0.956			24
С	3728-3791	0.9262	0.12	11.8	10.8
В	3619-4288	0.899-0.826	0.34	5.835	6.705
В	3667-4153	0.899-0.826	0.34	5.835	6.705
В	3657-3948	0.867	0.26	14.73	7.62
В	3870-3877	0.893	0.27	4.1	8.65
В	3894-3901	0.844	0.12	2.45	
В	4120-5500	0.845	0.14	0.65	5

### 2.3 Висновки за розділом 2

1. Яблунівське нафтогазоконденсатне родовище знаходяться в Полтавській області на відстані 17 км від міста Лохвиця. Відкрите родовище в 1977 році свердловиною 1. Воно є найбільшим за розвіданими запасами, перебуває тривалий час у розробці, але досі вивчене недостатньо. Це пов'язано зі складними поверхневими умова. Частина покладів (у плані) співпадає з дорогами, трубопроводами і навіть населеними пунктами. Вже пробурено близько 120 свердловин, які розкрили розріз до глибини 5200 м.

2. У відкладах башкирського (горизонти Б-11, Б-10, Б-8, Б-6 і Б-5) і московського (горизонти М-7, М-6, М-5н, М-5в, М-4) ярусів середнього карбону виявлені поклади високов'язкої бітумінозної нафт. Густина нафт змінюється від 900 кг/м<sup>3</sup> до 1060 кг/м<sup>3</sup>, вміст АСП – 13 – 43% ; сірки – 0,75 – 1,8%, парафінів – до 2%.

3. Сьогодні розробка покладів високов'язких нафт Яблунівського НГКР здійснюється 20 свердловинами, з яких 6 мають горизонтальні закінчення стовбура. Дебіти вертикальних свердловин складають 1 т/добу (і не перевищують 2 т/добу). Для горизонтальних свердловин характерні дебіти 3,5 – 50 т/добу. Розвідані запаси нафти башкирських та московських відкладів становлять близько 50 млн т, де зосереджено понад 90 % усіх розвіданих запасів нафти родовища. Перспективні ресурси нафти в межах родовища сягають 290 тис тон.

4. Нафти Яблунівського НГКР мають високу густину ( $> 930 \text{ кг/м}^3$  без розчинника) та характеризуються як дуже важкі нафти; вміст сірки в нафтах є високим і становить близько 2 %, тобто нафти характеризуються як сірчисті; у нафтах наявна велика кількість металів, всі нафти є ванадієвого типу, співвідношення  $V/Ni > 1$ ; нафти характеризуються високою температурою застигання. Видобуток, зневоднення, первинне перероблення таких нафт можливі тільки під час розведенні їх газовим конденсатом або прямогонними легкими фракціями.

### РОЗДІЛ 3

## ОПТИМІЗАЦІЯ РОЗРОБКИ ПОКЛАДІВ ВИСОКОВ'ЯЗКИХ НАФТ

Розглянемо ефективність використання традиційних методів розробки покладів високов'язкої нафти, системи розробки з горизонтальними свердловинами та стовбурами, а також рішення з оптимізації видобутку високов'язких нафт з метою підвищення коефіцієнту нафтовилучення.

### 3.1 Аналіз розробки покладів високов'язких нафт Яблунівського нафтогазоконденсатного родовища

Поклади високов'язких нафт Яблунівського НГКР приурочені до продуктивних горизонтів М-7, М-6, М-5, М-4 московського ярусу та горизонтів Б-11, Б-10, Б-6, Б-5 башкирського ярусу середнього карбону.

Наразі за кількістю розвіданих запасів високов'язкої нафти Яблунівське НГКР є найбільшим.

Тривалий час запаси високов'язкої нафти покладів московського ярусу вважалися позабалансовими, оскільки видобути їх вертикальними свердловинами було неможливо (дебіт свердловин при видобування був не більший за 0,5 т/добу).

Специфікою відкладів у покладах московського і башкирського ярусів є те, що вони не є гідродинамічно усталеними системами. Високів'язкі нафти мають в'язкопластичні властивості.

У 1988 році було розпочато розробку покладів високов'язкої нафти (горизонти Б-5, Б-6 у блоці ІІг) з початковими дебітами не більше 10 т/добу.

З 1990 по 2000 рік розробка була припинена, оскільки була відсутня установка збору та підготовки нафти. У грудні 2000 року розробка відновилася.

З 2001 по 2003 рік на поклади Б-5 і Б-6 введено в експлуатацію 4 свердловини з дебітами 0,5 – 5 т/добу. Експлуатація свердловин була

ускладнена проявом реологічних властивостей високов'язких нафт і особливо проявлялася в осінньо-зимовий період.

З 2005 року видобування нафти із цих покладів стрімко зросло, що пов'язане із уведенням в експлуатацію свердловини №152, яка має глибину по вертикалі понад 3500 м, довжину стовбура 4200 м, горизонтальне закінчення стовбура довжиною близько 400 м. Дебіт свердловини при випробуванні склав більше за 120 т/добу. Пізніше було введено до цих покладів ще 4 свердловини з горизонтальними стовбурами, проте їх продуктивність була значно меншою.

З аналізу освоєння та експлуатації свердловин, які розкрили поклади горизонтів Б-11, Б-10, Б-6, Б-5 випливає, що в геологічних умовах Яблунівського НГКР початкові дебіти у вертикальних свердловинах набагато менші (3 – 6 т/добу) за свердловини з горизонтальними закінченнями (50 – 120 т/добу).

Наприклад, у 2013 році був пробурений бічний стовбур з горизонтальним закінченням у свердловині №97 (рис. 3.1, 3.2) на горизонт Б-10. Інтервал по вертикалі 3622 – 3650 м, по стовбуру 3734 – 3883 м. Початковий дебіт цієї свердловини становив 10 т/добу. Видобуток проводився за допомогою струминного насоса [13].

У вертикальній свердловині №162, що також розробляє цей поклад, дебіт нафти в 2005 році склав 4,9 т/добу.

Сьогодні найбільшими продуктивними свердловинами, які забезпечують видобуток нафти з Яблунівського НГКР, є свердловини №№152 і 153, з дебитами 25 т/добу і 23 т/добу відповідно.

Проте ступінь вилучення нафтових запасів з родовища є низькою. Накопичений видобуток нафти становить більше 200 тис т нафти, що відповідає коефієнту нафтовилучення 0,039.

