

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

## **МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА**

**ІНТЕНСИФІКАЦІЯ ВІДБОРУ ВУГЛЕВОДНІВ ЗА  
ДОПОМОГОЮ ГІДРОРОЗРИВУ ПЛАСТ**

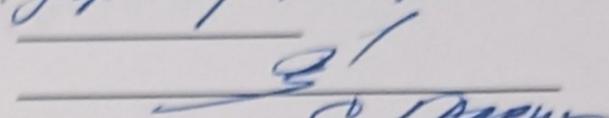
Розробив магістрант групи 601-МВ  
Керівник роботи

Федоренко О.О.  
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. Дарченко*  
  
В.О. Дарченко

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

на тему Інтенсифікація відбору вуглеводнів за допомогою гідророзриву  
пласта

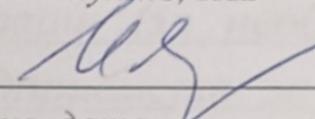
Пояснювальна записка

Керівник

Доцент, к.т.н.

Ларцева І.І.

посада, наук. ступінь, ПІБ

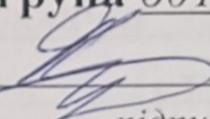
  
підпис, дата

Виконавець роботи

Федоренко Олександр

студент, ПІБ

група 601-МВ

 17.01.25  
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. Михайловська О.В.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом

к.т.н., доц. Немеренко Т.М.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 4 розділом

к.т.н., доц. Федченко Л.О.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту 23.01.25  
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  
*Р. О. Губенко* *М. П. Г*  
*Тавриця С. О.*  
"14" 10 2024 року

## ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Федоренко Олександр Олександрович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: Інтенсифікація відбору вуглеводнів за допомогою гідророзриву пласта

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 ф.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 1 Інформаційно-оглядова частина.

2. Експериментальна частина.

3. Теоретична частина (Аналітика. Моделювання).

4. Впровадження результатів досліджень

Висновки по проекту.

5. Перелік графічного матеріалу

---

---

---

---

---

---

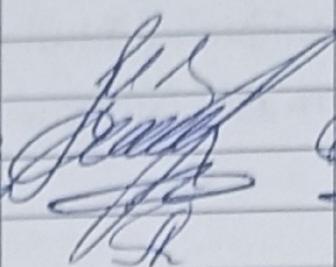
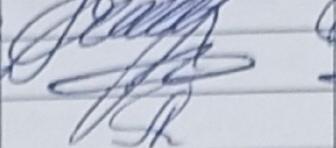
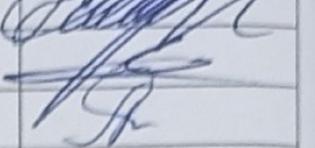
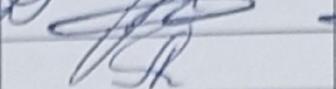
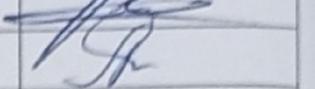
---

---

---

---

## 6. Консультанти розділів роботи

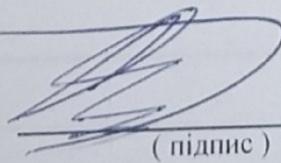
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
1	К.т.н., доц. Ларуше Л.		
2	К.т.н., доц. Мураї Любов О.В.		
3	К.т.н., доц. Пестренко Т.М.		
4	к.т.н., доц. Педченко Л.О.		

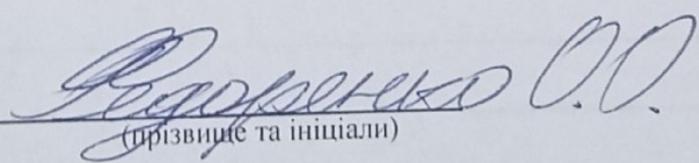
7. Дата видачі завдання 10.10.24

## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

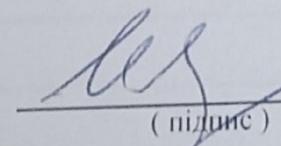
№ з/п	Етапи підготовки	Термін виконання
1	Інформаційно-оглядова частина	14.10 – 03.11
2	Експериментальна частина	04.11 – 24.11
3	Теоретична частина (Аналітика. Статистика. Моделювання)	25.11 – 15.12
4	Упровадження результатів досліджень	16.12 – 05.01
5	Оформлення та узгодження роботи	06.01 – 12.01
6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

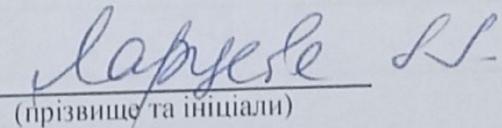
Студент

  
 (підпис)

  
 (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

  
 (підпис)

  
 (прізвище та ініціали)

## АНОТАЦІЯ

Федоренко О.О. Інтенсифікація відбору вуглеводнів за допомогою гідророзриву пласта. Кваліфікаційна робота магістра за спеціальністю 185 «Нафтогазова інженерія та технології». – Полтава: Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка». – 2025.

Роботу присвячено дослідженню питання технологічних аспектів проведення гідророзриву пласта та його ефективності.

У першому розділі описано загальний стан питання, включаючи характеристику виснажених родовищ та специфіку низькопроникних колекторів, представлено історію розвитку технології гідророзриву пласта та сформовані мета і завдання дослідження.

У другому розділі розглянуто різновиди технологій проведення ГРП, характеристики рідин для ГРП, особливості освоєння покладу після проведення процедури. Представлено аналіз екологічних аспектів та реальний приклад застосування в США.

У третьому розділі подана методика розрахунків параметрів ГРП з урахуванням вихідних даних і наведені програмні продукти для моделювання цього процесу.

У четвертому розділі аналізується досвід провідних сервісних компаній України з проведення ГРП за останні 10 років, висвітлюються стратегічні проєкти, що демонструють перспективність впровадження ГРП.

Ключові слова: виснажене родовище, гідророзрив пласта, свердловина, тріщина, рідини розриву, інтенсифікація, дебіт.

## ЗМІСТ

ВСТУП	2
РОЗДІЛ 1. Сучасний стан питання та завдання досліджень	5
1.1 Загальні поняття про виснажені родовища	5
1.2 Розробка низькопроникних колекторів	6
1.3 Загальні поняття про гідророзрив пласта	9
1.4 Історія упровадження гідророзриву пласта	13
1.5 Висновки за розділом 1. Мета та завдання досліджень	14
РОЗДІЛ 2. Технології гідророзриву пласта	16
2.1 Загальні поняття про багатостадійний гідророзрив пласта	16
2.2 Різновиди технологій проведення гідророзриву пласта	18
2.3 Рідин, що використовуються для гідророзриву пласта	23
2.4 Особливості освоєння покладу після проведення ГПР та заходи з охорони навколишнього середовища	29
2.5 Приклад реалізації ГРП у відкладах Shaly Carbonates в США	31
2.6 Висновки за розділом 2	33
РОЗДІЛ 3. Розрахунок гідророзриву пласта	35
3.1 Вихідні дані до розрахунку	35
3.2 Технологічні і технічні розрахунки параметрів	35
3.3 Програмні продукти для моделювання гідророзриву пласта	39
3.4 Висновки за розділом 3	40
РОЗДІЛ 4. Упровадження технологій гідророзриву пласта	42
4.1 Досвід проведення гідророзриву пласта провідними сервісними компаніями України	42
4.2 Стратегічні проекти	48
4.3 Висновки за розділом 4	50
Загальні висновки	52
Список використаної літератури	54

## ВСТУП

**Актуальність роботи.** Щорічно все більше родовищ вичерпують свої резерви. Значна кількість родовищ у світі, зокрема в Україні, перебувають на третій (падіння) та четвертій (завершальній) стадіях етапу видобутку. Багато запасів залишається в колекторах з низькою проникністю. Для забезпечення стабільного рівня видобутку необхідно включати до розробки нові родовища і також освоювати ті самі поклади із низькою проникністю.

Наразі для експлуатації низькопроникних пластів широко використовують дві технології: 1 – буріння похилих свердловин з використанням гідравлічного розриву пласта (ГРП) та 2 – буріння горизонтальних свердловин з подальшим багатостадійним гідравлічним розривом пласта (БГРП). Зібраний досвід показав низьку ефективність похилих свердловин з використанням ГРП для видобутку з низькопроникних колекторів. Значна частина резервів залишається невикористаною, що призводить до того, що частина вуглеводнів залишається у пласті. На сьогоднішній день буріння горизонтальних свердловин із застосуванням багатостадійного гідравлічного розриву пласта вважається найбільш ефективним методом видобутку вуглеводнів з колекторів зі зниженими фільтраційно-ємнісними показниками.

Під час проведення горизонтального буріння відбувається значне збільшення радіуса пласта, який взятий до фільтрації. Цей підхід дозволяє ефективно скоротити кількість необхідних свердловин для розробки родовища. Окрім того, використання багатостадійного гідравлічного розриву пласта призводить до створення системи тріщин уздовж усієї горизонтальної частини свердловини, що суттєво підвищує дебіт рідини з свердловини. Такий підхід сприяє оптимізації процесу видобутку та ефективному використанню вуглеводневих ресурсів.

З урахуванням високого рівня технологічної розвиненості та врахування екологічних аспектів, впровадження гідророзриву пласта може бути ключовим

кроком у використанні нафтогазових ресурсів країни та сприяти її енергетичній стабільності.

**Мета роботи** – дослідження гідророзриву пласта для підвищення вилучення вуглеводнів з виснажених родовищ.

**Основні завдання досліджень:**

- визначити проблеми, що пов'язані з вилученням газу з виснажених родовищ;
- проаналізувати технологію проведення гідророзриву пласта;
- визначити основні розрахункові параметри проведення гідророзриву пласта;
- ознайомитися з закордонним і вітчизняним досвідом проведення гідророзриву пласта.

**Об'єкт дослідження** – технологія проведення гідророзриву пласта.

**Предмет дослідження** – технологічні та технічні аспекти використання гідророзриву пласта.

**Методи досліджень:**

- аналіз літературних джерел та нормативних документів;
- порівняльний аналіз застосовано для оцінки досвіду впровадження ГРП у різних геологічних умовах, включаючи порівняння з міжнародними прикладами.

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

На основі узагальненого позитивного досвіду проведення гідророзривів АТ «Укргазвидобування» з 2016 по 2023 роки включно визначено, що на газових родовища з низькою проникністю як рідини розриву пласта кращими є загущений метанол або піни.

**Практичне значення** отриманих результатів полягає в узагальненні технологічних аспектів проведення гідророзриву пласта.

**Особистий внесок автора** роботи полягає у:

- проведенні літературного пошуку та його обробці;

– аналізі досвіду підвищення газовилучення шляхом проведення гідророзривів пласта.

**Структура та об'єм роботи.** Магістерська робота складається з вступу, 4 розділів, загальних висновків, списку використаних джерел (49). Робота виконана на 58 сторінках, містить 3 таблиці, 21 рисунки, 26 формул.

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

## РОЗДІЛ 1

### СУЧАСНИЙ СТАН ПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ ДОСЛІДЖЕНЬ

#### 1.1 Загальні поняття про виснажені родовища

Більшість родовищ газу та газоконденсатів в Україні розробляються на виснаження, перебуваючи на завершальній стадії розробки. Цей етап характеризується високим зниженням пластового тиску та зменшенням продуктивності свердловин, а також значними втратами рідких флюїдів у пласті через конденсацію важких газових фракцій. У газовому режимі для родовищ газу та газоконденсатів після падіння пластового тиску до гранично допустимого рівня залишається значна кількість газу. Коефіцієнт кінцевого газовилучення варіює від 70% до 99%, з середнім значенням приблизно 85 – 90% [3, 4, 12].

До залишкових і незалучених до розробки запасів вуглеводнів на виснажених газових, газоконденсатних (ГКР) і нафтогазоконденсатних (НГКР) родовищах відносять такі компоненти:

1. Газ і конденсат, які залишилися без розробки або не були достатньо дренажовані.
2. Газ, який залишився у родовищах після зниження пластового тиску до гранично рентабельного рівня.
3. Защемлений конденсат і газ в обводнених зонах родовищ.
4. Конденсат, що випав з газу в пласті під час розробки ГКР за режимом виснаження пластової енергії.
5. Нафта в невеликих об'ємівках.
6. Зв'язана нафта в ГКР.
7. Ресурси газу в родовищах з низькою продуктивністю, які раніше не були розроблені.
8. Флюїди в родовищах з низькопроникними колекторами [5, 13].

Наведена ситуація із залишковими запасами вуглеводнів у виснажених родовищах потребує розроблення нових технологій та підходів, які забезпечують максимально повне вилучення вуглеводнів, ураховуючи особливості завершальної стадії розробки родовищ.

Найбільші топ-5 родовищ компанії «Укргазвидобування» мають різний показник розробки [37]: Шебелинське – 90%; Західно-Хрестищенське – 90%; Яблунівське – 79%; Єфремівське – 82%; Мелехівське – 82%.

Наприклад, одне з найбільших в Україні родовищ – Яблунівське газоконденсатне родовище, що відкрите в 1977 року в межах Лохвицького району Полтавської області та запаси газу якого налічують понад 20 млрд м<sup>3</sup>, вважається виснаженим. За період експлуатації родовища з 1983 року з нього вилучено понад 60 млрд м<sup>3</sup> газу, залишкові запаси становлять 30% від початкових. Фонд працюючих свердловин налічує 69 одиниць [35].

## 1.2 Розробка низькопроникних колекторів

Для традиційних колекторів вуглеводнів зазвичай застосовують поділ по проникності незалежно від характеру пустотного простору на п'ять класів колекторів, останній з яких за проникності менше 1 мД є для традиційного резервуару непромисловим, а для нетрадиційного колектору розглядаються щільні породи з проникністю нижче 1 мД та середньою пористістю до 3 – 5% [4, 5]. Цей поділ показано у таблиці 1.1.

Що нижча проникність пласта, то більше буде вартість його освоєння та для розробки потрібно застосовувати більш складні технології.

Відмінність нетрадиційних ресурсів вуглеводнів від традиційних з погляду промислової та економічної значимості полягає в тому, що їх видобуток вимагає застосування ускладнених, сучасніших і тому дорогих технологій [12] (рис. 1.1).

Таблиця 1.1 – Характеристика проникності порід-колекторів не залежно від типу порожнин

Проникність, Д	Якість проникності гірських порід	Колектори
Більше 1	Дуже високопроникні	Традиційні
Від 1 до 0,1	Високопроникні	
Від 0,1 до 0,01	Проникні	
Від 0,01 до 0,001	Середньопроникні	
Від 0,001 до 0,0001	Низькопроникні	Нетрадиційні
Від 0,0001 до 0,00001	Наднизькопроникні	
Менше 0,00001	Екстранизькопроникні	
$1 \cdot 10^{-9}$	Нанопроникні	

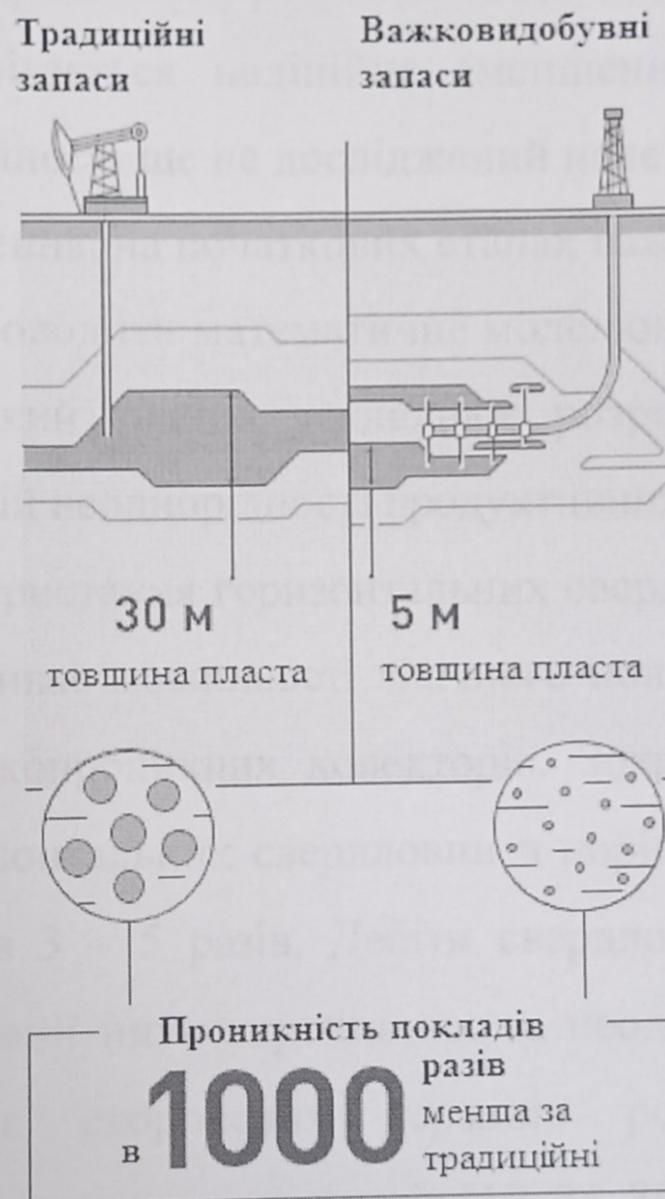


Рисунок 1.1 – Відмінність традиційних від важковидобувних

Тривалі неусталені режими є характерною особливістю низькопроникних колекторів. Свердловини, які введено в експлуатацію, функціонують із

зменшенням дебіту та вибійним тиском протягом кількох місяців. Запуск свердловини в пласті викликає процес розповсюдження тиску від свердловини до межі її зони дренування. Період, за який зміна тиску досягає межі зони дренування, визначається як період неусталеного режиму. Для низькопроникних пластів цей період може бути значно тривалішим. Якщо вважати, що кожній свердловині відповідає певна кількість запасів вуглеводнів, пов'язаних з розміром зони дренування свердловини, то за час роботи на неусталеному режимі свердловина видобуває певну їхню частину.

