

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
Міністерство освіти і науки України

Кваліфікаційна наукова праця
на правах рукопису

Михайлишин Богдан Ігорович

УДК 622.276.6

ДИСЕРТАЦІЯ
УДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЇ ГІДРАВЛІЧНОГО РОЗРИВУ
ПЛАСТА НА ОСНОВІ ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОГО ПРОГНОЗУВАННЯ ТА
МІНІМІЗАЦІЇ ЗАБРУДНЕННЯ КОЛЕКТОРА

185 – Нафтогазова інженерія та технологія
18 – Виробництво та технології

Подається на здобуття наукового ступеня доктора філософії

Дисертація містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

ШБ Б.І. Михайлишин

Науковий керівник **Купер Іван Миколайович**, кандидат технічних наук,
доцент

Івано-Франківськ – 2026

АНОТАЦІЯ

Михайлишин Б.І. Удосконалення технології гідравлічного розриву пласта на основі інтелектуального прогнозування та мінімізації забруднення колектора—
Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора філософії за спеціальністю **185 – Нафтогазова інженерія та технології**. – Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Івано-Франківськ, 2026.

У дисертаційній роботі проаналізовано сучасний стан технологій впливу на привибійну зону та обґрунтовано деякі напрямки їх вдосконалення. Здійснено дослідження ефективності сучасних технологій інтенсифікації газовидобутку. Основну увагу зосереджено на гідравлічному розриві пласта (ГРП) як одному з найбільш ефективних методів підвищення проникності привибійної зони та продуктивності свердловин.

Розроблено методику вибору об'єктів, рекомендованих для проведення гідравлічного розриву пласта, з урахуванням геолого-петрофізичних, структурно-геологічних, гідродинамічних та технічних параметрів пласта і свердловин. Удосконалено методику прогнозування видобутку до та після проведення ГРП. Запропонований підхід дозволяє комплексно оцінювати потенціал підвищення продуктивності, мінімізувати ризики неефективних операцій та забезпечувати економічну доцільність проведення ГРП на газових родовищах.

Удосконалено методику прогнозування дебіту свердловин після ГРП шляхом комплексування матеріально-балансового моделювання в PROSPER з обов'язковим урахуванням даних, отриманих за результатами інтерпретації діагностичних нагнітальних тестів (DFIT), що проводились до проведення ГРП. На відміну від типових підходів, запропонована методика базується на фактичних значеннях поточного пластового тиску та проникності привибійної зони, визначених за DFIT, що мінімізує невизначеність вихідних даних та забезпечує коректне налаштування моделі припливу.

Проведено аналіз особливостей розробки досліджуваного газового родовища та ефективності застосування різних технологій гідравлічного розриву пласта. Виконано інтегрований аналіз історії видобутку з використанням матеріально-балансової моделі у середовищі MBAL, що дозволило відтворити динаміку пластового тиску та накопиченого видобутку і забезпечити відповідність розрахункових даних фактичним результатам експлуатації. Досліджено результати проведення операцій ГРП із використанням зшитих гелів та технології Slickwater, виконано інтерпретацію діагностичних нагнітальних тестів (DFIT) та регресивний аналіз. Доведено економічну доцільність застосування гідравлічного розриву на ранніх стадіях розробки родовища.

Виконано комплексні лабораторні дослідження рідин для гідравлічного розриву пласта з метою визначення їхніх оптимальних реологічних і фільтраційних характеристик. Дослідження проводилися для різних рецептур полімерних систем (лінійних та зшитих гелів) із варіацією концентрації полімеру, типу та кількості зшивача, а також умов приготування розчинів. Оцінювалися показники в'язкості, стабільності, гелеутворення та здатності рідин до перенесення пропанту у штучно створених тріщинах. Додатково досліджувалася взаємодія робочих рідин із породами-колекторами для визначення ступеня кольматаційного ефекту та зміни проникності зразків керна. За результатами досліджень обґрунтовано оптимальні рецептури рідин для ГРП, що забезпечують зниження фільтраційних втрат, мінімізацію кольматації привибійної зони та підвищення ефективності операцій на газових родовищах України.

За результатами проведених досліджень розроблено нову конструкцію пристрою для впливу на привибійну зону. За результатами стендових і промислових випробувань доведено ефективність роботи нової конструкції пристрою, що забезпечується зменшенням скін-ефекту та покращенням фільтраційно-ємнісних властивостей привибійної зони та запропоновано впровадження даного пристрою разом з гідравлічним розривом пласта.

Ключові слова: гідравлічний розрив пласта, приви́бійна зона пласта, свердловина, газ, дебіт газу, експлуатація, скін, інтенсифікація, виснажений поклад, родовище, газоконденсатне родовище, пластовий тиск, розробка, розробка родовища, сваб, депресія, освоєння свердловини, цифрове моделювання, видобуток газу.

ANNOTATION

Mykhailyshyn B.I. Improvements to Hydraulic Fracturing Technology Based on Intelligent Forecasting and Minimization of Reservoir Contamination— Qualification scientific work as a manuscript.

Dissertation for obtaining the scientific degree of Doctor of Philosophy in the specialty **185 – Oil and Gas Engineering and Technologies**. – Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk, 2026.

The dissertation analyzes the current state of technologies for stimulating the near-wellbore zone and substantiates certain directions for their improvement. A study of the efficiency of modern gas production intensification technologies has been carried out. The main focus is on hydraulic fracturing (HF) as one of the most effective methods for increasing the permeability of the near-wellbore zone and well productivity.