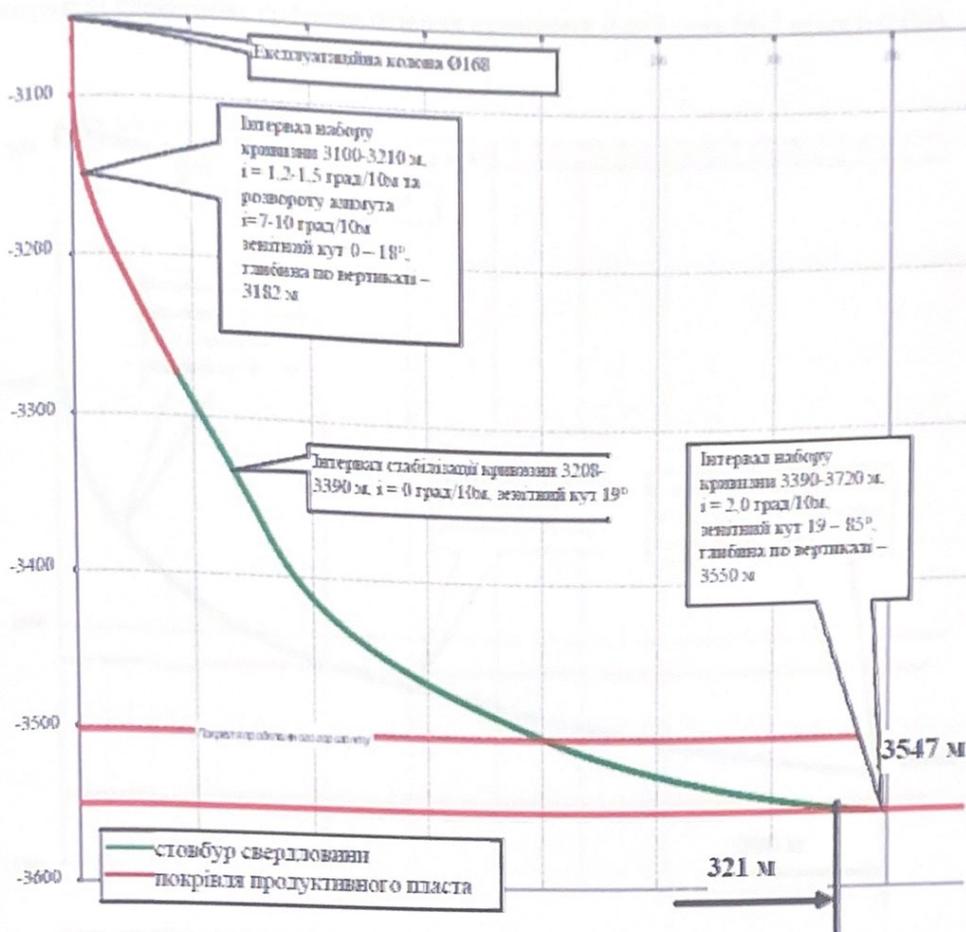


Рисунок 3.1 – Профіль свердловини №96 Яблунівська

У жовтні 2007 року розпочато дослідну розробку покладу горизонту М-7 розвідувальною свердловиною №502, що має горизонтальне закінчення стовбура. У 2010 році до покладу горизонту М-6 було введено ще одну свердловину, яка також має горизонтальне закінчення стовбура. Ці свердловини експлуатують струминними насоами, як робочий агент використовують широку фракцію легких вуглеводнів, що отримано після переробки високо в'язкої нафти Яблунівського родовища. Проте продуктивність свердловин все одно не перевищує 3 – 3,5 т/добу.

Ступінь вилучення запасів залишається низьким. Для горизонту М-6

поточний коефіцієнт нафтовилучення становить 0,013, для М-7 всього 0,004.

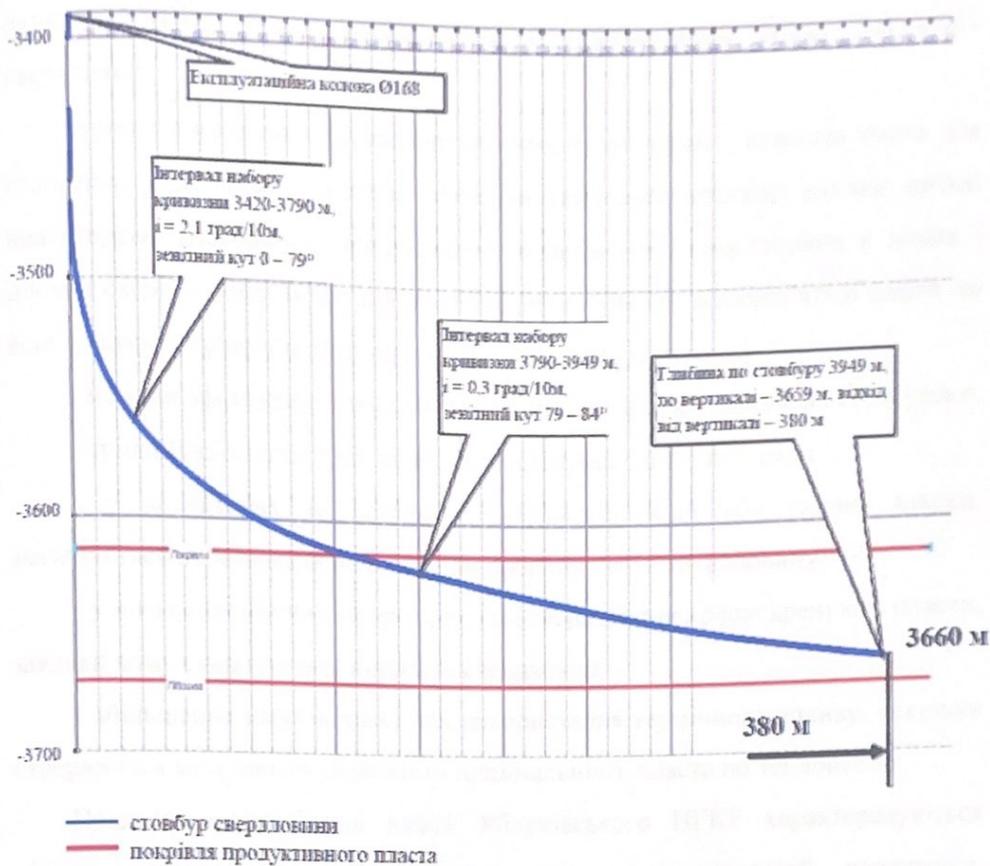


Рисунок 3.2 – Профіль свердловини №97 Яблунівська

З урахуванням викладеного вище, постає питання щодо оптимізації розробки покладів високов'язкої нафти.

### 3.2 Обґрунтування варіанту оптимізації розробки покладів високов'язкої нафти

Одним із варіантів з оптимізації розробки на поточній стадії геологічного вивчення в умовах їх виснаження є ущільнення сітки експлуатаційних

свердловин. Проте, з урахуванням складних поверхневих умов (значна частина покладів знаходиться під заплавою річки Сули, близько знаходяться населені пункти, УКПН), більш оптимальним є використання фонду бездіючих свердловин.

Буріння свердловин із горизонтальними стовбурами – важлива умова для створення раціональної системи розробки нафтового покладу, що має низькі колекторські властивості продуктивних пластів. Такі свердловини в нових і діючих свердловинах може значно збільшити приплив високов'язкої нафти по всій довжині за рахунок кратного збільшення площі фільтрації.

Умовами ефективного використання горизонтальних закінчень стовбурів є:

- тріщинуваті колектори за їх наявності краще дрениують нафту;
- у колекторах за наявності підшвової води або газової шапки, зменшується небезпека обводнення чи прориву газу в свердловину;
- у низькопроникних колекторах такі свердловини краще дрениують пласти, завдяки чому скорочується кількість свердловин;
- збільшення нафтовіддачі при використанні термічного впливу, оскільки створюється можливість підвищити приймальність пласта по теплоносію.