Важливою особливістю низькопроникних колекторів, яка вимагає докладного вивчення, є існування режимів течії, які не підкоряються закону Дарсі. Результати лабораторних експериментів свідчать про те, що при низьких градієнтах тиску спостерігається нелінійне зменшення швидкості флюїду. Оскільки цей ефект нелінійності ще не досліджений належним чином, і відсутнє однозначне фізичне пояснення, на початкових етапах важливо отримати числові кореляції, які дозволять проводити математичне моделювання родовищ [27, 46].

Один із чинників, який значно ускладнює розробку низькопроникних колекторів, полягає в значній неоднорідності продуктивних пластів. Міжнародний та вітчизняний досвід використання горизонтальних свердловин свідчить про те, що їх впровадження відкриває можливості значного поліпшення технологічних показників розробки низькопроникних колекторів. Зокрема, темпи видобутку вуглеводнів з систем горизонтальних свердловин в порівнянні з вертикальними системами збільшуються в 3 – 5 разів. Дебіти свердловин зростають завдяки розширенню площі фільтрації низькопроникних та неоднорідних пластів малої товщини. Результатом є скорочення термінів розробки та освоєння важкодоступних ділянок нафтогазових покладів [19, 24, 30].

За допомогою подібних свердловин можна забезпечити розробку продуктивних пластів, що залягають під річками, озерами, горами, міськими спорудами тощо [30, 45].

### 1.3 Загальні поняття про гідророзрив пласта

Нафта і газ видобуваються із різних типів продуктивних пластів, які перебувають під великим тиском. Режим, при якому відбувається приплив рідини до свердловини, називається радіальним (рис. 1.2).

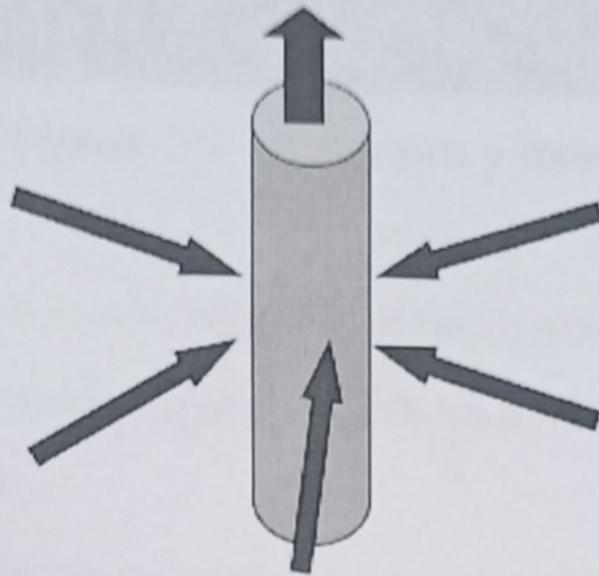


Рисунок 1.2 – Радіальний приплив до свердловини

За радіальних умов продуктивність свердловини залежить від депресії, створеної між пластом і свердловиною  $\Delta P$ , та пропускної спроможності пласта  $k$ .

За допомогою технології гідравлічного розриву пласта (ГРП) досягаються високі дебіти свердловин за рахунок значного розширення зони дренування та початку фільтрації флюїду в вузьких ділянках пласта.

При проведенні ГРП у свердловину закачується рідина при тиску вище за тиск розриву породи. При подальшому закачуванні рідини в пласт створюється високопроникна тріщина (рис. 1.3). У піщаних колекторах, а іноді й у карбонатних, створена тріщина розклинюється пропантом. У карбонатних колекторах для розчинення породи вздовж тріщини можна використовувати кислоту. Використання кислоти збільшує проникність тріщини за рахунок створення витравлених каналів, що залишаються відкритими після закриття тріщини. Рух рідини в тріщині – лінійний.

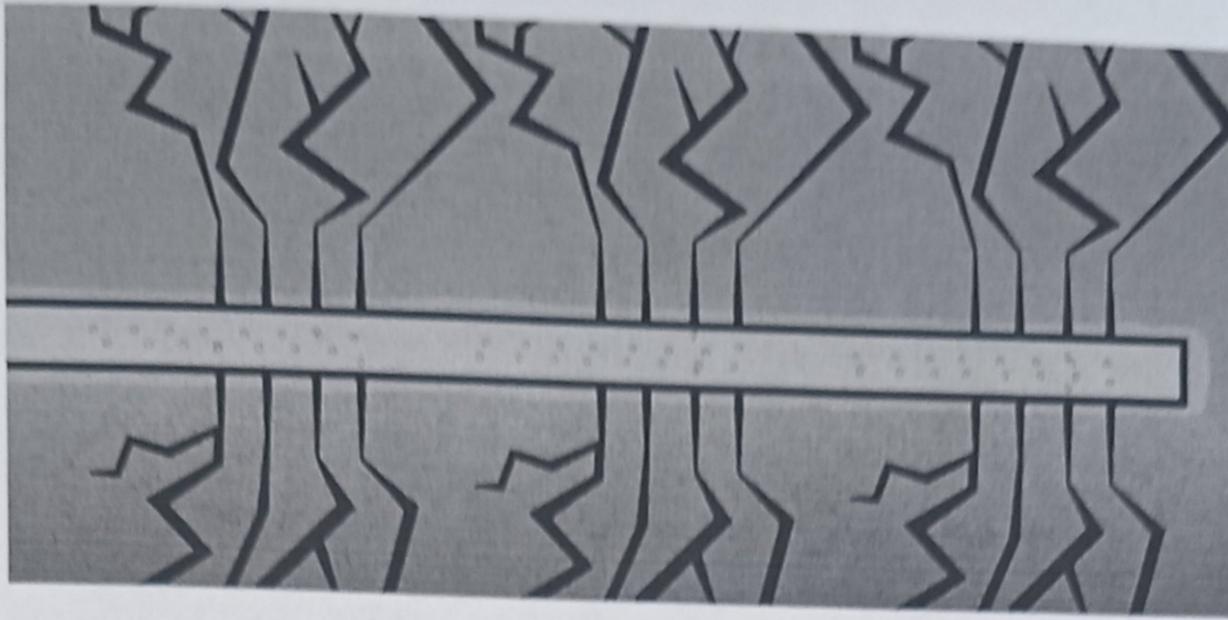


Рисунок 1.3 – Тріщини у пласті

Створення лінійного потоку веде до підвищення темпів відбору рідини із пласта. У тріщині значно знижуються додаткові втрати тиску при русі рідини із пласта до свердловини [25].

Прискорення темпів відбору рідини з пласта означає, що балансові запаси можуть бути вилучено за більш короткий період часу. ГРП може бути застосований як у високопроникних, так і в низькопроникних колекторах [11, 22, 26], але частіше використовується для збільшення видобутку низькопроникних зон пласта.

При здійсненні ГРП необхідне досягнення таких цілей:

- відновлення та/або збільшення видобутку із пласта;
- зміна темпів падіння видобутку;
- збільшення дебіту свердловини; оптимізація роботи свердловини.

Економічно обгрунтоване збільшення видобутку з низькопроникних пластів найчастіше вимагає проведення ГРП із застосуванням пропанту. У такому у разі контраст проникностей матеріалу заповнення тріщини і породи забезпечує більш ефективну систему дренажування, ніж під час проведення кислотної обробки або будь-якого іншого виду впливу на пласт.

При реалізації ГРП у привибійній зоні можуть утворюватися тріщини різної просторової орієнтації: горизонтальні, вертикальні або похилі. При нагнітанні рідини розриву, що нефільтрується або слабо фільтрується, по мірі підвищення

тиску закачування напруження в гірській породі зростає і відбувається її стиск до певної межі, після перевищення якої порода не може чинити опір збільшенню стиску і розтріскується (рис. 1.4). Після зняття тиску закачування виникають залишкові тріщини (тріщини розуцільнення), як правило, вертикальної або похилої орієнтації [32, 40].

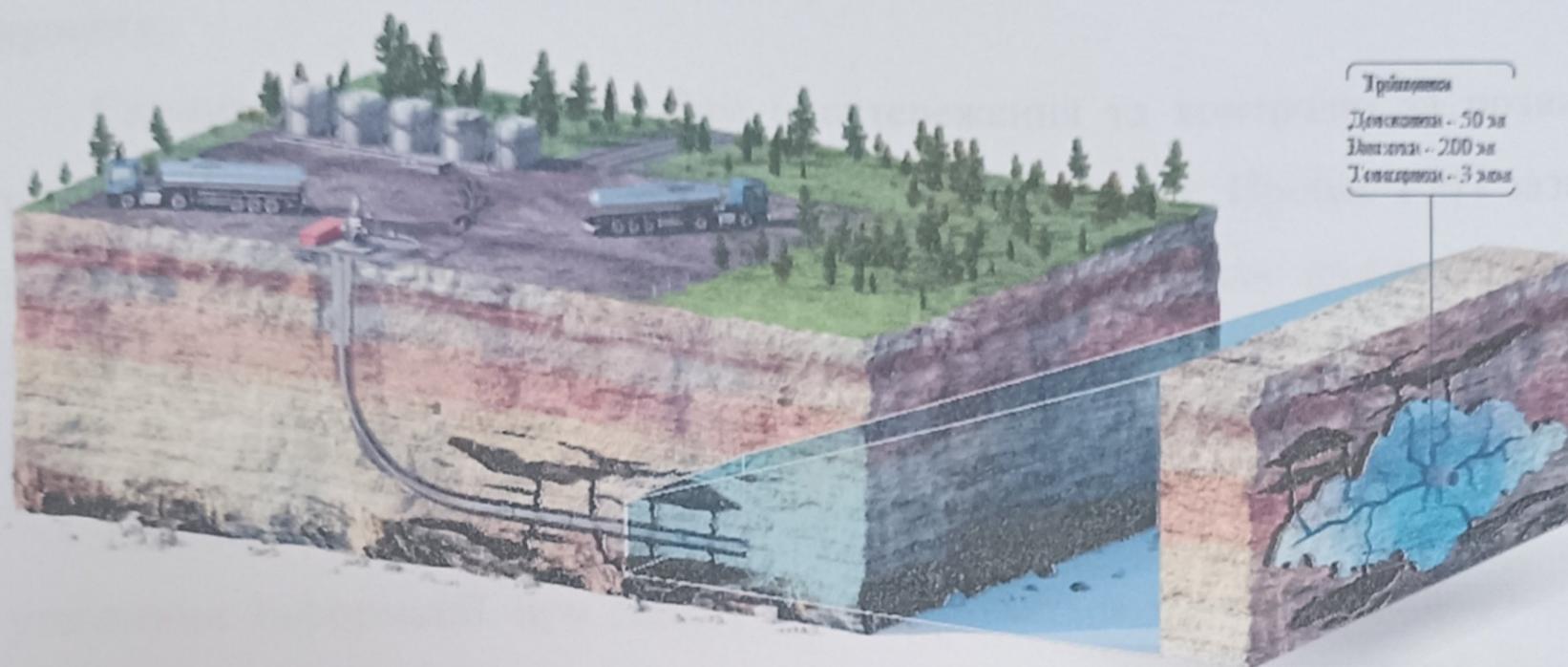


Рисунок 1.4 – Утворення тріщин за допомогою гідророзриву пласта

Розвиток тріщини залежить від природних гірських напружень, властивостей гірських порід, проникності пласта та пластового тиску. Ці характеристики повинні бути враховані під час планування ГРП.

Кількість рідини, що поглинається пластом під час ГРП, залежить від властивостей самої рідини та від проникності пласта. Коли фільтрація рідини розриву в пласт велика, довжина тріщини зменшується і тріщина звужується. Ширина розкриття тріщини залежить від природних гірських напружень (мінімального гірського напруження). Висота тріщини контролюється межами пласта (покрівлею та подошвою) та величиною основних напружень гірських порід. Чим вищий модуль пружності породи (модуль Юнга), тим вужче тріщина. Інші властивості гірських порід, такі як коефіцієнт Пуассона та стисливість системи, також впливають на геометрію тріщини, але значно меншою мірою;

Градiєнт розриву використовується для визначення величини тиску необхідного для розриву породи. Чим вище градiєнт розриву, тим вище тиск, який необхідно створити під час ГРП. Якщо робочий тиск досягає максимально допустимого тиску (для гирла та маніфольдів), то можливе передчасне екранування тріщини під час закачування пропанта – подальше закачування пропанта не може продовжуватись безпечно і відбудеться передчасна зупинка процесу.

Єдиним доступним способом спостереження та контролю за розвитком тріщини у реальному часі є інтерпретація запису тиску. Процес ГРП зазвичай проходить у такій послідовності: розрив породи – початкове зростання тріщини – розвиток тріщини – закриття тріщини. Розуміння величин тисків, відповідних цим етапам, є вирішальним для успішного проектування та проведення ГРП.

Найчастіше перед основним ГРП проводиться нагнітальний тест для уточнення інформації про пласт, який називається міні-ГРП (інформаційний ГРП). Він показує, як поводитиметься порода під час основного ГРП. Також під час проведення нагнітального тесту можна отримати інформацію про втрати тиску в перфораційних отворах та привибійній зоні, а також ймовірність створення множинних тріщин [30].

З нагнітального тесту визначається : тиск розриву породи; градiєнт розриву; тиск розвитку тріщини; тиск миттєвої зупинки насосів; тиск закриття тріщини; тиск розкриття тріщини; величини втрат тиску на тертя у насосно-компресорній трубі; втрати тиску на тертя в перфораційних отворах; втрати тиску в привибійній зоні; ефективність рідини; приблизний об'єм рідини розриву.

Ідентифікація параметрів, що мають переважний вплив на ефективність, і подальша формалізація процесу на основі статистичного моделювання дозволяють здійснити науково-обґрунтований вибір свердловин і підібрати оптимальну технологію стимулювання з метою підвищення ефективності ГРП [23].

#### 1.4 Історія упровадження гідророзриву пласта в світі

Вперше гідророзрив пласта був використаний 1947 року в США. З тих пір його почали широко застосовувати для інтенсифікації видобутку вуглеводнів [27]. В 1952 році ГРП почали використовувати на родовищах Північного Кавказу, Азербайджану, Туркменістану.

Початок проведення ГРП в Україні пов'язаний з 1957 роком, а своєрідний пік був досягнутий 1959 року, коли було вироблено до 3000 гідророзривів на рік.

В 70 – 80-і роки 20 сторіччя гідророзрив інтенсивно застосовували на нафтогазоносних родовищах Великобританії, Нідерландів, Німеччини, Норвегії (Північне море). Завдяки ГРП дебіт свердловин збільшувався у 10 разів.

До родовищ США, яких би не існувало в експлуатації без проведення гідророзриву пласта, відносяться Стрейбері в західному Техасі; Пайн-Айленд в Луїзіані; Анадарко; Морроу Веллс в північно-західній Оклахомі; весь Сан-Хуан басейн у Нью-Мексико; басейн Денвер Джулсберг в Колорадо; поклади Східного Техасу та Північної Луїзіани в Бавовняній долині тощо.

У світі проведено вже більше мільйона операцій з ГРП, а в Україні тільки в 2012 було здійснено більше 300 гідророзривів.

У 21-му столітті ГРП почали використовувати в США для отримання сланцевого газу (Барнетт, Босьє, Марцелл та Хейнсвіль,). Хоча є багато противників проведення гідравлічного розриву пласта, конкретних негативних наслідків його застосування не зафіксовано.

Такі світові сервісні компанії як Halliburton, Schlumberger, BJServices та ін. є провідними в проведенні ГРП та використанні інших методів інтенсифікації нафтогазовидобутку. На рисунку 1.5 наведено топ-10 світових компаній, які спеціалізуються на проведенні ГРП [49].

### Global Top 10 Hydraulic Fracturing Companies [2023]

- 1 Schlumberger Ltd. (Schlumberger N.V.)
- 2 Baker Hughes Company
- 3 Halliburton Company
- 4 Weatherford International plc
- 5 Liberty Energy Inc.
- 6 NexTier Oilfield Solutions
- 7 Patterson-UTI Energy, Inc.
- 8 ProFrac
- 9 ProPetro Holding Corp.
- 10 Calfrac Well Services Ltd.

Рисунок 1.5 – Топ-10 компаній, що спеціалізуються на проведенні ГРП

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

1. Більшість родовищ газу та газоконденсатів в Україні розробляються на виснаження і знаходяться на завершальній стадії розробки, на якій спостерігається значне зниження пластового тиску та продуктивності свердловин.

2. Традиційні колектори вуглеводнів з проникністю менше 1 мД відносяться до непромислових, або переходять в категорію нетрадиційних колекторів. Що нижча проникність пласта, то більше буде вартість його освоєння і розробки, оскільки потребує більш складних технологій.

3. Досвід проведення горизонтальних свердловин у низькопроникних колекторах дозволяє збільшити темпи відбору вуглеводнів в 3 – 5 разів порівняно з вертикальними. Це відбувається за рахунок збільшення площі фільтрації низькопроникних, неоднорідних пластів малої товщини; скорочення термінів розробки; освоєння важкодоступних ділянок нафтогазових покладів.

4. Інтенсифікація низькопроникних виснажених покладів за допомогою гідророзриву пласта дозволяє відновити та збільшити видобуток вуглеводнів.

5. Уперше в світі гідророзрив було проведено в США у 1947 році, а в Україні – в 1957 році. На сьогодні в світі проведено вже більше мільйона операцій з ГРП, а в Україні тільки в 2012 було здійснено більше 300 гідророзривів.

**Мета роботи** – дослідження гідророзриву пласта для підвищення вилучення вуглеводнів з виснажених родовищ.

**Основні завдання досліджень:**

- визначити проблеми, що пов'язані з вилученням газу з виснажених родовищ;
- проаналізувати технологію проведення гідророзриву пласта;  
визначити основні розрахункові параметри проведення гідророзриву пласта;
- ознайомитися з закордонним і вітчизняним досвідом проведення гідророзриву пласта.