Поклади високов'язкої нафти Яблунівського НГКР характеризуються різкою неоднорідністю фільтраційно-ємнісних властивостей колекторів, низькою динамічною пористістю колекторів, значною кількістю бітумів у твердому стані в поровому просторі, високою в'язкістю нафти, підвищеним умістом вільної і рухлив'язаної води, що при певних перепадах тиску обводнює свердловину.

Лабораторні дослідження відібраних з покладів високов'язкої нафти кернів показали, що вони мають гідрофобний характер змочування поверхні – крайовий кут змочування  $116^\circ$ . Така гідрофобність поровових каналів сприяє обводненню покладу.

Тому вибір траєкторії горизонтальних свердловин дуже важливий. У покладах Яблунівського НГКР саме різнонаправлені горизонтальні



Така схема включає буріння бічних стовбурів із бездіючого фонду свердловин і зміну фільтраційних потоків. Вона дозволить отримати максимальне витіснення високов'язкої нафти. Проектні дебіти таких свердловин складають 12,8 – 25,6 т/добу. За попередньою оцінкою рівень видобутку високов'язкої нафти збільшиться в 3 рази [23].

Буріння горизонтальних стовбурів для підвищення нафтовилучення є ресурсозберігаючим методом, оскільки вартість відновлення свердловин не перевищує 60% вартості буріння нової свердловини. Чим більша глибина відновлюваної ділянки, тим зростає економія витрат. В Україні налічується понад 4000 нафтових недіючих і ліквідованих свердловин. Але буріння бокових стовбурів використовується не часто, хоча у світі це є одним з основних напрямків збільшення видобутку нафти в умовах погіршення структури запасів та на кінцевих стадіях розробки родовищ [13].

### 3.3 Розрахунок дебіту свердловини з горизонтальним закінченням стовбура

Використання горизонтальних свердловин є однією з сучасних стратегій для збільшення дебіту свердловин та підвищення продуктивності видобутку нафти та газу. Багато досліджень було проведено щодо потоку рідини та газу до горизонтальних свердловин з різних позицій. Запропоновано [3] нову гідродинамічну модель потоку рідини в горизонтальній свердловині в круговому анізотропному (шарово-неоднорідному) пласті, яка може легко трансформуватися за відомими методами для випадку фільтрації флюїдів згідно з законом Дарсі:

$$Q = \frac{2\pi k_r h \Delta p}{\mu \left[ \ln \frac{4R_x}{L+h} + \frac{h\kappa}{L} \ln \frac{2h\kappa}{r_c(1+\kappa)^2} \right]}, \quad (3.1)$$

де:  $K = \sqrt{k_G / k_B}$  – коефіцієнт анізотропії пласта за проникністю;

$k_G, k_B$  – коефіцієнти проникності пласта в горизонтальному (вздовж шарів) і вертикальному (впоперек шарів) напрямках,  $m^2$ ;

$h$  – товщина продуктивного пласта, м;

$\Delta p = \Delta p_1 + \Delta p_2$  – загальний перепад тиску між контуром пласта і горизонтальною свердловиною, Па;

$\mu$  – коефіцієнт динамічної в'язкості нафти, Па·с;

$R_k$  – радіус контура живлення, м;

$r_c$  – радіус свердловини, м;

$L$  – довжина горизонтальної частини стовбура свердловини, м.

Для визначення очікуваних дебітів у свердловинах використовуємо формули Джоші та Дюпої [20]:

$$K_{ef} = \frac{q_{БГС}}{q_{вер}} = \frac{1}{\frac{\Omega}{\ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)}} \quad (3.2)$$

$$\Omega = \ln \frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} + \frac{h}{L} \cdot \ln \frac{h}{2 \cdot \pi \cdot r_c} \quad ,$$

$$a = \frac{L}{2} \cdot \sqrt{0.5 + \sqrt{0.25 + \left(\frac{2 \cdot R_k}{L}\right)^4}} \quad (3.3)$$

де  $\Omega$  – геометричний фільтраційний опір свердловини з БГС;

$L$  – довжина горизонтального стовбура, м;

$q_{БГС}$  – дебіт свердловини з бурінням горизонтальних стовбурів, т/д;

$q_{вер}$  – дебіт вертикальної свердловини, т/д;

$R_k$  – радіус контура живлення, м;

$r_c$  – радіус свердловини, м.

### 3.4 Висновки за розділом 3

1. У 1988 році було розпочато розробку покладів високов'язкої нафти (горизонти Б-5, Б-6 у блоці ПГ) з початковими дебітами не більше 10 т/добу. Початкові дебіти у вертикальних свердловинах набагато менші (3 – 6 т/добу) за свердловини з горизонтальними закінченнями (50 – 120 т/добу). Сьогодні найбільшими продуктивними свердловинами, які забезпечують видобуток нафти з Яблунівського НГКР, є свердловини №№152 і 153, з дебітами 25 т/добу і 23 т/добу відповідно.

2. Проте ступінь вилучення нафтових запасів з родовища є низькою. Накопичений видобуток нафти становить більше 200 тис т, що відповідає коефіцієнту нафтовилучення 0,039. Для горизонту М-6 поточний коефіцієнт нафтовилучення становить 0,013, для М-7 всього 0,004.

3. Лабораторні дослідження відібраних з покладів високов'язкої нафти кернів показали, що вони мають гідрофобний характер змочування поверхні – крайовий кут змочування  $116^\circ$ . Така гідрофобність поровових каналів сприяє обводненню покладу. У покладах Яблунівського НГКР саме різнонаправлені горизонтальні свердловини різної конфігурації будуть сприяти поліпшенню технологічних та економічних показників розробки. Частина свердловин повинна використовуватися як нагнітальні для закачування органічного розчинника, а інша частина – це видобувні свердловини. Проектні дебіти таких свердловин складають 12,8 – 25,6 т/добу. За попередньою оцінкою рівень видобутку високов'язкої нафти збільшиться в 3 рази.

4. Гідродинамічна модель потоку рідини в горизонтальній свердловині в круговому анізотропному (шарово-неоднорідному) пласті відповідає відомими методам для випадку фільтрації флюїдів згідно з законом Дарсі. Для визначення очікуваних дебітів у свердловинах необхідно використовувати формули Джоші та Дюпюї.

## РОЗДІЛ 4 ДОСЛІДЖЕННЯ ФІЗИКО-ХІМІЧНОГО ВПЛИВУ НА ВИСОКОВ'ЯЗКІ НАФТИ

### 4.1 Постановка експерименту з дослідження впливу ПАР на високов'язкі нафти

Для підвищення результативності видобутку високов'язких нафт на практиці використовують методи фізико-хімічного впливу, включаючи вплив тепла, вуглеводневих розчинників та поверхнево-активних речовин (ПАР). Останні включають в себе понижувачі в'язкості нафти та інгібітори парафіновідкладення, які можуть використовуватися окремо або в комбінації. При розробці фізико-хімічного впливу на високов'язкі нафти необхідно належним чином обґрунтувати параметри процесу і вибрати ефективні реагенти, зокрема ПАР та їх комбінації.

Оскільки нафта має різноманітні фізико-хімічні характеристики, а свердловини відрізняються геолого-технічними особливостями, вибір параметрів процесу та реагентів повинен бути індивідуальним для кожної свердловини або групи свердловин. Це враховує технічні та фінансові можливості підприємства, а також наявний асортимент реагентів.

В ІФНТУНГ [25] проведено комплекс досліджень для проби нафти із свердловини 501 Яблунівського нафтогазоконденсатного родовища. Метою було обґрунтування параметрів фізико-хімічного впливу для зниження температури застигання та в'язкості цієї нафти.

У проведених досліджах аналізувався вплив різних факторів, таких як температура, використання вуглеводневого розчинника (газового конденсату густиною  $735 \text{ кг/м}^3$ ) і ПАР на властивості в'язкості та реології нафтової проби, взятої з гирла свердловини. Лабораторні експерименти проводилися при різних температурах від  $25$  до  $80^\circ\text{C}$  з інтервалом у  $10^\circ\text{C}$ . Об'ємний вміст газового

конденсату в системі (відносно загальної суми нафти та конденсату) змінювався у межах 0, 10, 20, 30, 40, 50, 60%. В якості ПАР використовувалися Ріпокс-6 та Жиринокс, виробництва Івано-Франківського ВАТ «Барва», а також депресатор РЕНА-2210 від НВК «Галичина». Масовий вміст ПАР у суміші нафти з конденсатом становив 0,125, 0,25, 0,5, 1, 2, 4, 6, 8, 12%.

Ріпокс-6 є жируючим препаратом самоемулгуючого типу, виготовленим з оксидетильованої рапсової олії. Використовується для вичинки шкір та хутра, а також як складова частина авіажних і шліхтуючих композицій у текстильній промисловості. Цей продукт має такі характеристики: при 20°C він представляє собою жовто-коричневу в'язку рідину неіоногенного характеру, рН 1%-го водного розчину коливається в межах 8 – 10. Він сумісний з аніон-активними, катіон-активними та амфотерними ПАР.

ПАР «Жиринокс» виготовляється шляхом оксидетильовання тваринного жиру з відходів шкіряної і жирової промисловості (під час обезсолювання шкір) і є олеофільним деемульгатором типу вода в олії. Його характеристики включають наступне: при 20°C він є жовто-коричневою в'язкою рідиною, рН 1%-го водного розчину становить 8 – 9. Цей продукт сумісний з аніон-активними, катіон-активними та амфотерними ПАР.

Депресатор РЕНА-2210 розроблений для захисту нафтогазопромислового обладнання від корозії, що викликається дією сірководню, вуглекислоти та мінералізованих пластових та стічних вод. Цей депресатор представляє собою продукт конденсації кислоти та ефірів рослинного походження з амінами в комплексному вуглеводневому розчиннику. Властивості включають у себе темно-коричневу рідину густиною не менше 830 кг/м<sup>3</sup> при 20°C. Захисна дія досягає не менше 90% при концентрації інгібітора 0,1 кг/м<sup>3</sup>.

У ході лабораторних експериментів додавали певну кількість вуглеводневого конденсату чи ПАР, або обидва компоненти одночасно, до проби нафти. Після цього пробу нафти з добавками нагрівали до встановленої температури та визначали густину нафти за допомогою ареометра, а також

вимірювали граничний динамічний опір зсуву та динамічний коефіцієнт в'язкості нафти за допомогою ротаційного віскозиметра «Реотест-2».

#### 4.2 Результати досліджень ПАР

Висновки, отримані в результаті проведених експериментів, свідчать, що тепловий вплив, використання вуглеводневих розчинників і ПАР, призводять до зниження граничного динамічного опору зсуву, динамічного коефіцієнта в'язкості і температури застигання нафти.

Зміна температури застигання нафти переважно залежить від типу ПАР. Найбільший вплив на цей параметр спостерігається при використанні ПАР РЕНА-2210 (рис. 4.1). При концентрації ПАР у нафті до 0,5% мас, температура застигання залишається стабільною на рівні  $-6^{\circ}\text{C}$ . Збільшення концентрації депресатора РЕНА-2210 призводить до зменшення температури застигання: при 1% мас  $-(-7)^{\circ}\text{C}$ , при 2% мас  $-(-8)^{\circ}\text{C}$ , при 4% мас  $-(-9)^{\circ}\text{C}$ , при 8% мас  $-(-11)^{\circ}\text{C}$ .

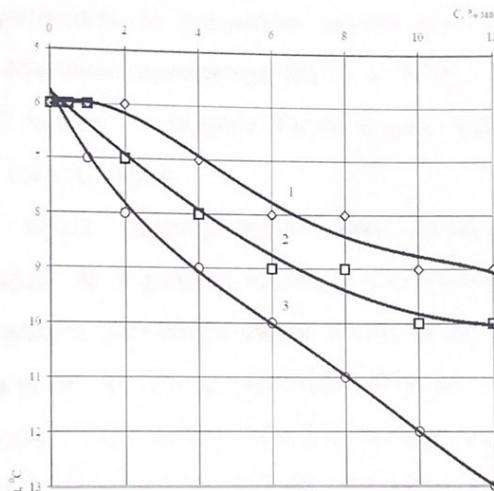


Рисунок 4.1 – Залежність температури застигання проби нафти від масового вмісту ПАР: 1 – Жиринок; 2 – Ріпокс-6; 3 – РЕНА-2210  
Для Ріпоксу-6 температура застигання нафти зменшується при

концентраціях понад 1% мас. і становить: при 2% мас. – (-7)°C, при 4% мас. – (-8)°C, при 8% мас. – (-9)°C.

Температура застигання нафти при концентраціях Жириноксу до 2% мас. залишається постійною, але при більших концентраціях зменшується: при 4% мас. – (-7)°C, при 8% мас. – (-8)°C.

У випадку концентрації ПАР у нафті 2% мас, абсолютне зниження температури застигання нафти ( $\Delta t$ ) складає: для депресатора РЕНА-2210 – 2°C (33,33%), для Ріпоксу-6 – 1°C (16,67%), для Жириноксу – 0°C. При концентрації 6% мас.  $\Delta t$  дорівнює: для депресатора РЕНА-2210 – 4°C (66,67%), для Ріпоксу-6 – 3°C (50%), для Жириноксу – 2°C (33,33%). При концентрації 10% мас.  $\Delta t$  дорівнює: для депресатора РЕНА-2210 – 6°C (1000°C), для Ріпоксу-6 – 4°C (66,67%), для Жириноксу – 3°C (50%). Таким чином, вибір відповідного типу ПАР дозволяє регулювати температуру застигання нафти.

Нафта, взята зі свердловини 501 Яблунівського родовища, проявляє високий динамічний коефіцієнт в'язкості при різних температурах: при 20°C – 7715,9 мПа·с, 50°C – 787,3 мПа·с, 80°C – 137,8 мПа·с. Підвищення температури від 20 до 50°C призводить до зменшення динамічного коефіцієнта в'язкості нафти в 9,8 рази; при зміні температури від 50 до 80°C – у 5,7 рази; при зміні температури від 20 до 80°C – у 56 разів. Таким чином, підвищення температури значно зменшує в'язкість нафти.

Аналогічний ефект спостерігається при додаванні вуглеводневого конденсату до нафти. За обробкою експериментальних даних виявлено, що оптимальна температура нагрівання нафти зі свердловини 501 Яблунівського родовища становить 50 °C. Також оптимальний вміст конденсату в системі «нафта – конденсат» – 20% об'єму, або 25% об'єму, перераховано на чисту нафту. Подальше збільшення температури нагрівання нафти чи вмісту в ній вуглеводневого конденсату мало впливає на динамічний коефіцієнт в'язкості.