## РОЗДІЛ 2

### ТЕХНОЛОГІЇ ГІДРОРОЗРИВУ ПЛАСТА

#### 2.1. Загальні поняття про багатостадійний гідророзрив пласта

Одним із перспективних заходів для збільшення видобутку вуглеводнів у низькопроникних колекторах та родовищах з геологічно складною будовою є застосування багатостадійного гідравлічного розриву пласта. Цей метод спрямований на залучення до розробки резервів, які раніше залишалися неохопленими через різні причини [6, 9, 23].

Відмінність цієї технології від простого гідравлічного розриву полягає в тому, що в свердловині проводять послідовні гідравлічні розриви. Суть технології багатостадійного гідравлічного розриву пласта полягає у збільшенні відкритої проточної частини продуктивного пласта та створенні шляхів високої проникності між цією областю та свердловиною. Це досягається шляхом закачування основної рідини, складеної з води та активних компонентів, яка містить невеликі концентрації хімічних добавок та розклинюючого наповнювача. Під тиском цей флюїд закачується в свердловину, де вузькі тріщини розширюються, утворюючи проточні канали для вуглеводнів, раніше ущільнених у непроникній породі (пастці). Новоутворені розриви підтримуються матеріалом, що розклинюється, забезпечуючи підвищену проникність (рис. 2.1).

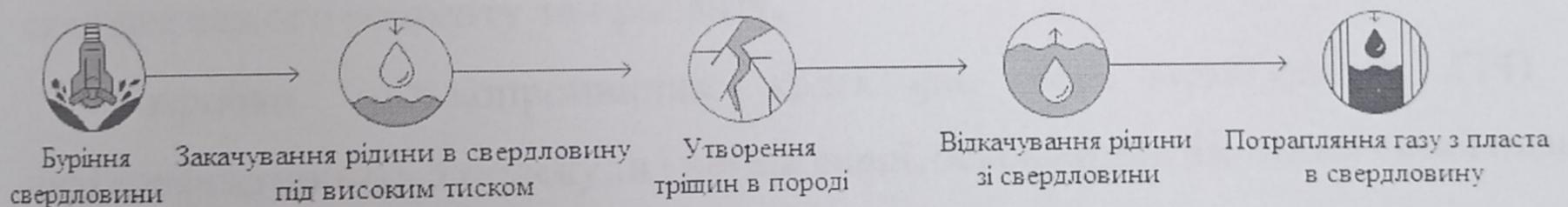


Рисунок 2.1 – Схема багатостадійного гідророзриву пласта

За допомогою БГРП пласта можна досягти таких змін:

– створити канал припливу в зоні пристовбурної порушеної проникності;

– шляхом збільшення радіусу дренавання (рис. 2.2) збільшити дебіт вуглеводнів шляхом підвищення продуктивності пласта.

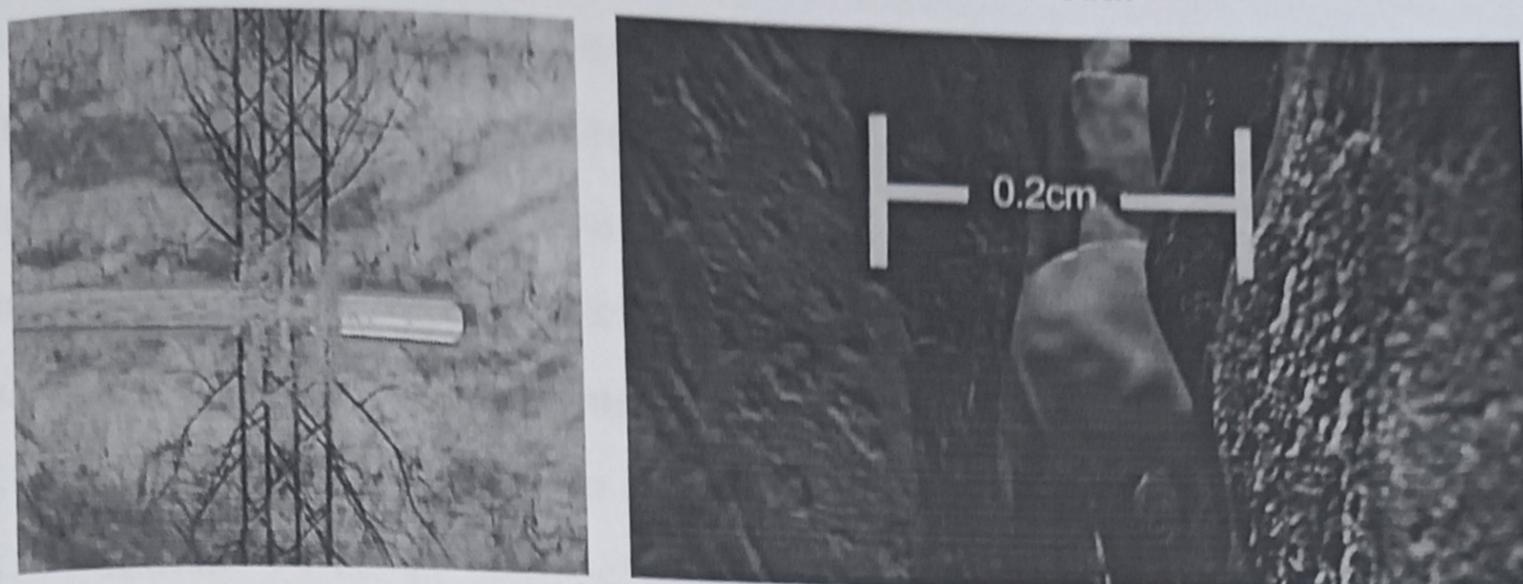


Рисунок 2.2 – Ширина каналів, що утворюються при БГРП

Результати впровадження (БГРП) на свердловині включають:

– повторне значуще збільшення проникності в області тріщин, що призводить до підвищення дебіт видобувної свердловини. Цей результат досягається шляхом зменшення гідравлічних опорів у припливній зоні та розширення поверхні фільтрації свердловини;

– підвищення кінцевої газовіддачі через залучення зон колектора та прошарків, які раніше не були дренавані. У цьому випадку можна розглядати ГРП як один із способів підвищення видобутку нафти та газу.

За тривалий час застосування цієї технології на родовищах всього світу з'явилося безліч варіантів і технологічних рішень, обумовлених особливостями об'єкта розробки. Технології різняться за обсягами закачуваного реагенту, складом самого реагенту та пропанту.

Розробка низькопроникних колекторів без застосування ГРП є низькоефективною, а подекуди і неможливою, оскільки реалізуються вкрай низькі темпи відбору від початкових видобутих запасів та свердловини експлуатуються з дебітами на межі рентабельності [28].

## 2.2 Різновиди технологій проведення гідророзриву пласта

Існує різні технології проведення ГРП, і вони постійно вдосконалюються.

При проведенні стандартної операції ГРП із заздалегідь спущеним компонованням можна виділити дві відмінні риси: повна цементація стовбура; використання заколонних пакерів [11]. При повній цементації стовбура проводять операції з мостовими пробками, а із заколонними пакерами застосовують розсувні муфти та муфти BPS.

Технологія ГРП із застосуванням мостових пробок (рис. 2.3). Пакер спускається в зону нижнього інтервалу хвостовика – інтервалу перфорації, та проводиться 1-ша стадія ГРП, далі проводиться очищення стовбура після ГРП. Установкою мостової пробки у хвостовику ізолюється нижній стимульований інтервал і проводиться перфорація наступного інтервалу та ГРП. Після очищення вибою та розбурювання пробки операції повторюються.

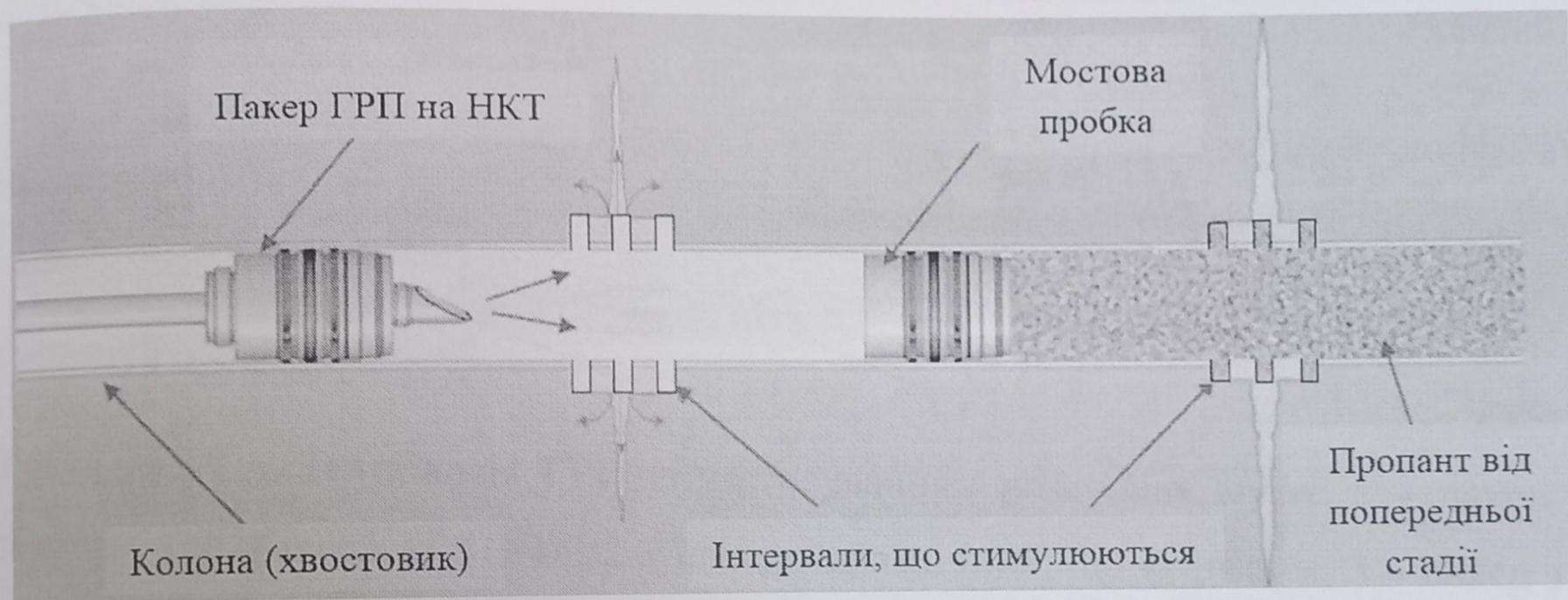


Рисунок 2.3 – Технологія ГРП із застосуванням мостових пробок

Перевагами технології із застосуванням мостових пробок є: механічна простота; відсутність обмежень більш складніших компоновок закінчення (наприклад, складності доведення кулі при розсувних портах та ін.); можливість ГРП із значною кількістю стадій (в т.ч. свердловин малого діаметра 102 мм); можливість гнучкої зміни розташування точок ініціації тріщин.

Недоліками методу є: необхідність кількох операцій противикидних робіт (ПВР); ускладнення проведення капітального ремонту свердловин (КРС) (передчасна активація пробки, посадка мостової пробки, кілька операцій ПВР у горизонтальному стовбурі, розбурювання мостових пробок та вимивання пропанта, нормалізація вибою на свердловинах з низьким  $P_{пл}$ ); тривала послідовність робіт КРС та ГРП.

Технологія ГРП із застосуванням розсувних муфт (рис. 2.4). Спуск стінгера (спеціальний пакеруючий пристрій) з посадкою та опересуванням у голові хвостовика. ГРП проводиться наступним скиданням куль (від меншого до більшого) залежно від кількості стадій. При скиданні куля потрапляє в сідло муфти ГРП, у зв'язку з чим відбувається зростання тиску, зрізуються настановні штифти і відкриваються вікна муфти, через що проводиться ГРП. Після проведення всіх стадій необхідно виконати нормалізацію хвостовика від пропantu із фрезеруванням муфт ГРП силами бригади КРС.

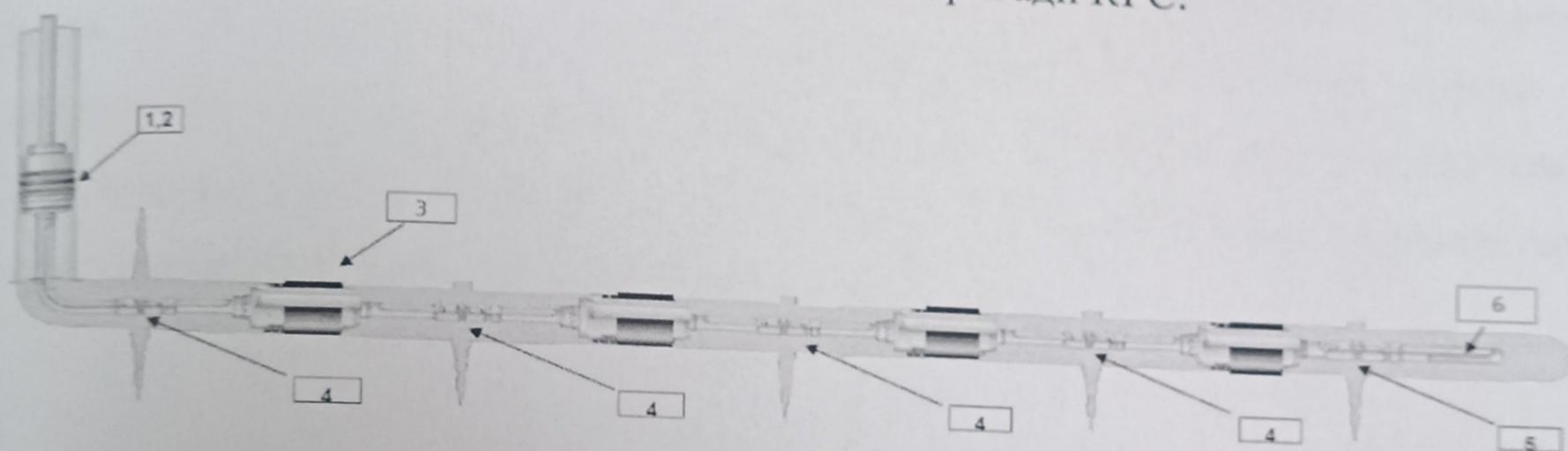


Рисунок 2.4 – Технологія ГРП із застосуванням розсувних муфт: 1 – пакер-підвіска хвостовика «RSB-1»; 2 – пакер гідравлічний, що якіриться; 3 – пакер з розбухаючим елементом ущільнювача з активацією на нафту; 4 – циркуляційна муфта для ГРП ISO-Port, керована кулями; 5 – циркуляційна муфта для ГРП «Hydro-Port», керована гідравлічним тиском; 6 – башмак циркуляційний з клапаном-відсікачем, керованим кулею

Переваги цієї технології:

– проведення до 12 стадій ГРП за один підхід флоту ГРП;

- немає обмежень за обсягом пропанта, що закачується;
- можливе застосування розчинних куль (скорочуються терміни освоєння та знімаються ризики з кольматації ПЗП);
- немає обмежень по глибині спуску хвостовика;
- потенційна можливість ізоляції обводнених інтервалів закриттям портів;
- контроль за розвитком тріщини ГРП.

Недоліки цієї технології:

- невідкриття розсувного порту у зв'язку з недоведенням кулі;
- поглинання при розбурюванні розсувних муфт (високі ризики прихоплення інструменту та кольматація ПЗП);
- складність компонування;
- складність закінчення свердловини;
- ризик розвитку багатотріщинності.

Технологія ГРП із застосуванням розривних муфт BPS (рис. 2.5). Розривні порти встановлюються в муфтах колони або хвостовика при спуску в свердловину. Порти при ГРП відкриваються з використанням спеціального селективного пакеру тиском. Після відкриття кожного порту здійснюється закачування. Далі перехід до наступного інтервалу.



Рисунок 2.5 – Технологія ГРП із застосуванням розривних муфт BPS

Перевагами технології є:

- механічна простота;

– розривні муфти є частиною обсадної колони – спрощені спуск та закінчення свердловини;

– може застосовуватися як для цементованих, так і нецементованих колон;

– відсутність потреби у промиванні свердловини після ГРП;

– швидка нормалізація вибою після «СТОПу» без залучення ГНКТ.

До недоліків цього методу відносять:

– ризик недостатньої герметичності встановлених пакерів;

– ризик розвитку багатотріщинності;

– ризик прориву тріщин між секціями та активація муфт або деформація хвостовика (при нецементованому хвостовику);

– ризик наявності каверн із цементом навпроти ділянки установки BPS;

– ризик активації муфт під час зриву пакера під час ГРП;

– ризик неактивації муфт;

– ризик підвищених втрат тиску на тертя на муфтах;

– часта потреба у заміні чашкових пакерів;

– складність ізоляції інтервалів пласта;

– висока вартість обладнання.

Технологія ГРП із застосуванням гідропіскоструминної перфорації на гнучких насосно-компресорних трубах (рис. 2.6).