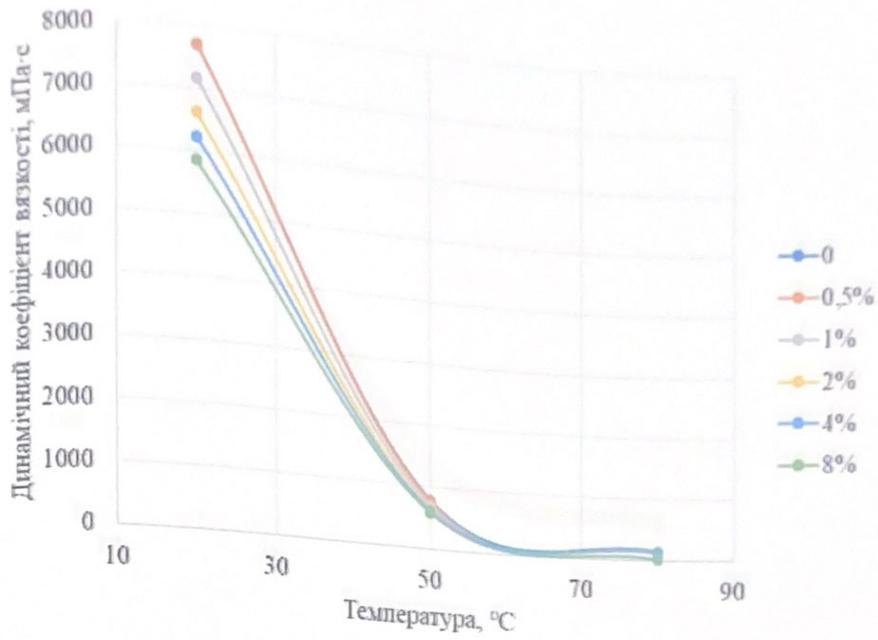
При вмісті в системі «нафта – конденсат» 20% об'єму конденсату динамічний коефіцієнт в'язкості нафти зменшується при температурі 20°C з

7715,9 до 500,5 мПа·с (в 15,4 рази), при температурі 50°C – з 787,3 до 93,3 мПа·с (в 8,4 рази), при температурі 80°C – з 137,8 до 35,9 мПа·с (в 3,8 рази). Ці дані підтверджують, що вплив вуглеводневого конденсату на зниження динамічного коефіцієнта в'язкості нафти є особливо помітним при низьких температурах.

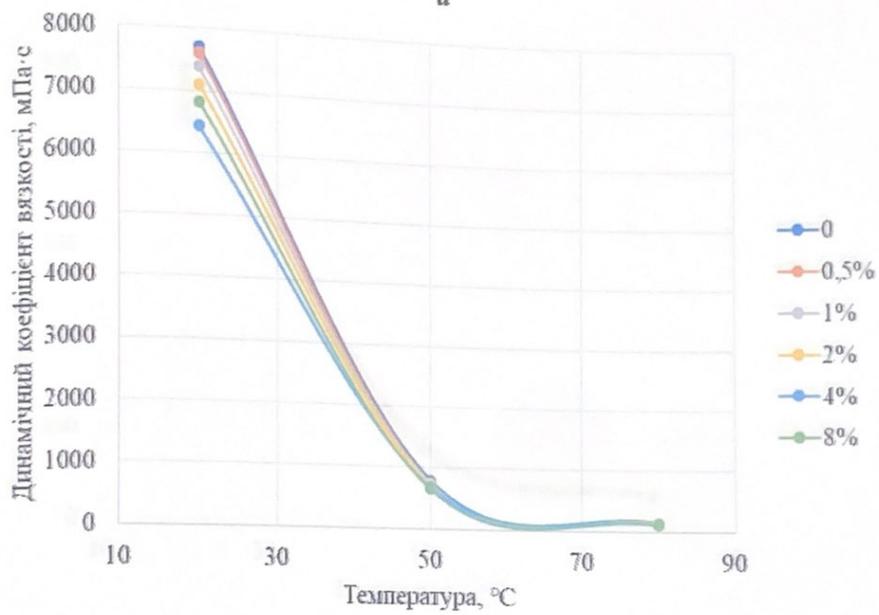
З розглянутих поверхнево-активних речовин РЕНА-2210 та Ріпокс-6 проявляють ефективність у зменшенні в'язкості нафти, особливо при низьких температурах. На графіках (рис. 4.2 – 4.4) представлені криві залежностей динамічного коефіцієнта в'язкості зразків нафти зі свердловини 501 Яблунівського родовища, які містять 0% об'єму конденсату, від температури для різних масових умістів цих ПАР (рис. 4.2), 20% об'єму конденсату – на рис. 4.3, а також від масового вмісту ПАР при різних температурах (рис. 4.4). У таблиці 4.1 представлені узагальнені дані щодо зниження динамічного коефіцієнта в'язкості нафти при додаванні депресатору РЕНА-2210, Ріпоксу-6 і 20% об'ємного вмісту вуглеводневого конденсату, розраховані на суміш нафти з конденсатом та при спільному введенні окремих ПАР і вуглеводневого конденсату.

Таблиця 4.1 – Зміна динамічного коефіцієнту в'язкості при дії ПАР

Температура, °С	Тип ПАР	Вміст конденсату в суміші, % об.	Динамічний коефіцієнт в'язкості проби нафти (мПа·с) при різному вмісті ПАР, % мас.					
			0	0,5	1	2	4	8
20	РЕНА-2210	0	7715,9	7715,9	7174,02	6620,36	6231,62	5850
	Ріпокс-6	0	7715,9	7603,99	7386,06	7103,34	6431,88	6820,62
50	РЕНА-2210	0	787,297	754,25	700,91	657,39	629,25	595,22
	Ріпокс-6	0	787,297	740,18	734,94	710,4	687,17	656,4
80	РЕНА-2210	0	137,797	131,834	130,38	126,05	120,49	17,26
	Ріпокс-6	0	137,797	130,27	127,51	124,93	121,15	117,73
20	РЕНА-2210	20	500,519	487,176	470,42	453,4	407,06	387,43
	Ріпокс-6	20	500,519	486,91	475,39	465,18	453,4	444,24
50	РЕНА-2210	20	93,291	91,02	86,62	82,6	72,23	69,71
	Ріпокс-6	20	93,291	90,46	88,48	86,21	83,94	81,66
80	РЕНА-2210	20	35,89	34,53	33,58	32,05	27,01	26,38
	Ріпокс-6	20	35,89	34,93	33,63	32,36	32,1	31,33

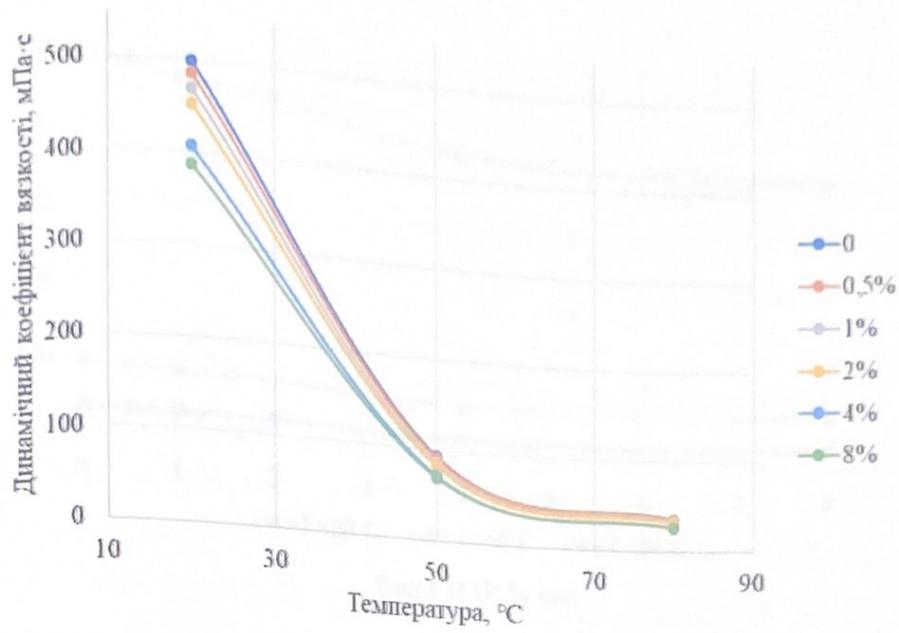


а

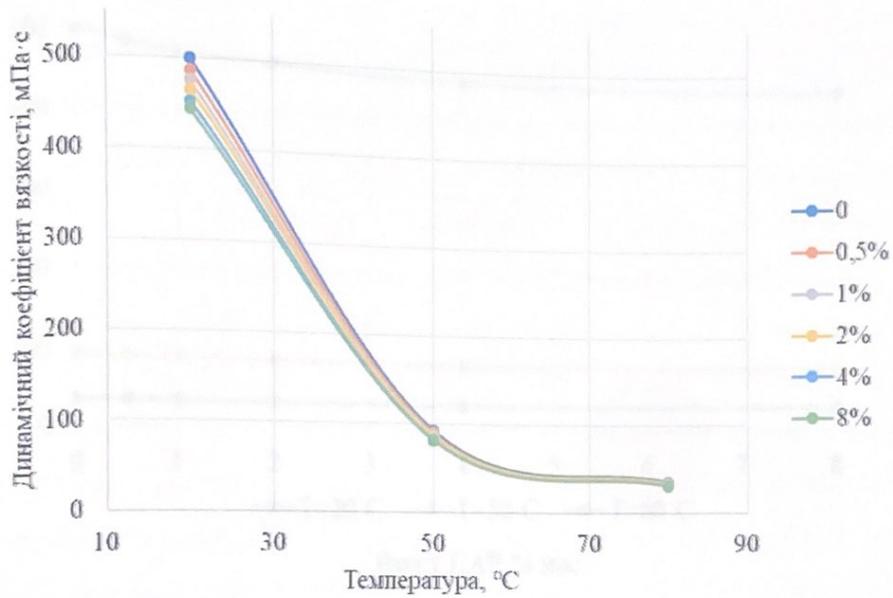


б

Рисунок 4.2 – Графіки залежності динамічної в'язкості нафти від температури з умістом 0% об конденсату і різним вмістом депресатора РЕНА-2210 (а) і Ріпоксу-6 (б)

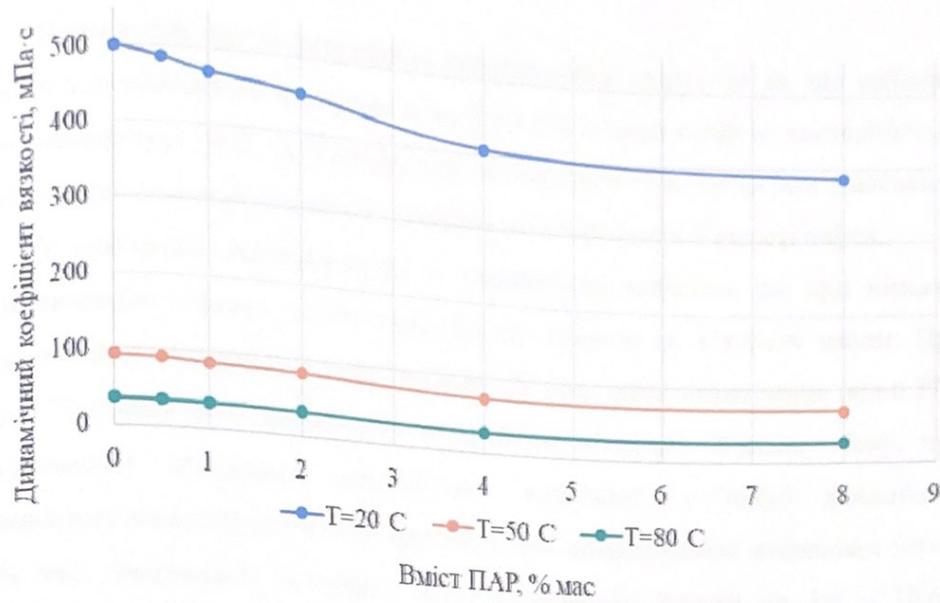


а

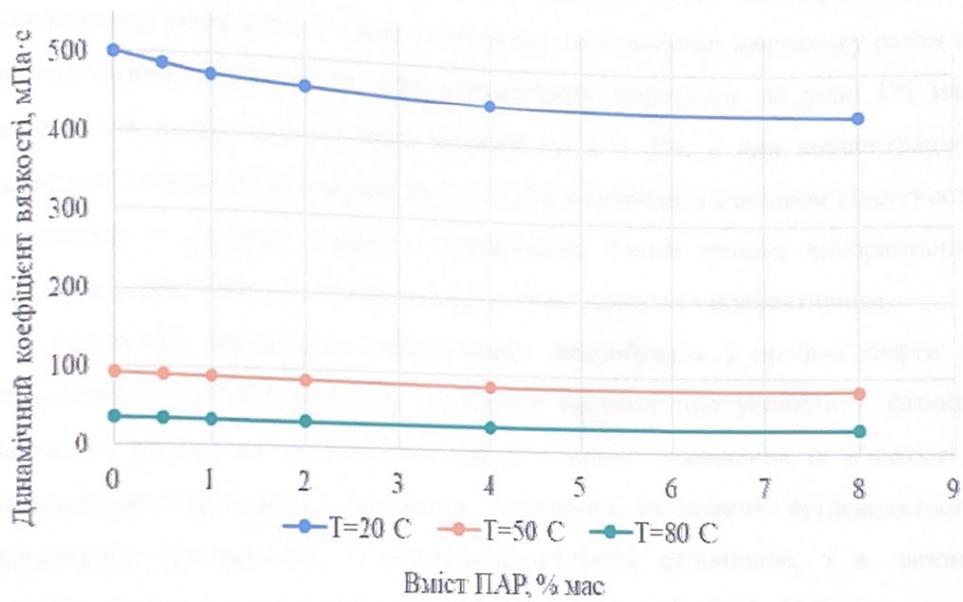


б

Рисунок 4.3 – Графіки залежності динамічної в'язкості нафти від температури з умістом 20% об конденсату і різним вмістом депресатора РЕНА-2210 (а) і Ріпоксу-6 (б)



а



б

Рисунок 4.4 – Графіки залежності динамічної в'язкості нафти з умістом 20% об конденсату від концентрації ПАР: депресатора РЕНА-2210 (а) і Ріпоксу-6 (б)

Проведений аналіз результатів експериментів вказує на те, що найвище абсолютне зменшення динамічного коефіцієнта в'язкості нафти спостерігається при температурі 20°C. Зі збільшенням температури спостерігається зменшення абсолютної величини зниження динамічного коефіцієнта в'язкості нафти.