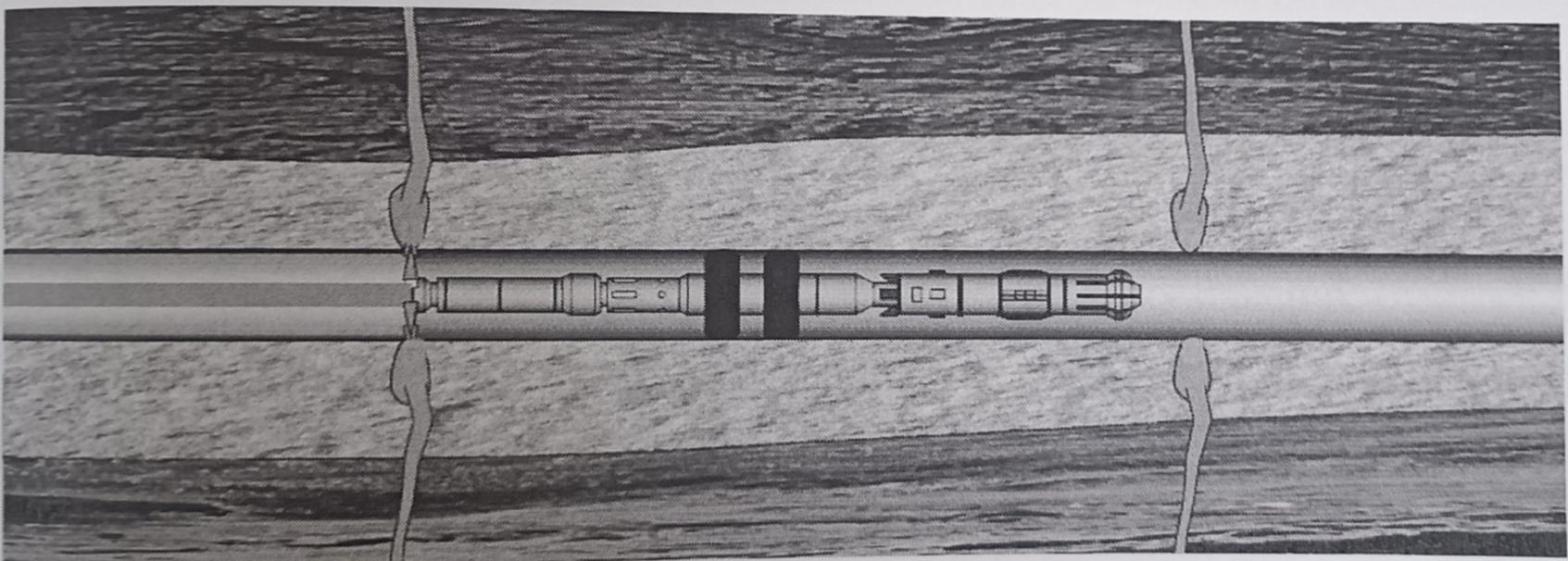


Рисунок 2.6 – Технологія ГРП із застосуванням ГПП на ГНКТ

Ця технологія застосовується за таким сценарієм. Компонування спускається у свердловину. Здійснюється прив'язка перфоратора. Пакер-відсікач «сідає» у заданому інтервалі, потім проводиться його опресування. Далі через колону гнучких насосно-компресорних труб починається циркуляція рідини з подачею необхідної для проведення абразивної перфорації. Починається закачування суміші з концентрацією абразивного матеріалу  $100 \text{ кг/м}^3$  для перфорації колони обсадної. Перфорація займає близько 10 – 15 хвилин. Проводиться операція ГРП відповідно до програми робіт. Запис тиску в ГНКТ дозволяє контролювати вибійний тиск в реальному часі. Шляхом механічного натягування відкривається врівноважуючий клапан і зривається пакер-відсікач. Компонування піднімається на наступний інтервал. Пакер-відсікач «сідає» в даному інтервалі та опресовується, процеси проведення перфорації та ГРП повторюються.

До переваг цього методу можна віднести:

- швидке проведення ГРП;
- створення тріщини в точно заданому інтервалі (порівняно з варіантом відкритого стовбура);
- контроль вибійного тиску під час проведення ГРП (нерухомий стовп рідини у ГНКТ);
- у разі «СТОПу» швидке очищення стовбура свердловини від пропанта;
- не потрібні відсипки, після ГРП у свердловині не залишаються пакери, порти з посадковими сідлами;
- економія на проведенні перфорації, спуск та посадку пакерів;
- можливість застосування в горизонтальних та вертикальних свердловинах.

До недоліків цього методу відносять:

- експлуатаційна колона повинна витримувати потрібний тиск, оскільки ГРП проводять через міжтрубний простір;
- витрати на цементування експлуатаційної колони або хвостовика.

Остання технологія ГРП призначена тільки для малооб'ємних операцій. Найчастіше використовуються технології із заколонними пакерами (рис. 2.4). Водонабухаючі пакери налаштовані на хімічний склад пластової води, що виключає ймовірність взаємодії з буровим розчином і як наслідок швидку реакцію набухання. Застосування розривних муфт ВРМ має обмеження за глибиною 2030 м.

### 2.3 Рідини, що використовуються для гідророзриву пласта

За призначенням розрізняють такі рідини для ГРП:

- рідина розриву – нагнітається в привибійну зону пласта для порушення цілісності гірської породи з утворенням нових тріщин або розширенням вже існуючих;

- рідина-пісконосій – розвиток застосовується для транспортування піску з поверхні до тріщини та заповнення її пропантом до певних необхідних розмірів. Рідина-пісконосій характеризується низькою фільтрацією, має високу піскоутримуючу здатність для попередження осідання піску в трубах, циліндрах насоса, елементах обв'язки, на вибої свердловини, а також для передчасної втрати рухливості в тріщині, що може призвести до серйозних ускладнень. У видобувних свердловинах як рідини-пісконосії використовуються в'язкі рідини або нафти, гідрофобні водонафтові емульсії, нафтомазутні суміші, HCl із застосуванням загусника та ін. В якості рідин-пісконосіїв нагнітальних свердловинах використовуються крохмально-лужні розчини, HCl із застосуванням загусника, розчини сульфід-спиртової барди, гідрофільні нафтоводянні емульсії, нейтралізований чорний контакт та ін [7].

- продавочна рідина – використовується для задування з насосно-компресорних труб в нову утворену тріщину рідини розриву та рідини-пісконосія.

Ці рідини послідовно закачуються у пласт.

До рідин для проведення ГРП висуваються певні вимоги: дешевизна; доступність; гарна піскоутримуюча здатність; здатність не зменшувати проникність породи пласта; мінімальні втрати на тертя під час закачування з високими витратами; інертність щодо набухання глинистих мінералів пласта; мінімальне пошкодження пласта речовинами, що входять до складу рідини чи гелю; відсутність сторонніх механічних домішок; неможливість утворення нерозчинних осадів при зіткненні з рідинами та породою пласта; стабільність властивостей за високої температури протягом заданого часу; здатність легко розкладатися і втрачати в'язкість після зупинки закачування; максимально повно видалятися з пласта.

Поруч з основними рідинами застосовується велика кількість присадок, що виконують різні функції: структуроутворюючі та ті, що викликають деструкцію; знижують інфільтрацію; знижують тертя; термостабілізатори; поверхнево-активні речовини (ПАР); емульгатори та деемульгатори; стабілізатори глини; буфери; піноутворюючі та піноруйнуючі; гідрофобізуючі; створюючі рН середовища; бактерициди; інгібітори корозії та ін.

В даний час рідини ГРП можуть містити у своєму складі до восьми різних добавок до типових рідин розриву. Найчастіше ці добавки є обов'язковими. При використанні кількох добавок необхідно обов'язково перевіряти їхню сумісність між собою [7, 10].

На практиці розробки газових і нафтових сланців широко використовуються наступні рідини розриву: піни, суміш  $\text{CO}_2$  та азоту (без пропанта), лінійні та прошиті гелі, в'язкопружні гелі, slickwater, різноманітні гібридні системи.

Загущений метанол або піни використовуються в основному на газових родовища або родовищах з низькою проникністю.

Після завершення операції ГРП, заведений у тріщині пропант повинен утримувати її у відкритому стані та забезпечувати високу провідність каналу. Здатність пропанта витримувати тиск закриття тріщини у пластових умовах та

зберігати її провідність з часом залежить від його розміру, міцності та концентрації в тріщині. Тому вибір пропанта дуже впливає на результат ГРП.

– пісок;

– пропант середньої міцності (ISP);

– високоміцний боксит (HSP).

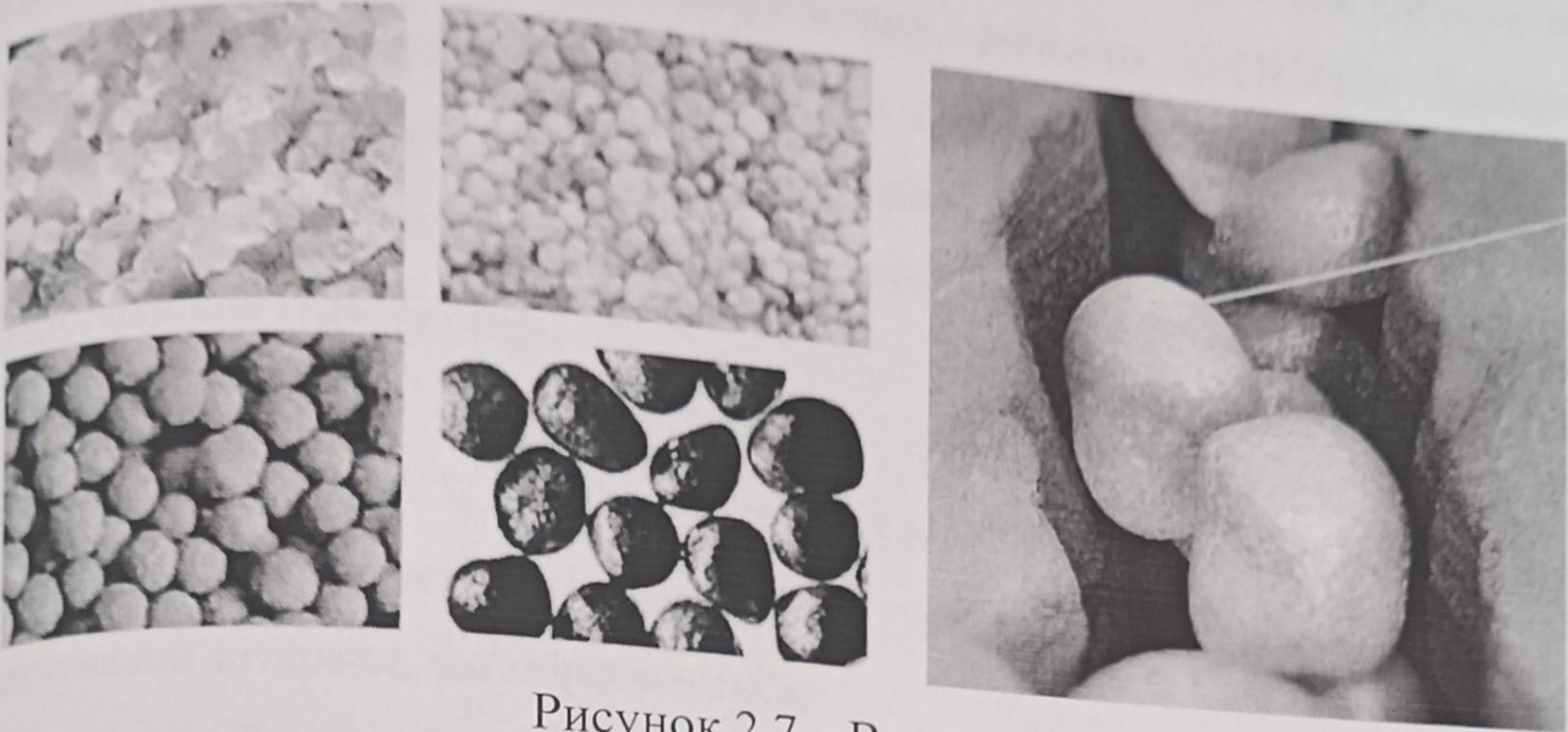


Рисунок 2.7 – Види пропанту

Вже давно у зарубіжній та вітчизняній практиці ГРП як рідини розриву широкого поширення набули водні розчини полімерів, таких як біополімери, гуарова смола, гідроксипропілгуар, гідролізований поліакриламід та ін. При проведенні операцій гідророзриву з використанням подібних рідин виникає серйозна проблема погіршення фільтраційних властивостей колектору за рахунок кольматації порового простору пласта і тріщин, що утворилися залишками не зруйнованого до кінця полімерного гелю.

Крім цього, висока в'язкість полімерних рідин, необхідна для утримання розклинюючого агента в об'ємі, ускладнює процес транспортування пропанта глибоко в пласт із низькою проникністю. У такому випадку в низькопроникному колекторі утворюються тріщини, які переважно зростають у висоту по пласту, тоді як головна мета при обробці ділянки з поганими фільтраційними

властивостями зводиться до створення довгої тріщини, що проводиться, поширюється якомога глибше в продуктивний інтервал.

Щоб уникнути вищезазначених труднощів, доцільно використовувати малов'язкі рідини розриву, які не містять полімерних компонентів. В даний час такими перспективними у розробці та застосуванні рідинами стали системи на основі в'язкопружних поверхнево-активних речовин (ВПАР). Завдяки дифільній структурі молекули ПАР схильні до самоасоціації у розчинах, що проявляється в утворенні міцел. В об'ємі водної фази вигідною для утворення міцел стає деяка концентрація ПАР, що називається критичною концентрацією міцелоутворення (ККМ) [10].

Утворений гель завдяки пружній структурі утримує в об'ємі розклинювальний агент і, володіючи значно меншими значеннями в'язкості в порівнянні з полімерними композиціями, транспортує пропант глибоко в продуктивний інтервал, що обробляється.

Точно підібрана рідина для проведення гідророзриву може спонтанно поширюватися всередині матриці, тим самим збільшуючи площу контакту (рис. 2.8). Дослідження кернів, які були насичені рідинами, що містять поверхнево-активну речовину, показали, що розповсюдження рідини з ПАР майже вдвічі глибше, ніж без ПАР.

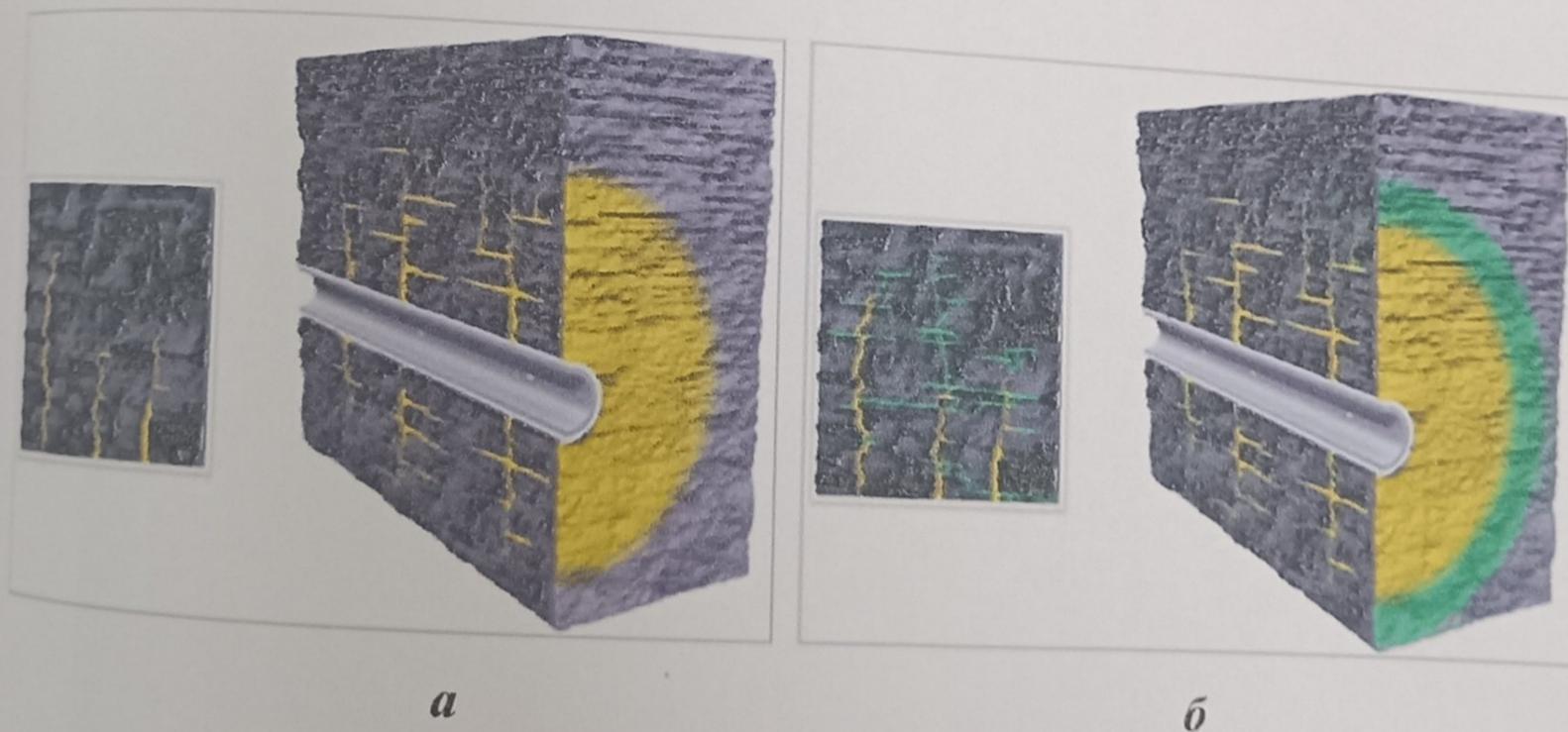


Рисунок 2.8 – Схема впливу поверхнево-активної речовини на зародження та поширення тріщин; без ПАР у рідини для гідророзриву (а) і з ПАР (б) [23]

Також важливою особливістю розчинів ВППАР є оборотність процесу формування червоподібних міцел, які здатні руйнуватись при контакті з вуглеводневою фазою. В результаті в'язкопружна система втрачає свої в'язкі властивості і легко виходить на поверхню разом з видобутими пластовими флюїдами, залишаючи після себе високопровідні пачки розклинюючого агента у пласті.

Сьогодні найпопулярнішою рідиною розриву є Slick Water або «вода, що прослизує», що складається з води та полімеру (зазвичай поліакриламід), доданого для зниження тиску тертя при закачуванні рідини через колону. Почали її використовувати у США при стимуляції сланців. Основні недоліки цієї системи – низька піскоутримуюча здатність та схильність до осадження пропанта, внаслідок чого виникають тріщини меншої ширини в порівнянні з тріщинами, отриманими за допомогою в'язко зшитої гелеподібної рідини. Для того, щоб створити вузькі та довгі тріщини, Slick Water часто закачується при високих швидкостях. Технологія добре зарекомендувала себе при видобутку сланцевої нафти [31, 41].

У процесі розробки родовища нафти чи газу відбувається зниження пластового тиску. Використання спінених рідин здійснюється за рахунок додавання активованого газу для вилучення флюїду з пласта після проведення ГРП. Спінені рідини містять рідку фазу системи (зазвичай гелю), піноутворюючий агент та дисперсну фазу 60 – 80%  $N_2$  або  $CO_2$ . Спінені рідини можуть застосовуватися практично на всіх типах нафтових і газових свердловин, у широких межах тиску, де дуже важливо мінімізувати збиток пласту. Оскільки у спіненій рідині міститься невелика кількість рідкої фази, для видалення зі свердловини залишається менше рідини. Спінені рідини залишають тонкий фільтраційний осад, при цьому мають характеристику низьких гідравлічних втрат. Гель у таких рідинах може бути пошитим для більш високих значень в'язкості. Азот сумісний з усіма зшитими системами рідин ГРП на відміну від вуглекислого газу. На рис. 2.9 представлені види рідин на пінній основі.

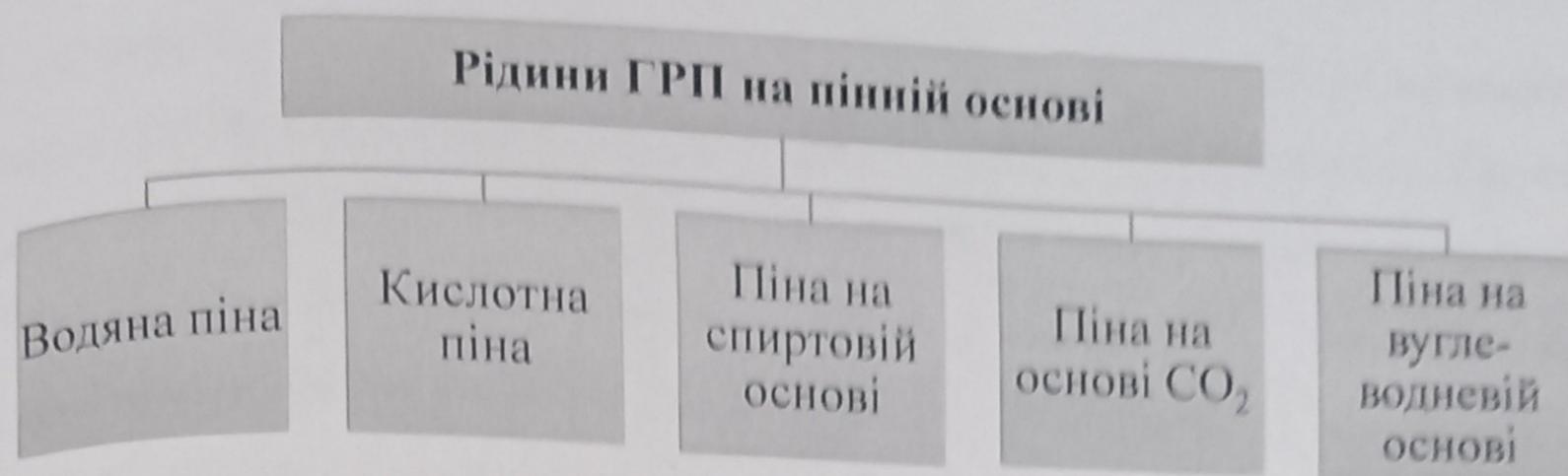


Рисунок 2.9 – Рідини ГРП на пінній основі

Перевагам використання спінених рідин при ГРП є:

- можуть бути застосовані до пластів з високим вмістом глинистих мінералів;
- скорочення витрати води;
- підвищення продуктивності свердловини після проведення операції ГРП;
- створення більшої кількості тріщин;
- скорочення кольтматації пласта;
- швидке очищення свердловини після гідророзриву;
- можливість одночасного підземного зберігання (у разі  $\text{CO}_2$ ).

Найпоширенішими рідинами розриву на спиртовій основі є рідини на основі метанолу ( $\text{CH}_3\text{OH}$ ) та ізопропанолу ( $\text{C}_3\text{H}_8\text{O}$ ). Існує кілька методів для підвищення в'язкості метанолу від спінювання метанолу до гелеутворення його з синтетичними полімерами та гуаром. Для пластів з серйозними проблемами щодо залишкової води та насиченістю вуглеводнями, рідини на основі метанолу можуть бути найкращим рішенням. Метанол має відмінні властивості, такі як висока розчинність у воді, знижує поверхневий натяг води та високий тиск насиченої пари. Спирт утримує кисень, тому спирт служить температурним стабілізатором у рідинах розриву. Метанол є небезпечною речовиною, бо має низька температура спалаху та має великий діапазон вибухонебезпечних меж.

Зшиваючі гелі використовують для збільшення молекулярної маси полімеру шляхом зшивання полімерного скелета в тривимірну структуру. Зшивання

збільшує в'язкість, а також еластичність та здатність транспортувати пропант. Для гелів на основі гуара (рис. 2.10) як зшиваючі агенти використовують бор та кілька металів, включаючи титан та цирконій. На додаток до цих матеріалів залізо, хром та алюміній будуть пошиті гуаром, але зазвичай не використовуються. Залізо є основним забруднювачем рідин ГРП та є одним із металів, який необхідно ретельно контролювати для запобігання передчасному зшиванню.

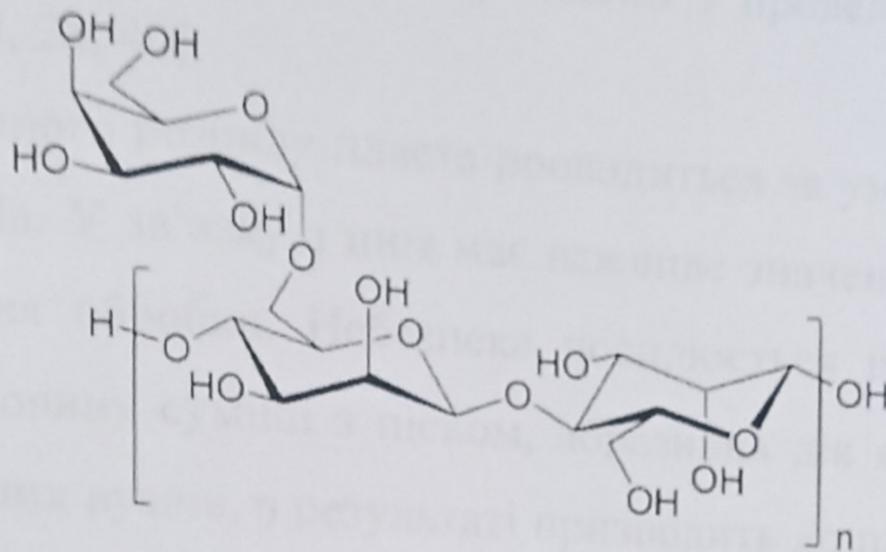


Рисунок 2.10 – Структурна формула гуара

#### 2.4 Особливості освоєння покладу після проведення ГРП та заходи з охорони навколишнього середовища

Зазвичай після завершення стандартної операції ГРП проводиться форсоване закриття тріщини за допомогою проведення відпрацювання свердловини на ємність із витратою 50 л/хв. Після проведення ГРП рекомендується залишити свердловину під тиском до розпаду гелю. Цей час залежить від застосовуваної полімерної системи і варіюється від 12 до 24 год. Далі проводиться відпрацювання свердловини на ємність, обладнану на вході лінії, що йде зі свердловини, приймальною сіткою для уловлювання куль. Якщо свердловина починає фонтанувати, скинуті кулі можуть бути викинуті на поверхню і зафіксовані в цій пастці. Слід зазначити, що кулі можуть залишатися у свердловині навіть при фонтанному способі експлуатації, оскільки пластової енергії недостатньо для їх викиду на поверхню разом із потоком пластової

рідини. Якщо пластового тиску недостатньо для початку фонтанування свердловини, проводиться розбурювання куль та посадкових сідел з наступним освоєнням методом азотування із застосуванням гнучких насосно-компресорні труби (ГНКТ).

Результат порівняльного аналізу даних видобутку показав, що ефективність проведеного ГРП на горизонтальній свердловині вище в 2,5 рази, ніж ефективність на похило-спрямованій свердловині з проведенням стандартної операції з ГРП [21, 23, 28, 40].

Процес гідравлічного розриву пласта проводиться за умов високих тисків, що досягають 70 МПа. У зв'язку з цим має важливе значення створення умов безпечного здійснення обробки. Небезпека посилюється ще й тим, що при закачуванні в свердловину суміші з піском, абразивна дія якого сприяє зносу ущільнень та сполучних вузлів, в результаті призводить до пропуску рідини під величезним тиском. Рідини, що застосовуються при гідророзриві часто бувають на нафтовій основі; вони є горючими рідинами (нафти, мазути тощо), що обумовлює пожежонебезпечність процесу. Проведення гідророзриву пов'язано також із застосуванням заходів безпеки при поводженні з кислотами та іншими хімічними речовинами. Разом з тим забезпечення безпечних та здорових умов праці на виробництві можливе лише за суворої трудової та виробничої дисципліни всіх працюючих, точному виконанні ними інструкцій з охорони праці. Без цього найдосконаліші техніка та технологія не в змозі створити безпечну обстановку на виробництві, тому роль самих робітників дуже велика.

Навколишнє середовище при гідророзриві може бути забруднене робочими рідинами, що залишаються після закінчення процесу. Ґрунтам, що знаходяться в безпосередній близькості до свердловини, може бути заподіяна шкода технічними засобами: агрегатами, піскозмішувачами, автоцистернами та іншою спецтехнікою, у випадках відсутності під'їзних шляхів до свердловини, при їхньому незадовільному стані та порушенні маршрутів проходження.

Радіоактивні ізотопи, що використовуються для контролю гідророзриву також можуть виявитися джерелом зараження навколишнього середовища при недбалому поводженні з ампулами та контейнерами або активованими матеріалами (зернистими чи рідкими). Для запобігання забруднення навколишнього середовища при ГРП проводяться такі основні заходи:

- залишки рідин гідророзриву з ємностей агрегатів та автоцистерн зливаються в промислову каналізацію, нафтовишку або спеціальну ємність. Зливати їх на землю забороняється;

- усі вуглеводні, що опинилися на території навколо свердловини, після закінчення робіт збираються та утилізуються або вивозяться, якщо утилізація неможлива;

- територія навколо видобувної свердловини відповідно чинним нормам повинна бути огорожена земляним валом та впорядкована;

- після закінчення роботи територію свердловини та одяг працюючих перевіряється на відсутність небезпечних концентрацій радіоактивних речовин;

- залишки невикористаних ізотопів, а також рідина після промивання ємностей і насосів, що зазнавали впливу ізотопів розбавляється водою до безпечної концентрації і ховається у спеціально відведене місце.

## 2.5 Приклад реалізації ГРП у відкладах Shaly Carbonates в США

Найкрупніші поклади нафти в колекторах Shaly Carbonates в США відносяться до провінції Eagle Ford, Utica, Haynesville. Породи складаються в основному з вапняку, доломіту, глин, частково карбонатних алевролітів, крем'янистих та вапняних аргілітів, іноді присутні домішки пісковика. Основні геолого-фізичні характеристики колекторів наведено у табл. 2.1.

Результати робіт, проведених у США на колекторах Shaly Carbonates вражають. При довжині горизонтального стовбура 1600 – 3200 м, 20 – 40 стадіях ГРП отримано початковий дебіт нафти близько 130 – 200 т/добу. Основний обсяг

нафти видобувався у перші 1,5 року. За цей час стрімко падає пластовий тиск та відповідно дебіт нафти. Через 2,5 – 3 роки проводять повторний ГРП, що дозволяє продовжити економічно рентабельний термін експлуатації свердловини ще на 2 – 2,5 роки.

Таблиця 2.1 – Основні геолого-фізичні характеристики колекторів

Параметр	Одиниця виміру	Shaly Carbonates
Глибина залягання		
Нафтонасичена товща	м	1600 – 1700
Температура пласта	м	9 – 21
Проникність	°С	70
В'язкість нафти в пластових умовах	мД	0,001 – 2
Градiєнт тиску за глибиною	МПа·с	1,3 – 10
Початковий пластовий тиск	МПа/м	0,0094 – 0,01
Початкова нафтонасиченість	МПа	15 – 16
Пористість	%	40 – 80
$T_{max}$	%	6 – 10
Глинистість	°С	427 – 440
	%	4 – 25

Показники проведеного ГРП по відкладах Shaly Carbonates наведено у табл. 2.2.

Таблиця 2.2 – Показники ГРП по відкладах Shaly Carbonates

Параметр	Одиниця виміру	Shaly Carbonates (середні значення)
Довжина горизонтального стовбура свердловини	м	1600 – 3200
Кількість ступенів ГРП	шт.	20 – 40
Початковий дебіт нафти	т/добу	130 – 200
Період основного видобування нафти	років	1,5
Час, через який потрібно проводити повторний ГРП	років	2,5 – 3
Період роботи свердловини після повторного ГРП	років	2 – 2,5
Загальний період життя свердловини	років	3 – 5
Капітальні витрати на 1 свердловину (буріння + закінчування + ГРП)	млн \$	4
Період окупності	місяців	6 – 12
Індекс дохідності витрат	–	2 – 2,5

З накопиченого досвіду в США визначено, що через дещо нетривалий час після ГРП відбувається змикання тріщин. Статистика робіт по закінченню свердловин у нафтоматеринських відкладах у США показує, що кількість нових свердловин з відкритим стовбуром щорічно зменшується і нині основна частина стадій ГРП дебїт нафти виконується із цементуванням та перфорацією. У більшості чергу, залежать від довжини горизонтального стовбура. Тому в США рідко застосовують менше ніж 20 стадій [20].

## 2.6 Висновки за розділом 2

1. Багатостадійний гідравлічний розрив пласта використовується для включення до розробки резервів, які раніше залишалися неохопленими розробкою у певних зонах або ділянках пласта з різних причин. Він відрізняється від традиційного тим, що у свердловині проводиться не один, а декілька послідовних розривів.

2. Існує безліч технологічних можливостей проведення ГРП, і вони постійно вдосконалюються. При проведенні стандартної операції ГРП із заздалегідь спущеним компонованням можна виділити дві відмінні риси: повна цементация стовбура; заклонні пакери. При повній цементации стовбура проводять операції з мостовими пробками, а із заклонними пакерами застосовують розсувні муфти та муфти BPS, які є більш популярними. Кожна технологія має свої переваги та недоліки, а також умови використання.

3. Для створення тріщин у породі пласта під високим тиском послідовно закачуються такі рідинини: рідина розриву (для створення тріщини), рідина-пісконосій (забезпечує розвиток тріщини до певних необхідних розмірів) та продавлювальна рідина (для транспортування пропанта в нову утворену тріщину). До рідин висувається багато вимог. На газових родовища або родовищах з низькою проникністю як рідини розриву використовують в

основному загущений метанол або піни.

4. На прикладі проведення ГРП в низькопроникних колекторах Shaly Carbonates в США, визначено, що основний обсяг нафти видобувається у перші 1,5-2 роки, далі відбувається падіння тиску; загальний період життя свердловин 3-5 років; кількість ступенів БГРП повинно бути не менше 20; основна частина нових свердловин виконується із цементуванням та перфорацією.

## РОЗДІЛ 3 РОЗРАХУНОК ГІДРОРОЗРИВУ ПЛАСТА

### 3.1 Вихідні дані до розрахунку

Вихідні дані до розрахунку процесу ГРП наведено в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Вихідні дані до розрахунку процесу розриву пласта

Найменування	Одиниці вимірювання	Позначення величини
Глибина свердловини до середини продуктивного пласта	м	H
Проникність пласта	м <sup>2</sup>	K <sub>пл</sub>
Товщина пласта	м	h
Радіус контуру живлення	м	R <sub>к</sub>
Приведений радіус свердловини	м	r <sub>с</sub>
Пластовий тиск	Па	P <sub>пл</sub>
Тиск розшарування порід	Па	G <sub>р</sub>
Густина породи	кг/м <sup>3</sup>	ρ <sub>п</sub>
В'язкість рідини розриву	Па*с	μ <sub>рр</sub>
Густина рідини розриву	кг/м <sup>3</sup>	ρ <sub>рр</sub>
Вибраний темп закачування рідини розриву	м <sup>3</sup> /с	Q
Внутрішній діаметр НКТ	м	d
Густина піску	кг/м <sup>3</sup>	ρ <sub>п</sub>
Концентрація піску в рідині	кг/м <sup>3</sup>	C
Зрушувальне навантаження труби міцності «Е»	Н	P <sub>зр</sub>
Зусилля затяжки різьби	Н	G
Межа текучості	Па	σ
Коефіцієнт запасу міцності		K
Зовнішній діаметр експлуатаційної колони	м	D <sub>з</sub>
Внутрішній діаметр експлуатаційної колони	м	D <sub>вн</sub>
Маса піску для проведення ГРП	кг	M
Максимальний тиск насосного агрегату	Па	P <sub>ар</sub>
Витрата насосного агрегату	м <sup>3</sup> /с	Q <sub>ар</sub>
Коефіцієнт технічного стану	–	K <sub>тс</sub>

### 3.2 Технологічні і технічні розрахунки параметрів

Основні розрахункові параметри та показники наведено нижче [2, 8].