У виконаних експериментах із жириноксом виявлено, що при низьких концентраціях (менше 0,25% мас.) він не впливає на в'язкість нафти. При концентрації жириноксу в нафті на рівні 1% мас. зафіксовано певне (від 0,77% до 7,7%) зниження динамічного коефіцієнта в'язкості. З іншого боку, при подальшому збільшенні концентрації жириноксу в нафті динамічний коефіцієнт в'язкості поступово зростає, а при концентраціях жириноксу понад 8% мас. змінюється незначно, проте залишається вищим на 3,6 – 10,6% порівняно з відсутністю жириноксу. Аналогічні зміни спостерігаються в динамічному коефіцієнті в'язкості нафти при використанні жириноксу разом із вуглеводневим конденсатом. При концентрації жириноксу на рівні 1% мас динамічний коефіцієнт в'язкості менший на 1 – 3%, а при концентраціях жириноксу понад 8% мас вищий на 3 – 17,2%, порівняно з випадком відсутності жириноксу в системі «нафта – конденсат». Таким чином, використання жириноксу для зниження в'язкості нафти може виявитися неефективним.

Результати проведених лабораторних випробувань з пробною нафтою зі свердловини 501 Яблунівського родовища свідчать про успішність фізико-хімічного впливу на високов'язкі нафти з метою зменшення їх в'язкості і температури застигання. Виявилось доцільним поєднання вуглеводневого розчинника (конденсату) з поверхнево-активним речовиною, і в даному випадку використання депресатора РЕНА-2210 в ролі ПАВ. Цей депресатор виявився так само ефективним у зниженні в'язкості нафти, як і інші ПАВ, наприклад, «Ріпокс-6», а також має додаткові антикорозійні властивості.

При впровадженні технології фізико-хімічного впливу на високов'язкі нафти рекомендується використовувати дозуючі насоси для введення в затрубний простір свердловини вуглеводневого конденсату в обсязі приблизно

20% об'єму (залежно від складу і фізико-хімічних властивостей нафти) для суміші «нафта – конденсат» або 25% об'єму для чистої нафти. У вуглеводневий конденсат також вводиться депресатор «РЕНА-2210» або «Ріпокс-6» в кількості 1 – 2% мас для суміші нафти з конденсатом. Після припинення фонтанування рекомендується перевести свердловину на газліфтний метод експлуатації, якщо на місцевості є газ високого тиску і існує можливість утилізації низьконапірного газу після газліфта. У випадку відсутності цих умов свердловини, які припинили фонтанування, переходять на глибинно-насосний метод експлуатації. Для видобування високов'язких нафт ефективним є використання гвинтових насосів, які продемонстрували позитивні результати на родовищах, таких як Бугруватівське (НГВУ «Охтирканафтогаз»), Яблунівське (ГПУ «Полтавагазвидобування») та інших.

#### 4.3 Висновки за розділом 4

1. Для підвищення результативності видобутку високов'язких нафт на практиці використовують методи фізико-хімічного впливу, включаючи вплив тепла, вуглеводневих розчинників та поверхнево-активних речовин. У ІФНТУНГ проведено комплекс досліджень для проби нафти із свердловини 501 Яблунівського НГКР з метою обґрунтування параметрів фізико-хімічного впливу для зниження температури застигання та в'язкості цієї нафти. Аналізувався вплив температури, вуглеводневого розчинника (газового конденсату густиною  $735 \text{ кг/м}^3$ ) і ПАР на властивості в'язкості та реології нафтової проби. Лабораторні експерименти проводилися при температурах 25 – 80°C з інтервалом 10°C. Об'ємний вміст газового конденсату в системі (відносно загальної суми нафти та конденсату) змінювався у межах 0, 10, 20, 30, 40, 50, 60%. В якості ПАР використовувалися Ріпокс-6 та Жиринокс, а також депресатор РЕНА-2210. Масовий вміст ПАР у суміші нафти з конденсатом становив 0,125, 0,25, 0,5, 1, 2, 4, 6, 8, 12%.

2. Нафта, взята зі свердловини 501 Яблунівського родовища, проявляє високий динамічний коефіцієнт в'язкості при різних температурах: при 20°C – 7715,9 мПа·с, 50°C – 787,3 мПа·с, 80°C – 137,8 мПа·с. Підвищення температури від 20 до 50°C призводить до зменшення динамічного коефіцієнта в'язкості нафти в 9,8 рази; при зміні температури від 50 до 80°C – у 5,7 рази; при зміні температури від 20 до 80°C – у 56 разів. Таким чином, підвищення температури значно зменшує в'язкість нафти. Аналогічний ефект спостерігається при додаванні вуглеводневого конденсату до нафти. Оптимальна температура нагрівання нафти зі свердловини 501 Яблунівського родовища становить 50 °С. Також оптимальний вміст конденсату в системі «нафта – конденсат» – 20% об'єму, або 25% об'єму, перераховано на чисту нафту.

3. Визначено, що тепловий вплив, використання вуглеводневих розчинників і ПАР, призводять до зниження граничного динамічного опору зсуву, динамічного коефіцієнта в'язкості і температури застигання нафти. Виявилось доцільним поєднання вуглеводневого розчинника (конденсату) з поверхнево-активною речовиною. В даному випадку використання депресатора РЕНА-2210 в ролі ПАР в кількості 1 – 2 мас % є найбільш оптимальним. Депресатор також має додаткові антикорозійні властивості, що є необхідним, бо нафта Яблунівського НГКР є сірчистою.

## ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У результаті виконання кваліфікаційної роботи було вирішено науково-практичну задачу оптимізації видобутку високов'язких нафт Яблунівського НГКР.

Загальні висновки за результатами роботи:

1. Визначено, що нафти Яблунівського НГКР є дуже важкі ( $\rho > 930 \text{ кг/м}^3$  без розчинника); сірчисті (вміст сірки близько 2); містять велику кількість металів, відносяться до ванадієвого типу ( $V/Ni > 1$ ); характеризуються високою температурою застигання. Тому видобуток, зневоднення, первинне перероблення таких нафт можливі тільки під час розведення їх газовим конденсатом або прямогонними легкими фракціями.
2. Запропоновано для підвищення вилучення високов'язких нафт з покладів Яблунівського НГКР при розробці використовувати різнонаправлені горизонтальні закінчення нових або існуючих недіючих свердловин. При цьому, частина свердловин повинна використовуватися як нагнітальні для закачування органічного розчинника, а інша частина як видобувні. Проектні дебіти таких свердловин складають 12,8 – 25,6 т/добу. Рівень видобутку високов'язкої нафти можна збільшити в 3 рази.
3. Рекомендовано для підвищення вилучення високов'язких нафт із низькопроникних колекторів Яблунівського НГКР поєднувати конденсат як вуглеводневий розчинник, у кількості 20% об. з депресатором РЕНА-2210 в ролі ПАР у кількості 1 – 2 мас %, який також має додаткові антикорозійні властивості.