1. Розрахункові тиски ГРП.

1.1 Гірничий тиск, МПа:

$$P_g = \rho_n \cdot g \cdot H \quad (3.1)$$

1.2 Тиск розриву, МПа:

$$P_{розр1} = P_g - P_{пл} + G_p \quad (3.2)$$

1.3 Вибійний тиск ГРП, МПа:

$$P_{зрп} = 1,75 \cdot 10^{(-2)} \cdot H \quad (3.3)$$

1.4 Середній тиск розриву, МПа:

$$P_{розр} = \frac{P_{розр1} + P_{зрп}}{2} \quad (3.4)$$

2. Розрахунок параметрів рідинопіщаної суміші.

2.1 Об'ємна концентрація піску в рідині:

$$b = \frac{c}{c + \rho_{пл}} \quad (3.5)$$

2.2 Густина рідини-пісконосія:

$$\rho_{рп} = b \cdot \rho_{пл} + (1 - b) \cdot \rho_{рр} \quad (3.6)$$

2.3 Умовна в'язкість рідини-пісконосія:

$$\mu_{рп} = \mu_{рр} \cdot e^{(3,28 \cdot b)} \quad (3.7)$$

3. Визначення втрат тиску на тертя при русі суміші по НКТ.

3.1 Швидкість руху суміші:

$$V_{см} = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot d^2} \quad (3.8)$$

3.2 Критерій Рейнольдса:

$$Re = \frac{d \cdot V_{см} \cdot \rho_{рп}}{\mu_{рп}} \quad (3.9)$$

3.3 Коефіцієнт гідравлічного опору:

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}$$

3.4 Втрати тиску на тертя: (3.10)

$$P_{тр} = \lambda \cdot \frac{H}{d} \cdot \frac{V^2}{2} \cdot \rho_{рп} \quad (3.11)$$

4. Тиск на гирлі при проведенні процесу:

$$P_{гир} = P_{розр} - \rho_{рп} \cdot g \cdot H + P_{тр} \quad (3.12)$$

5. Допустимий тиск на гирлі:

- на зрушувальне зусилля:

$$P_{гд1} = \frac{\frac{P_{зр}}{K} - G}{\frac{\pi}{4} \cdot D_d^2} \quad (3.13)$$

- на внутрішній тиск:

$$P_{гд2} = \left[ \frac{D_3^2 - D_d^2}{D_3^2 + D_B^2} \right] \cdot \left( \frac{\sigma}{K} \right) + P_{пл} + P_{тр} - \rho_{рп} \cdot g \cdot h \quad (3.14)$$

6. Кількість насосних агрегатів

$$N = \left( P_{гир} \cdot \frac{Q}{P_{аг} \cdot Q_{аг} \cdot K_{тс}} \right) + 1 \quad (3.15)$$

Значення приймається за округленням в більший бік.

7. Розрахунок необхідної кількості робочих рідин з врахуванням поверхневих комунікацій:

7.1 Об'єм протискувальної рідини:

$$V_{пр} = 1,3 \cdot \left( \frac{\pi}{4} \right) \cdot d^2 \cdot H \quad (3.16)$$

7.2 Об'єм рідини пісконосія:

$$V_{рп} = \frac{M}{C} \quad (3.17)$$

7.3 Об'єм рідини розриву вибираємо, виходячи з об'єму свердловини:

$$V_p = 1,5 \cdot V_{св} \quad (3.18)$$

8. Робота агрегату:

8.1 Час закачування рідини-розриву:

$$t_p = \frac{V_p}{0,02} \quad (3.19)$$

8.2 Час закачування рідини-пісконосія:

$$t_{pp} = \frac{V_{pp}}{Q} \quad (3.20)$$

8.3 Час закачування протискувальної рідини:

$$t_{пр} = \frac{V_{пр}}{Q} \quad (3.21)$$

8.4 Загальний час роботи агрегатів:

$$t = \frac{t_p + t_{pp} + t_{пр}}{3600} \quad (3.22)$$

9. Оцінка ефективності процесу:

9.1 Радіус горизонтальної тріщини:

$$R_T = 0,0173 \cdot \left[ Q \cdot \sqrt{\frac{\mu_{pp} \cdot t_p}{K_{пл}}} \right]^{0,5} \quad (3.23)$$

9.2 Розкритість тріщини на стінці свердловини приймаємо:

$$\omega = 0,001 \text{ м}$$

9.3 Проникність горизонтальної тріщини:

$$K_T = \frac{\omega^2}{12} \quad (3.24)$$

9.4 Проникність ПЗП після проведення ГРП:

$$K_{пз} = \frac{K_{пл} \cdot h + K_T \cdot \omega}{h + \omega} \quad (3.25)$$

9.5 Проникність дренажної системи після проведення ГРП:

$$K_{дс} = \frac{\left[ K_{пл} \cdot K_{пз} \cdot \log\left(\frac{R_k}{r_c}\right) \right]}{K_{пз} \cdot \log\left(\frac{R_k}{R_T}\right) + K_{пл} \cdot \log\left(\frac{R_T}{r_c}\right)} \quad (3.26)$$

### 3.3 Програмні продукти для моделювання процесу гідророзриву пласта

Існують різні програмні комплекси, що використовуються для розрахунку та моделювання процесів гідророзриву пласта в нафтогазовій промисловості, що сприяє ефективному та оптимальному видобутку нафти та газу.

Деякі з них відносяться:

- Petrel by Schlumberger – це інтегроване програмне середовище для моделювання та аналізу різних процесів у геології та видобутку нафти та газу. Включає інструменти для розрахунку параметрів гідророзриву;

- ECLIPSE by Schlumberger є одним з найпоширеніших програмних продуктів для числового моделювання процесів видобутку нафти та газу. Він включає модуль для гідророзриву пласта, який дозволяє інженерам проводити детальні розрахунки та оптимізації.

- CMG (Computer Modeling Group) надає програмне забезпечення для моделювання різноманітних процесів у видобутку нафти та газу. В їхньому портфелі є програмний продукт, призначений для гідророзриву та розрахунків проницаєвості пласта.

- TNavigator є програмним продуктом, що дозволяє інженерам моделювати та оптимізувати видобуток нафти та газу. Має модуль для гідророзриву, що дозволяє проводити докладні розрахунки у контексті виробничих газових та нафтових пластів.

- VIP Reservoir Simulator by Computer Modelling Group – це програмне забезпечення, розроблене для числового моделювання видобутку нафти та газу.

Має модуль для гідророзриву, який дозволяє аналізувати та прогнозувати параметри процесу.

Складність сучасного гідравлічного розриву пласта вимагає мультидисциплінарного підходу до оптимізації, який поєднує геологію та геофізику, петрофізику, механіку гірських порід і потік флюїду. Складність виникає через багато факторів, таких як неоднорідність утворень, особливо в ущільнених породах; збільшення довжини бічних свердловин і кількості ступенів; і менша відстань між свердловинами.

Моделювання ГРП повинно враховувати всі ці фактори, особливо для нетрадиційних колекторів:

- розроблення проекту закачування з урахуванням неоднорідності пласта та зміни напруження в пласті;

- взаємодія між природними тріщинами та гідравлічними тріщинами, яка відіграє головну роль у складності тріщин;

- ефект збільшення напружень поблизу тріщини, що впливає на форму та характеристики тріщин. Необхідно враховувати як 2D, так і 3D тензори напружень, наприклад, у горизонтальних свердловинах у складеному пласті;

- вплив проведення ГРП на сусідні свердловини.

Точне моделювання створення тріщини є фундаментальним для якісного проектування гідророзриву, але має поширюватися на моделювання пласта для оптимізації всієї свердловини або колектору. Виробнича сітка та чисельне моделювання є ключовими компонентами для оцінки продуктивності свердловини після планування обробки стимуляцією [34].

### 3.4 Висновки за розділом 3

1. При проектуванні багатостадійного гідророзриву пласта проводяться розрахунки технологічних і технічних параметрів: розрахункові тиски ГРП (виробничий, тиск розриву, вибійний); параметри рідинної суміші (концентрація,

густина, в'язкість рідини-пісконосія); визначення втрат тиску на тертя при русі суміші по НКТ; тиск на гирлі при проведенні ГРП; необхідна кількість насосних агрегатів; витрати рідини-розриву, рідини-пісконосія та рідини продавлювання; час роботи агрегатів; параметри утворених тріщин; зміна проникності; додатковий дебіт.

2. Існують різні програмні комплекси для моделювання ГРП. Усі вони повинні враховувати: неоднорідність пласта та зміни напруження в пласті; взаємодію між природними тріщинами та гідравлічними тріщинами; розподіл напружень навколо тріщини; вплив проведення ГРП на сусідні свердловини.

## РОЗДІЛ 4 УПРОВАДЖЕННЯ ТЕХНОЛОГІЙ ГІДРОРОЗРИВУ ПЛАСТА

### 4.1 Досвід проведення гідророзриву пласта провідними сервісними компаніями України

ГРП в НАК Нафтогаз здійснює дивізіон «Технічне забезпечення». Починаючи з вересня 2016 року, станом на липень 2020 року забезпечили додатковий видобуток 6 млрд м<sup>3</sup> газу. Результати ГРП в середньому дають близько 14% добового видобутку. За чотири роки, з початку перших ГРП (2016 рік – 16 операцій), досягнуто високий коефіцієнт успішності операцій – понад 80% із них дають позитивний ефект.

У 2020 році дивізіон виконав 93 операції з гідравлічного розриву пластів (рис. 4.1). За результатами проведених операцій ГРП на існуючому фонді у 2020 році в експлуатацію було введено 50 свердловин. Отримано позитивний ефект після проведення ГРП на свердловинах з глибинами понад 4000 м.

У 2021 році компанія АТ «Укргазвидобування» провела 105 операцій з гідравлічного розриву пластів (рис. 4.1). З цих операцій 39 було виконано за допомогою власного флоту (порівняно з 33 операціями в 2020 році), тоді як 66 операцій були виконані залученими зовнішніми підрядниками. Зазначено, що 52 операції гідравлічного розриву пластів були проведені на існуючих свердловинах, 52 – на нових свердловинах після буріння, і 1 операція була виконана після проведення операції з буріння бокового стовбуру. Результатом проведених операцій гідравлічного розриву пластів на існуючому фонді у 2021 році було введено в експлуатацію 46 свердловин. Більшість родовищ розташовані в східній частині України недалеко від м. Полтава. Глибина свердловин-претендентів на ГРП коливається від 1000 до 5700 м, а температурні показники – від 30 °С до 140 °С.

Основними використаними технологіями 2021 є: операції ГРП на азотно-пінній основі, що дозволяє значно зменшити об'єми закачуваної рідини та пришвидшити освоєння колекторів зі зниженими пластовими тисками; із застосуванням гелевих систем; із закачуванням в'язких рідин з понижувачем тертя (HVFR системи).

У вересні 2022 року, в умовах воєнного стану власний флот ГРП філії УГВ-Сервіс вийшов на рекордні для себе показники – 10 свердловино-операцій із ГРП за місяць. Після комплексу проведених робіт показники видобутку становлять від 30 до 100 тис м<sup>3</sup> газу/добу.

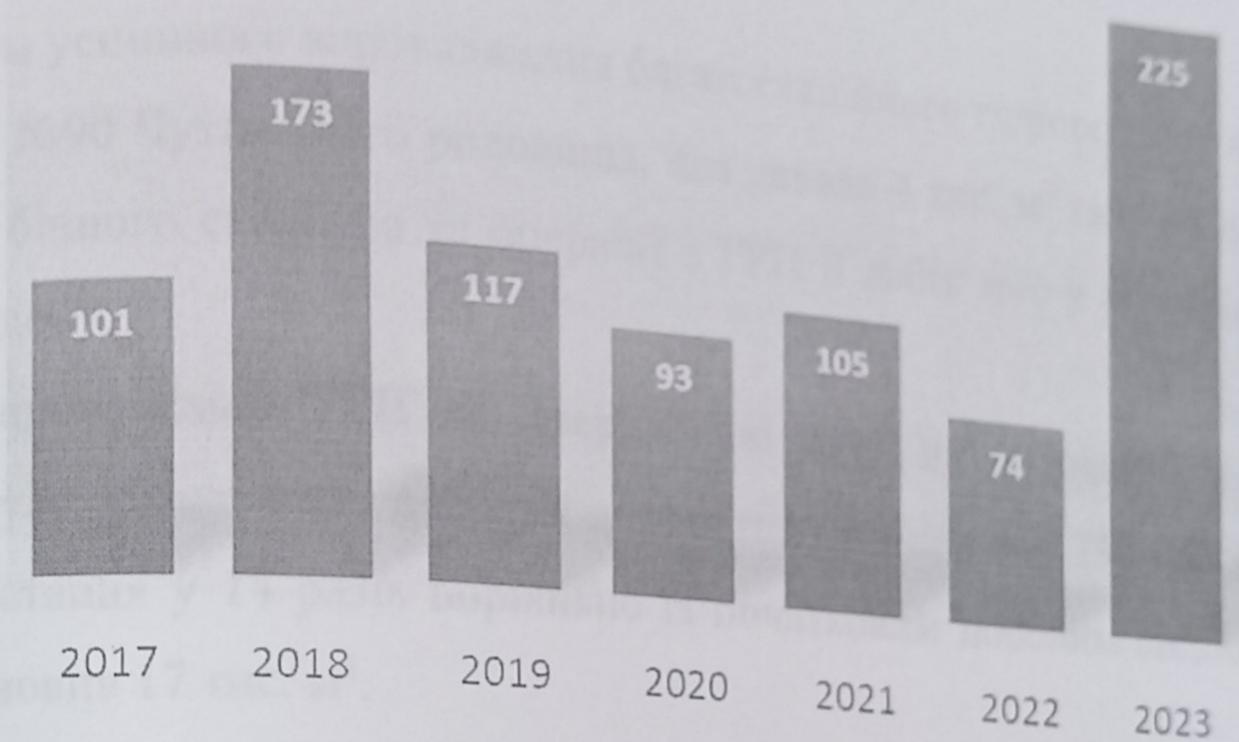


Рисунок 4.1 – Кількість виконаних операцій з ГРП 2017 – 2023 роках (АТ «Укргазвидобування»)

Розподіл видобутку природного газу по найбільшим компаніям України наведено на рис. 4.2.

Укргазвидобування досягло показника в 10 млрд м<sup>3</sup> видобутого газу в межах розпочатої у 2016 році програми операцій з гідророзриву пласта. Усього за понад 5 років компанія виконала 627 таких операцій.

В середньому добовий дебіт свердловин після проведених ГРП збільшився у 6 разів. Наприклад, дебіту свердловини Левенцівського родовища збільшився з 35,2 до 40 тис. м<sup>3</sup>/добу.

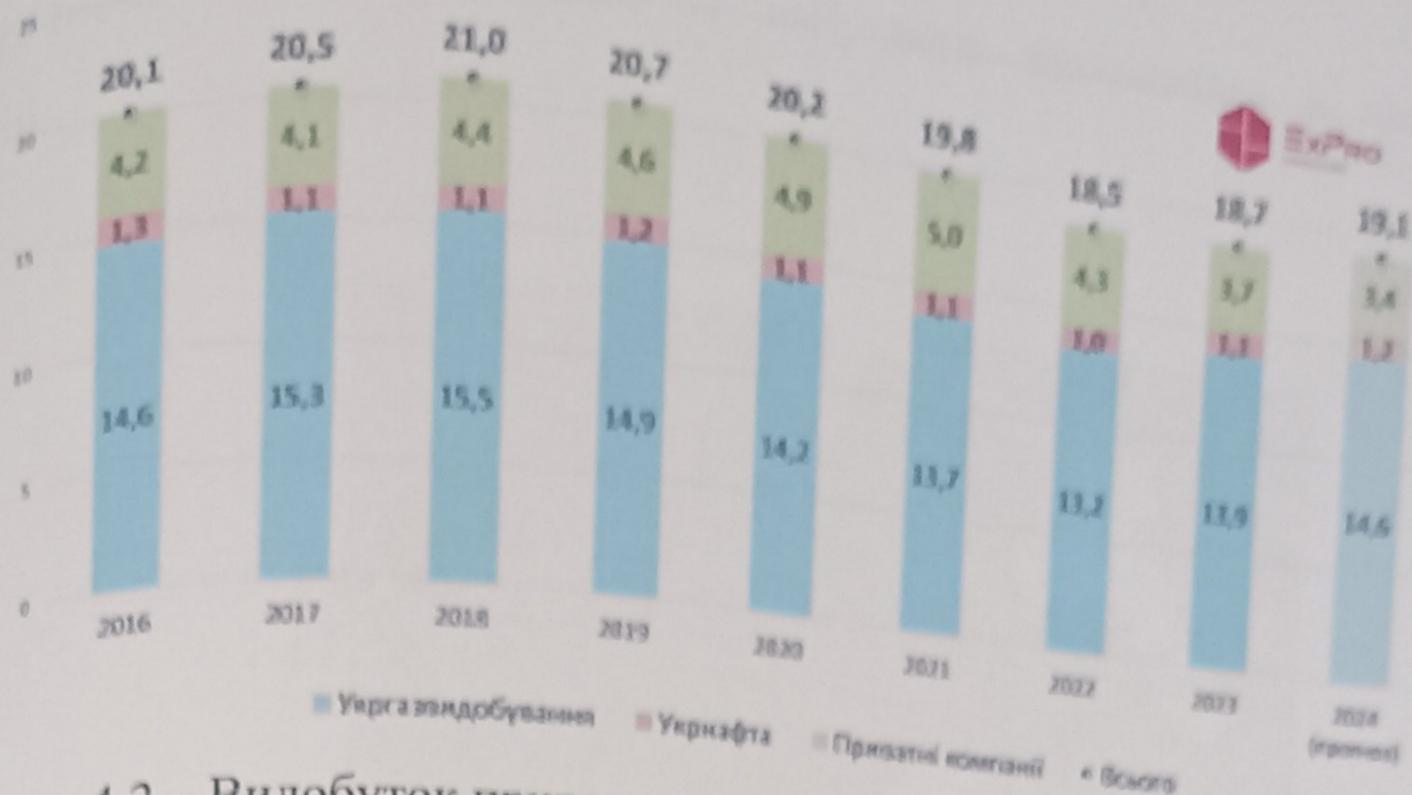


Рисунок 4.2 – Видобуток природного газу в Україні, млрд м<sup>3</sup>/добу [33]

Прикладом успішного впровадження багатостадійного гідророзриву пласта є свердловина №90 Чутівського родовища, яка давала 4 тис. м<sup>3</sup> газу на добу, а після буріння бічного стовбура та операції з ГРП її дебіт зріс у 40 разів – до 168 тис. м<sup>3</sup> на добу.

Завдяки проведенню ГРП на свердловині №65 на родовищі Західно-Солохівське було зафіксовано добовий видобуток газу на рівні 232 тис. м<sup>3</sup>. Це становить зростання у 14 разів порівняно із початковим добовим видобутком газу, який становив 17 тис. м<sup>3</sup>.

Перше в історії АТ «Укргазвидобування» успішне проведення операції гідророзриву пласта на свердловині з продуктивним горизонтом на глибині більше 6 000 м – Комишнянське №29, в результаті якої було отримано стартовий дебіт газу близько 350 тис. м<sup>3</sup> на добу, який в подальшому знизився до стабілізаційного рівня у 284 тис. м<sup>3</sup> на добу.

На свердловині №76 Східно-Полтавського родовища вдалося збільшити добовий видобуток у 20 разів.

В адміністративному відношенні Східно-Полтавське родовище розташоване на території Полтавського району Полтавської області, в 15 км на південний захід від адміністративного центру м. Полтава Найближчі населені пункти – села Кулікове та Васильєве (рис. 4.3).

Уточнена площа родовища 57 км<sup>2</sup>; вона знаходиться у промисловій розробці.

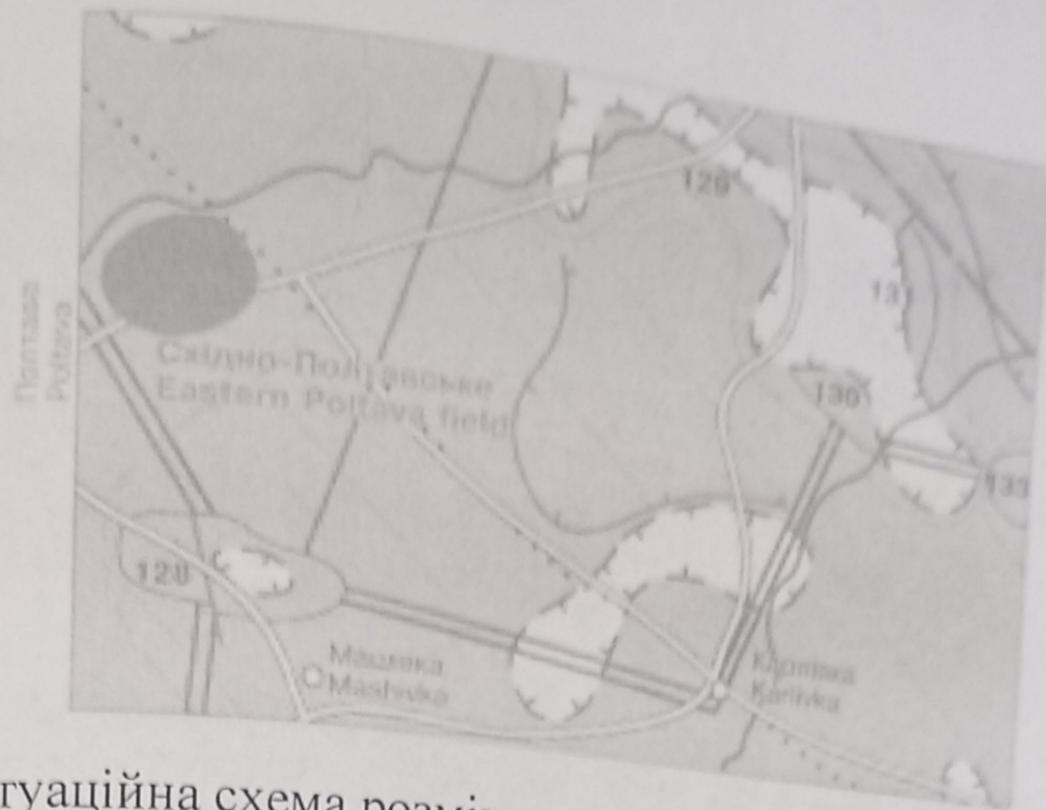


Рисунок 4.3 – Ситуаційна схема розміщення Східно-Полтавського родовища

у тектонічному відношенні Східно-Полтавська структура розташована в центральній приосьовій частині ДДЗ. З північного-сходу структура відділяється від Машівської брахіантиклінальної складки Північно-Машівським прогином. Східно-Полтавське газоконденсатне родовище приурочене до Єфремівсько-Машівського нафтогазоносного району. За результатами пошуково-розвідувального та експлуатаційного буріння продуктивна газоносність родовища встановлена в межах московського ярусу середньокам'яновугільного відділу (горизонти М-1 – М-3) та касимівського ярусу верхньокам'яновугільного відділу (горизонти К-11, К-12) (рис. 4.4). Східно-Полтавське родовище відкрите у 1974 році при випробуванні свердловини 8, в якій з відкладів московського ярусу середнього карбону отримано промисловий приплив газу. Проектні експлуатаційні свердловини почали вводиться в експлуатацію з 1999.

Станом на 01.10.2018 року на Східно-Полтавському родовищі експлуатаційний фонд свердловин складає 33 одиниці (30 діючий та 3 недіючий фонд). Станом на 01.10.2018 року з родовища видобуто 4260,5 млн м<sup>3</sup> газу та 248,816 тис. т конденсату.

Після проведення операцій з інтенсифікації видобутку був збільшений добовий дебіт свердловин №76 Східно-Полтавського родовища з 3 тис. м<sup>3</sup> до 70 тис. м<sup>3</sup> газу на добу.

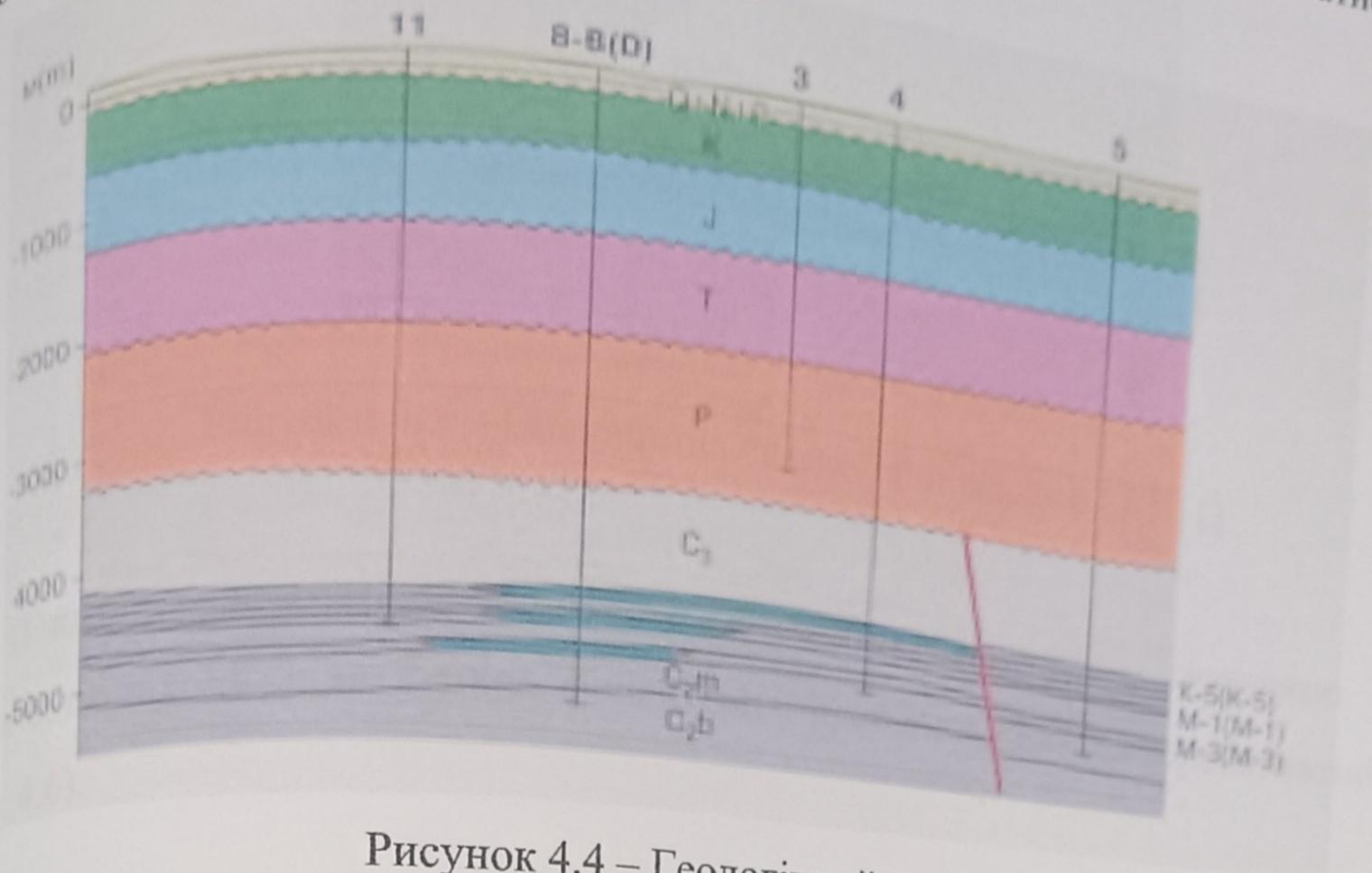


Рисунок 4.4 – Геологічний розріз [1]

Ще одним прикладом успішної реалізації ГРП, проведеного АТ «Укргазвидобування», є 8-стадійний ГРП на свердловині Ланнівського родовища. В результаті операції підтвердили запаси покладів та збільшили добовий дебіт свердловини у понад 60 разів.

Ланнівське газоконденсатне родовище належить до Машівсько-Шебелинського газоносного району Східного нафтогазоносного регіону України. Воно розташоване в Полтавській та Харківській областях на відстані 7 км від м. Красноград. Родовище знаходиться в центральній частині приосьової зони Дніпровсько-Донецької западини (рис. 4.5).

Структура виявлена в 1963 – 64 рр. і являє собою у відкладах пермі антикліналь південно-східного простягання, розташовану під козирком верхньоланнівського соляного штоку. Розміри структури по ізогіпсі – 3500 м 4,3х3,1 м, амплітуда 310 м. Перший промисловий приплив газу отримано з відкладів верхнього карбону з інтервалів 3911 – 3931 м у 1965 р.

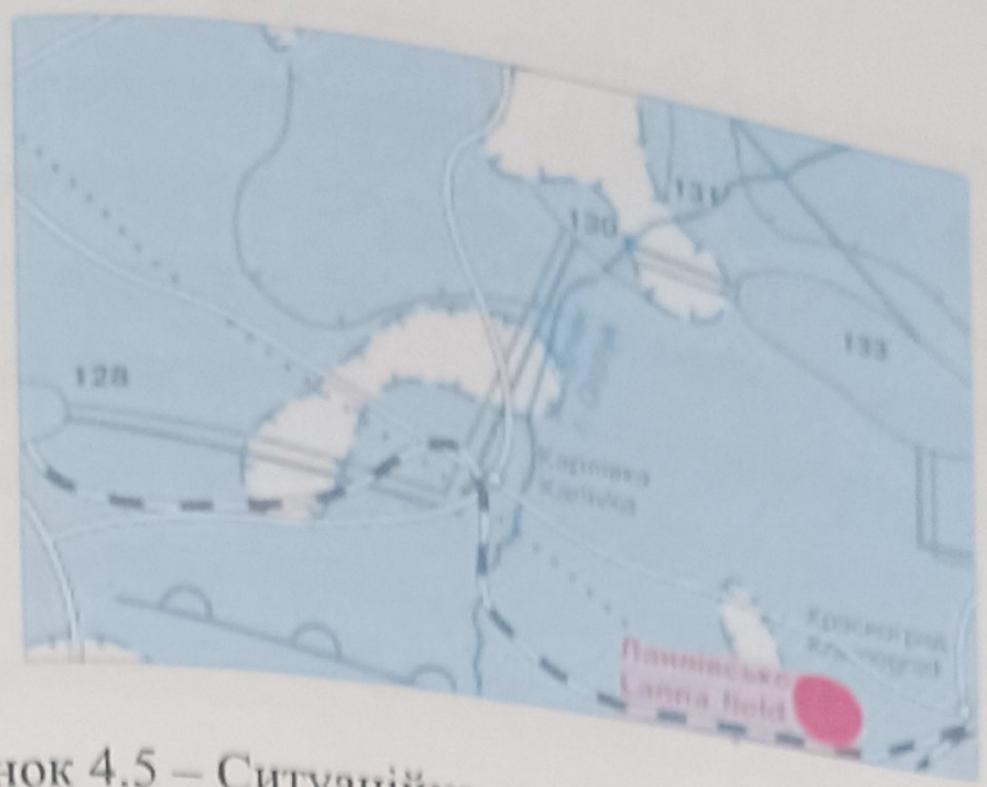


Рисунок 4.5 – Ситуаційна схема Ланнівського ГКР [1]

Поклади пластові, склепінчасті, літологічно обмежені, екрановані з північного заходу сіллю діапіра. Колектори є пісковики. Режим покладів газовий (рис. 4.6).

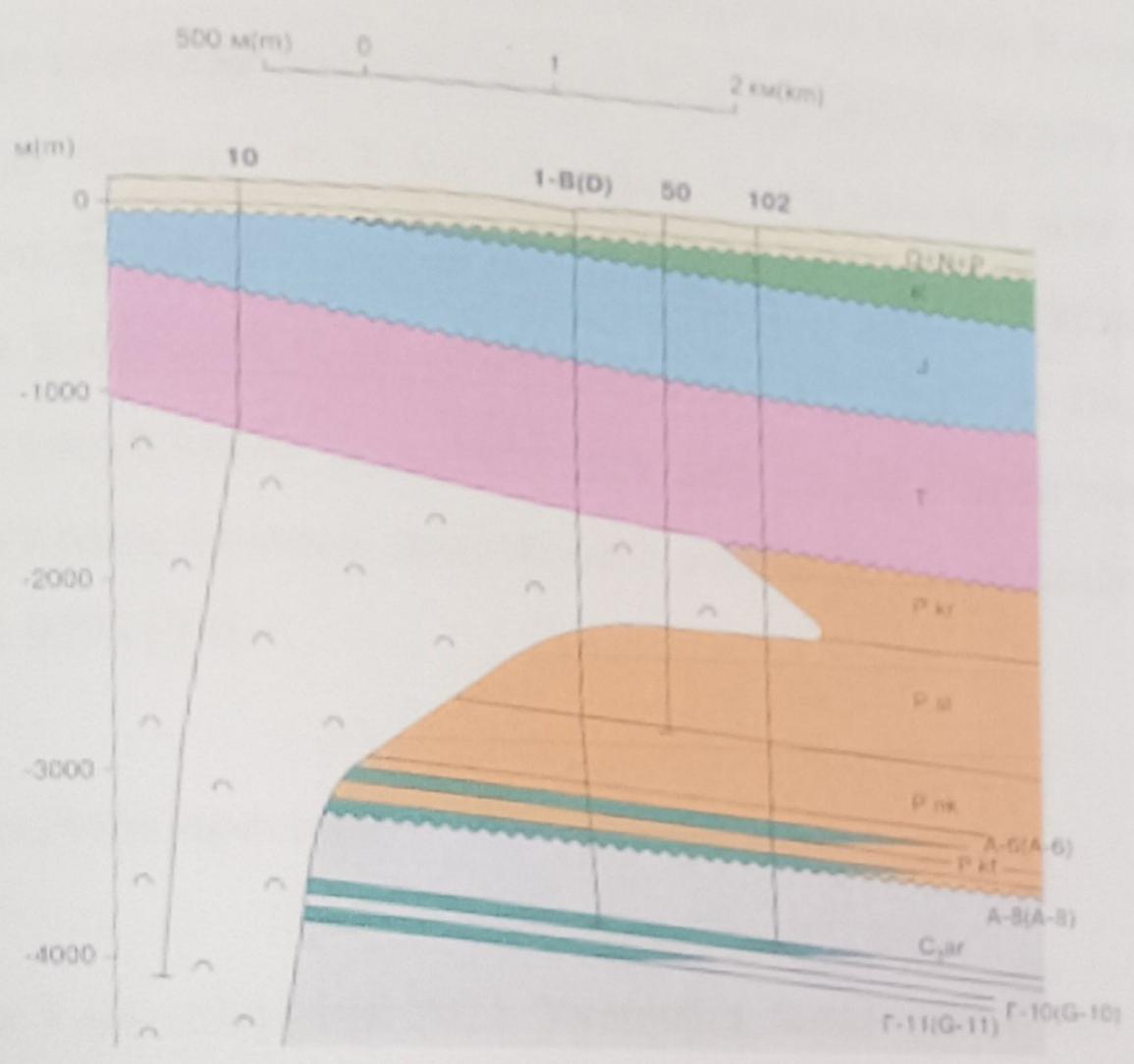


Рисунок 4.6 – Геологічний розріз [1]

Ланнівське родовище експлуатується з 1971 р. Запаси початкові видобувні категорій А+В+С 1: газу – 5862 млн. м<sup>3</sup>; конденсату – 103 тис. т.