9. 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.
10. Каталог технологій ЗАТ «ХімЕко-Ганг». Нафтопромислова хімія. – <http://chemescoukraine.com/ua>
11. 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.
12. 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.
13. Коцкулич Я.С. Відновлення свердловин шляхом забурювання бокових стовбурів – перспективний напрям збільшення обсягів видобутку вуглеводнів / Я.С. Коцкулич, А.М. Лівінський // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент – техника и технология его изготовления и применения: Сб. науч. тр. – К.: ИНМ ім. В.М. Бакуля НАН України, 2015. – Вип. 18. – С. 46-52
14. Мала гірнича енциклопедія : у 3 т. / за ред. В. С. Білецького. — Д. : Східний видавничий дім, 2004 – 2013.
15. 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>.
16. 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.

17. 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.
18. 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.
19. Паславський О.С. Вплив геолого-фізичних процесів на заводнення нафтових родовищ Долинського НГКР / О.С. Паславський // SWorld – 19-30 March 2013. 9 с.
20. Прокопів В. Свердловини з горизонтальними стовбурами – спосіб підвищення нафто-вилучення [Текст] / В.Й. Прокопів // Стан і перспективи розробки родовищ нафти і газу України. – 2003. – №1. – С.54-60.
21. Правила розробки нафтових і газових родовищ України. – К.: Міністерство екології та природних ресурсів України, 2017. – 107 с.
22. 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.
23. Стебельська Г.Я. Геолого-промислові передумови розвідки та розробки покладів високов'язкої нафти і природних бітумів родовищ Дніпровсько-Доцецької западини: дис. на здоб к.г.н. зі спец. 04.00.17 – Геологія нафти і газу / Г.Я. Стебельська. – Харків, 2015. – 152 с.
24. Фізико-хімічні властивості важких нафт Яблунівського родовища з високим вмістом сірки / П.І. Топільницький, В.В. Романчук, Т.В. Ярмола, Д.В. Зінченко // Chemistry, Technology and Application of Substances. – Vol. 3, No. 1, 2020 – С. 75 – 82.
25. Фізико-хімічний вплив на високов'язкі нафти з метою підвищення дебітів свердловин і попередження ускладнень у процесі їх експлуатації / Р.М. Кондрат, О. Р. Кондрат, Б. Синюк, І. І. Хомин // Науковий вісник Івано-

- Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2006. – № 2. – С. 49 – 55.
26. 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.
27. Abidina A.Z., Puspasaria T., Nugrohoa W.A. (2012). Polymers for enhanced oil recovery technology.4, 11. doi:10.1016/j.proche.2012.06.002
28. Ayirala S, Yousef A. A state-of-the-art review to develop injection-water-chemistry requirement guidelines for IOR/EOR projects. SPE Production & Operations. 2015;30(01):26-42
29. Corlay, P., Delamaide, E., (1995). Evaluation and Future of Polymer Injection in the Daqing Field. Institut Français du Pétrole (IFP).
30. Interface Fluidics. Polymer Enhanced Oil Recovery. <https://www.youtube.com/watch?v=gF1xFFFw2SY&t=2s>
31. Emami Meybodi, H.; Kharrat, R.; Wang, X.: Study of microscopic and macroscopic displacement behaviors of polymer solution in water-wet and oil-wet media. Transp. Porous Media 89(1), 97–120 (2011). <https://doi.org/10.1007/s11242-011-9754-5>
32. Firozjahi, A.M., & Saghafi, H. R. (2019). Review on chemical enhanced oil recovery using polymer flooding: Fundamentals, experimental and numerical simulation. In Petroleum. KeAi Communications Co. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2019.09.003>
33. Guntis Moritis. California steam EOR produces less; other EOR continues//Oil and Gas Journal. –2002. – April 15. – P. 43 – 47.
34. <https://www.slovoidilo.ua/2021/10/11/infografika/ekonomika/yak-zminyuvallysya-obsyahy-vydobutku-nafty-ukrayini>
35. Koottungal L. Worldwide EOR survey. Oil & Gas Journal. 2012, 2012;110:57-69.

36. Khalilinezhad S.S., Hashemi A., Mobaraki S., Zakavi M., Jarrahan K. Experimental Analysis and Numerical Modeling of Polymer Flooding in Heavy Oil Recovery Enhancement: A Pore-Level Investigation. *Arabian Journal for Science and Engineering* (2019) 44:10447–10465. <https://doi.org/10.1007/s13369-019-04005-3>
37. Mohiuddin M.A. Analysis of wellbore instability in vertical, directional and horizontal wells using field data / M.A. Mohiuddin, K. Khan, A. Abdulraheem // *J. Petroleum Sci. Eng.* – 2007. – 55. – P. 83 – 92.
38. Moradi F., Rahmanifard H., Schaffie M. The effect of surfactant on performance of polymer systems used during enhanced oil recovery operations // *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization and Environmental Effects.* – 2014. – Vol. 36, iss. 6. – P. 582–590.
39. Morel, D. C., Jouenne, S., VERT, M., & Nahas, E. (2008, January 1). Polymer Injection in Deep Offshore Field: The Dalia Angola Case. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/116672-MS
40. Preux, C., Malinouskaya, I., Nguyen, Q.-L., & Tabary, R. (2018, June 8). Modeling and Simulating Multi-Polymer Injections. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/190759-MS
41. Reservoir Engineering Research Program.: UTCHEM-9.0, A Three-Dimensional Chemical Flood Simulator, Volumes 1 and 2. Center for Petroleum and Geosystems Engineering, The University of Texas at Austin, USA. (2000)
42. Seright, Randall & Campbell, Andrew & Mozley, Peter & Han, Peihui. (2010). Stability of Partially Hydrolyzed Polyacrylamides at Elevated Temperatures in the Absence of Divalent Cations. *SPE Journal – SPE J.* 15. 341-348. 10.2118/121460-PA
43. Simulation of polymer injection under fracturing conditions – A field pilot in the Matzen Field, Austria / M. Zechner, T. Clemens, A. Suri, M.M. Sharma // *SPE – DOE Improved Oil Recovery Symposium Proceedings.* – 2014. – Vol. 1. – P. 190–211.

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. Sorbie K.S. (1991) Polymer-Improved Oil Recovery. Department of Petroleum Engineering. Heriot-Watt University. Springer Science + Business Media, LLC.
46. Srivastava P., Castro L., 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.
47. SPE-77347-MS. Enhanced Gas Recovery by Carbon Dioxide Sequestration in Depleted Gas Reservoirs. D.D. Mamora, J.G. Seo. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, September, 2002. P. 1-9.
48. Thomas Antoine. Polymer Flooding. 2016. DOI: 10.5772/64623
49. Wang J., Dong M. A Laboratory Study of Polymer Flooding for Improving Heavy Oil Recovery. Canadian International Petroleum Conference, Calgary, 2007.