В умовах низьких припливів вуглеводнів з горизонтів Ланнівського родовища буріння нових свердловин було економічно неефективним. При значних фінансових затратах прогнозований видобуток з таких свердловин був низьким. З метою залучення додаткових пластів до розробки та збільшення економічної привабливості проектів буріння компанія спланувала програму робіт з інтенсифікації. Виконання багатостадійного ГРП після буріння на Ланнівському родовищі дозволило не лише підвищити ефективність видобутку вуглеводнів, а й підтвердити запаси покладів.

Філії УГВ-Сервіс виконала 8 стадій ГРП впродовж двох тижнів. До початку робіт добовий дебіт свердловини становив 1,5 тис. м<sup>3</sup>. Після завершальних робіт, дослідження свердловини та підключення до УКПГ дебіт склав 95 тис. м<sup>3</sup>/добу.

За інформацією від пресслужби «Укрнафти» (11.12.2024) нарощування видобутку відбувається завдяки методу гідророзриву пласта. В середньому дебіт на свердловинах компанії зріс в 4,2 рази (з 71,8 т до 303,7 т на добу), а додатковий видобуток сягає більше 12,7 тис т нафти та більше 6,4 млн м<sup>3</sup> газу. З 35 запланованих операцій ГРП зовнішнім підрядником було проведено 33 операції на Східному та Західному нафтогазоносному регіоні України. Після проведення ГРП більше 20 свердловин відновили свою роботи. На більше ніж 90% об'єктах досягнуто проектних значень додаткового видобутку, а успішність проведення ГРП становить 92% [34].

## 4.2 Стратегічні проекти

Тільки на 1-ше півріччя 2025 Укрнафта запланувала вже проведення 30 додаткових ГРП для підвищення проникності пласта, і, відповідно, підвищення продуктивності свердловин [34].

У свою чергу АТ «Укргазвидобування» запланувало на 2025 збільшити кількість операцій ГРП до 22 [33].

Як відомо, з останні 15 років в США активно розвивалася технологія горизонтального буріння, що дало змогу цій державі перетворитися з імпортера на експортер газу. Геологи України підтверджують, що ця технологія може дати аналогічний ефект у нашій державі, оскільки існуючі колектори є схожими. В умовах покладів України горизонтальні стовбури будуть мати протяжність 2 – 3 км. Далі необхідно провести багатостадійні гідророзриви пласта, що дасть можливість отримати великий приплив газу і збільшити тривалість життя свердловини.

Переважна більшість родовищ України виснажені на понад 80%. Аналогічна ситуація спостерігалася наприкінці 90-х у США і Канаді.

Вертикальна свердловина глибиною 4000 м може коштувати приблизно 5 млн доларів, а горизонтальна – понад 25 млн. Проте останні дозволяють отримати високі дебіти газу навіть із ущільнених колекторів. Але з розвитком сервісного ринку та інфраструктури вартість горизонтальної свердловини буде зменшуватися. Наприклад, в США вже через 4 – 5 років застосування технології буріння та освоєння горизонтальних свердловин дешевшало на 40 – 50%.

Також в АТ «Укргазвидобування» найбільш перспективним вважають розробку родовищ газу нетрадиційних колекторів. Загальна площа нетрадиційних ресурсів нижньовізейської зони Дніпровсько-Донецького басейну оцінюється як більше 13 тис. км<sup>2</sup>. Основні геологічні характеристики перспективної зони знаходяться на порівняно високому рівні, або навіть перевищують показники основних басейнів нетрадиційних ресурсів вуглеводнів у США та Канаді. Це свідчить про значні можливості щодо розробки цих покладів. Перспективні ресурси становлять більше ніж 400 млрд м<sup>3</sup> [48].

Також в Україні є родовища глибиною 6 – 6,5 км з пластовими тисками 80 – 95 МПа в щільних породах. До прикладу, АТ «Укргазвидобування» має власний флот потужністю 100 МПа, але цього недостатньо.

1. Станом на кінець 2024 року видобуток газу України сягає 19,1 млрд м<sup>3</sup> видобутого газу. Певна частка успіху належить ГРП. Усього за 7 років компанія виконала близько 900 таких операцій. Понад 80% операцій ГРП дають позитивний ефект – успішність 92%. Основними технологіями ГРП є: операції на азотно-пінній основі; із застосуванням гелевих систем; із закачуванням в'язких рідин з понижувачем тертя (HVFR системи). Глибина свердловин-претендентів на ГРП коливається від 1000 до 5700 м, а температурні показники – від 30 °С до 140 °С.

2. У вересні 2022 року, в умовах воєнного стану власний флот ГРП філії УГВ-Сервіс вийшов на рекордні для себе показники – 10 свердловинно-операцій із ГРП за місяць. Після комплексу проведених робіт показники видобутку становлять від 30 до 100 тис м<sup>3</sup> газу/добу.

3. В середньому добовий дебіт свердловин після проведених ГРП збільшується у 6 разів. Проте свердловина №90 Чутівського родовища, яка давала 4 тис. м<sup>3</sup> газу на добу, а після буріння бічного стовбура та операції з ГРП її дебіт зріс у 40 разів – до 168 тис. м<sup>3</sup> на добу. На свердловині №65 Західно-Солохівського родовища після виведення на оптимальний робочий режим отримали 232 тис м<sup>3</sup> газу на добу після проведення ГРП (ріст у 14 разів проти початкового добового дебіту газу – 17 тис. м<sup>3</sup>). На свердловині №76 Східно-Полтавського родовища вдалося збільшити добовий видобуток у 20 разів з 3 тис. м<sup>3</sup> до 70 тис. м<sup>3</sup> газу на добу. 8-стадійний ГРП на свердловині Ланнівського родовища дозволив збільшити добовий дебіт свердловини у понад 60 разів – з 1,5 тис. м<sup>3</sup> до 95 тис. м<sup>3</sup> на добу.

4. Укрнафта тільки на 1-ше півріччя 2025 року запланувала проведення 30 додаткових ГРП для підвищення проникності пласта, а Укргазвидобування – 22, що говорить про актуальність цієї технології для інтенсифікації видобутку.

5. Переважна більшість родовищ України виснажені на понад 80%. Вертикальна свердловина глибиною 4000 м може коштувати приблизно 5 млн доларів, а горизонтальна – понад 25 млн. Проте останні дозволяють отримати високі дебіти газу навіть із ущільнених колекторів. Загальна площа традиційних ресурсів нижньовізейської зони Дніпровсько-Донецького басейну оцінюється як більше 13 тис. км<sup>2</sup>. Перспективні ресурси становлять більше ніж 400 млрд м<sup>3</sup>. Освоєння цих ресурсів можна реалізувати шляхом буріння горизонтальних свердловин з подальшим проведенням багатостадійного гідророзриву пласта.

У результаті виконання кваліфікаційної роботи було вирішено науково-практичну задачу узагальнення досвіду проведення гідророзриву пласта в Україні для інтенсифікації видобутку вуглеводнів.

Загальні висновки за результатами роботи:

1. Визначено, що технології проведення гідравлічного розриву пласта, окрім технічних відмінностей, відрізняються за обсягами закачуваного реагенту, складом самого реагенту та пропанту. Найчастіше використовують технології із заколонними пакерами.

2. При проведенні ГРП послідовно закачуються такі рідинни: рідина розриву (для створення тріщини), рідина-пісконосій (забезпечує розвиток тріщини до певних необхідних розмірів) та продавлювальна рідина (для транспортування пропанту в нову утворену тріщину). Встановлено, що на газових родовища або родовищах з низькою проникністю як рідини розриву використовують в основному загущений метанол або піни.

3. Конкретизовано необхідні розрахунки технологічних і технічних параметрів ГРП: розрахункові тиски; параметри рідинної суміші; визначення втрат тиску на тертя при русі суміші по НКТ; тиск на гирлі; необхідної кількості насосних агрегатів; витрати рідини-розриву, рідини-пісконосія та рідини продавлювання; час роботи агрегатів; параметри утворених тріщин; зміна проникності; додатковий дебіт тощо. Для прогнозування ефективного та оптимального видобутку нафти та газу потрібно застосовувати програмні комплекси, такі як PETREL і ECLIPSE by Schlumberger, CMG, TNavigator та ін.

4. Визначено, що основними технологіями ГРП, які проводяться на родовищах України є операції на азотно-пінній основі, із застосуванням гелевих систем, із закачуванням в'язких рідин з понижувачем тертя (HVFR системи). Встановлена успішність проведення ГРП становить 92%.

5. Окреслено перспективні видобувні ресурси у кількості більше ніж 400 млрд м<sup>3</sup>, освоєння яких можливе за рахунок проведення ГРП. Визначено, що глибина свердловин-претендентів на ГРП коливається від 1000 до 5700 м, а температурні показники – від 30 °С до 140 °С.

1. Атлас родовищ нафти і газу України: В 6 т. / Ред. М.М. Іванюта, В.О.Федишин, Б.І. Деніга та ін. – Львів: УНГА, 1998.
2. Бадер Аль-Матар. Індивідуальний підхід до проектування гідророзриву пласта / Аль-Матар Бадер. – 2008. – С. 4 – 19.
3. Бурачок О.В. Підвищення ефективності вилучення вуглеводнів на різних стадіях розробки газоконденсатних родовищ: дис. докт. філософ. за спец. 185 – Нафтогазова інженерія та технології. – Івано-Франківськ: ІФНТУНІГ, 2021.
4. Білецький В.С. Основи нафтогазової справи / В.С. Білецький, В.М. Орловський, В.І. Дмитренко, А.М. Похилко. – К.: ФОП Халіков Р.Х., 2017. – С. 279 – 282.
5. Бойко В.С. Тлумачно-термінологічний словник-довідник з нафти і газу / В.С. Бойко, Р.В. Бойко. – К.: Міжнародна економічна фундація. Тт. 1 – 2, 2004–2006 рр. – 560 + 800 с.
6. Використання поверхнево-активних речовин в процесах нафтовидобутку на родовищах ВАТ «Укрнафта»: монографія. – Івано-Франківськ: НДПІ, 2009. – 399 с. – ISBN 978-966-97094-0-0.
7. Григораш В.В., Дранчук М.М., Кісіль І.С., Лаврик Л.В. Параметри рідин для гідравлічного розриву пласта – основні вимоги та їх дослідження // Методи та прилади контролю якості. – 2007, №17. – С.97-102.
8. Григораш В.В., Кісіль І.С. Визначення гідравлічних втрат під час руху рідин в трубах у процесі потужного гідророзриву пласта// Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ – 2004. – №1(10). – С.75-78.
9. Грищенко В.П. Наукові основи вдосконалення в системі розробки родовищ нафти і газу / В.П. Дорошенко та інш.: Монографія. – К.: ДП «Наукагафтогаз» НАК «Нафтогаз України», 2014. – 456 с.
10. 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.

11. Качмар Ю.Д., Бурмич Ф.М., Андрусак А.М., Григораш В.В. Нові технології потужного гідророзриву пласта// Збірник наукових праць. – Івано-Франківськ, 2003. – 302 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. Мала гірнича енциклопедія : у 3 т. / за ред. В. С. Білецького. — Д. : Східний видавничий дім, 2004 – 2013.

14. 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.

15. Правила розробки нафтових і газових родовищ України. – К.: Міністерство екології та природних ресурсів України, 2017. – 107 с.

16. Перспективи нарощування ресурсної бази вуглеводнів України за рахунок нетрадиційних джерел: монографія / Михайлов В.А., Вакарчук С.Г., Вижва С.А. та ін. – К.: ВПЦ «Київський університет», 2021. – 334 с.

17. Річний звіт 2019. – НАК «Нафтогаз», 2020. – 125 с.

18. Річний звіт 2020. – НАК «Нафтогаз», 2021. – 257 с.

19. Романчев М.А. Микросейсмічний моніторинг тріщин багатостадійного ГРП для оптимізації формуємої системи розробки родовища / Д.Г.Черних, А.И.Кірілов, И.А.Зеленов та ін. // Schlumberger, 2013.

20. Соліман М.И. Оптимізація гідророзриву пласта при закінчуванні горизонтальних свердловин / Ренгард Понгатц, Мартин Райленс, Дин Прэтер //SPE 102616, 2006. С.6-19.

21. Технологія розробки нафтових родовищ. [Текст]: навч. посіб. для студ спеціальності 185 «Нафтогазова інженерія та технології» / В.М.

Орловський, В.С. Білецький, В.Г. Вітрик; ХНУМГ ім. О.М.Бекетова; НТУ «ХПІ». – Полтава: ТОВ «Фірма «Техсервіс», 2020. – 243 с.

22. Alfred R. Jennings, Jr. P.E. Enhanced Well Stimulation, Inc. Hydraulic Fracturing Applications, Alfred R. Jennings, Jr. PE Enhanced Well Stimulation, Inc. 2003. – 168 с.

23. 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

24. Babu D.K., Odeh A.S. Productivity of horizontal wells // SPE 18298. -1989. – V.4. – N 4. – P.417-421.

25. Blanco E.R. Hydraulic fracture requires extensive disciplinary interaction /E.R. Blanco // Oil and Gas J. – 1990. – № 12. – P. 112 – 118.

26. Chase B. Clear fracturing fluids for increased well productivity / B. Chase, W. Chimlovski et al. / Oil-field review. – 1997. – №3. – P. 20 – 33.

27. Clark J.B. Hydraulic process for increasing productivity of wells / J.B. Clark // Trans. AIME. – 1949. – V. 186. – P. 1 – 8.

28. Cuderman, J. F. and Northrop, D. A. 1986. A Propellant-Based Technology for Multiple-Fracturing Wellbores To Enhance Gas Recovery: Application and Results in Devonian Shale. Society of Petroleum Engineers. SPE Prod Eng 1 (2). SPE-12838-PA. <https://doi.org/10.2118/12838-PA>.

29. Delleinger T. Directional technology will extend drilling reach / E. Delleinger, W. Gravley, G. Tolle // Oil Gas Journal. – №5. – 1980.

30. Dongjin Xu , Ruiquan Liao , Zhiwen Li , Zhicheng Zhao , Fan Zhang 2016. Sains Malaysiana. Malaysiana, UKM Bangi: Penerbit UKM. A New Model to Predict the Unsteady Production of Fractured Horizontal Wells (45 (10)): 1579-1587.

31. Dongjin Xu , Ruiquan Liao , Zhiwen Li , Zhicheng Zhao , Fan Zhang 2015. CHEMICAL ENGINEERING TRANSACTIONS. Italian: AIDIC. Research on Productivity for Multi-stage Fracturing of Horizontal Wells (46): 1189-1194.

32. Fonseca, E., Liu, Y., Mowad, B. et al. 2015. Emerging Hydraulic Fracturing Execution Technologies in Unconventional Gas and Tight Oil. Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, 28–30 September. SPE-174822-MS. <https://doi.org/10.2118/174822-MS>.
33. <https://expro.com.ua/statti/ukrburgaz-vstanoviv-noviy-rekord-z-burnnya>
34. <https://forbes.ua/news/ukrnafta-naroshchue-vidobutok-zavdyaki-metodu-gidrorozrivu-plasta-yaki-rezultati-11122024-25488>
35. <https://ugv.com.ua/ru/page/naftogaz-intensifikue-vidobutok-na-visnazenih-rodovisah>
36. <https://ugv.com.ua/uk/page/ukrgazvidobuvanna-vidobulo-1249-mlrd-kub-m-za-11-misaciv-2021-roku>
37. <https://www.epravda.com.ua/news/2020/01/29/656407/>
38. Montgomery, C. T. and Smith, M. B. 2010. Hydraulic Fracturing: History of an Enduring Technology. *J Pet Technol* 62 (12) 26–41. SPE-1210-0026-JPT. <https://doi.org/10.2118/1210-0026-JPT>.
39. Mullen M.E. Offshore hydraulic fracturing technique / M.E. Mullen, R.D. Barree // *J. Petrol. Technol.* – 1994. – V. 46. – N 3. – P. 226 – 229.
40. Overbey, W. K., Yost, A. B., and Wilkins, D. A. 1988. Inducing Multiple Hydraulic Fractures From a Horizontal Wellbore. Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, 2–5 October. SPE-18249-MS. <https://doi.org/10.2118/18249-MS>.
41. Palisch, T. T., Vincent, M. C., and Handren, P. J. 2008. Slickwater Fracturing: Food for Thought. Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, 21–24 September. SPE-115766-MS. <https://doi.org/10.2118/115766-MS.41>
42. Perkins T.K. Widths of hydraulic fracturing / T.K. Perkins, L.R. Kern // *J. Petrol. Technol.* – 1961. – № 9. – P. 937–949.
43. Soliman M., Rose B., El Rabaa W., Hunt J. L. Planning hydraulically fractured horizontal completions // *World Oil.* — 1989, IX. — Vol. 209, N 3. P. 54-58.

44. The Reservoir Engineering Aspects of Horizontal Drilling / Giger F.M. // SPE 13024, 1984.
45. Waters, G. A., Dean, B. K., Downie, R. C. et al. 2009. Simultaneous Hydraulic Fracturing of Adjacent Horizontal Wells in the Woodford Shale. Society of Petroleum Engineers. SPE-119635-MS. <https://doi.org/10.2118/119635-MS>.
46. Zaitsev M.V. Effect of residual oil saturation on the flow through a porous medium in the neighborhood of an injection well / M.V. Zaitsev, N.N. Mikhailov // J.Fluid Dynamics. – 2006. – vol.41. – №4 – p.568-573.
47. Zhao, H., Li, Z., Zhu, C. and Ru, Z., "Reliability analysis models for hydraulic fracturing", Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 162, (2018), 150-157. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.12.048>
48. <https://www.blackridgeresearch.com/blog/list-of-global-top-hydraulic-fracturing-fracking-equipment-services-solutions-companies-manufacturers-providers-suppliers-in-the-world>
49. <https://www.software.slb.com/blog/modeling-hydraulic-fractures>