A methodology for selecting objects recommended for hydraulic fracturing has been developed, taking into account geological-petrophysical, structural-geological, hydrodynamic, and technical parameters of the reservoir and wells. The methodology for forecasting production before and after HF has been improved. The proposed approach allows for a comprehensive assessment of the potential for productivity increase, minimizes the risks of inefficient operations, and ensures the economic feasibility of conducting HF in gas fields.

An analysis of the development features of the studied gas field and the effectiveness of applying various hydraulic fracturing technologies was carried out. An integrated analysis of the production history was performed using a material balance model in the

MBAL environment, which made it possible to reproduce the dynamics of reservoir pressure and cumulative production and ensure the correspondence of calculated data to actual operational results. The results of HF operations using cross-linked gels and Slickwater technology were investigated, and diagnostic fracture injection tests (DFIT) and regression analysis were interpreted. The economic feasibility of applying hydraulic fracturing at the early stages of field development has been proven.

Comprehensive laboratory studies of hydraulic fracturing fluids were performed to determine their optimal rheological and filtration characteristics. The studies were conducted for various formulations of polymer systems (linear and cross-linked gels) with variations in polymer concentration, type and amount of crosslinker, and solution preparation conditions. The parameters of viscosity, stability, gelation, and the ability of fluids to transport and fix proppant in artificially created fractures were evaluated. Additionally, the interaction of working fluids with reservoir rocks was studied to determine the degree of the formation damage effect and changes in the permeability of core samples. Based on the research results, optimal formulations of HF fluids were substantiated, which ensure a reduction in filtration losses, minimization of near-wellbore zone damage, and increased efficiency of operations in Ukrainian gas fields.

Based on the results of the research, a new design of a device for influencing the near-wellbore zone was developed. Based on the results of bench and field tests, the efficiency of the new device design has been proven, which is ensured by a reduction in the skin effect and improvement of the filtration-capacitive properties of the near-wellbore zone, and the implementation of this device together with hydraulic fracturing has been proposed.

Keywords: hydraulic fracturing, bottomhole formation zone, well, gas, gas flow rate, exploitation, skin, intensification, depleted field, field, gas condensate field, reservoir pressure, development, field development, swab, depression, well development, explicit modeling, gas production.

СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА

Наукові праці, в яких опубліковані основні наукові результати дисертації

Статті в наукових фахових виданнях України

1. Mykhailyshyn, B., & Kuper, I. (2024). Improving the formulation of hydraulic fracturing fluid. Prospecting and Development of Oil and Gas Fields, 24(1), 44-54. <https://doi.org/10.69628/pdogf/1.2024.44> **(Фахове видання України)** *Здобувачем проведено лабораторні дослідження з оптимізації рецептури рідини гідророзриву, зокрема досліджено вплив концентрації гуару на реологічні властивості та стабільність гелю, проаналізовано результати тестів на зсув, стабільність та деструкцію та підібрано рецептуру ГРП; І. Купер здійснив участь у розробці рецептури та брав участь в інтерпретації результатів.*
2. Kuper, I., Mykhailyshyn, B., & Lartseva, I. (2025). Identification of hydraulic fracturing impact factors on the skin effect in the near-wellbore zone of the reservoir. Technology Audit and Production Reserves, 4(1(84)), 40 – 49. <https://doi.org/10.15587/2706-5448.2025.333613> **(Фахове видання України; видання, що індексується в базі Scopus)** *Здобувачем особисто виконано комплексне моделювання продуктивності свердловини до та після ГРП; Купер здійснював порівняльний аналіз прогнозних показників з фактичними; І. Ларцева долучилася до аналізу геологічних даних.*
3. Kuper, I., & Mykhailyshyn, B. (2025). Research on the operation of a device for influencing the bottomhole zone of wells in depleted fields. Prospecting and Development of Oil and Gas Fields, 25(1), 39 – 49. <https://doi.org/10.63341/pdogf/1.2025.39> **(Фахове видання України)** *Здобувачем виконано інтерпретацію гідродинамічних досліджень, що підтвердили зменшення шкіни після впливу пристрою на ПЗП, запропоновано впровадження пристрою до та після ГРП; І. Купер брав участь у розробленні конструкції пристрою для впливу на привибійну зону, плануванні експерименту та аналізі результатів.*

Статті індексовані міжнародною базою цитування Scopus

4. Mykhailyshyn, B., & Kuper, I. (2026). Optimization of Hydraulic Fracturing Parameters to Increase Gas Well Productivity. In Advances in Science and Technology (Vol. 172, pp. 134–143). Trans Tech Publications Ltd. <https://doi.org/10.4028/p-fTmNK4> (публікація у матеріалах міжнародної наукової конференції, індексованих у наукометричній базі Scopus) Здобувачем виконано аналіз промислових даних гідравлічних розривів пласта (ГРП) по родовищу, встановлено залежності дебіту від пластового тиску, тривалості освоєння та типу технології ГРП, підготовлено матеріали до друку; І. Купер сформулював мету дослідження та узагальнив висновки;

Патенти України

5. Купер І. М., Михайлишин Б. І. Спосіб визначення напрямку розповсюдження тріщин після проведення гідравлічного розриву пласта : пат. 162590 Україна, МПК E21B43/26. № u202501646 ; заявл. 14.04.2025 ; опубл. 08.04.2026.

Опубліковані праці апробаційного характеру

6. Купер І.М., Михайлишин Б.І. Механічні властивості порід під час проведення гідравлічного розриву пласта. Нафта і газ. Наука – Освіта – Виробництво: шляхи інтеграції та інноваційного розвитку. Матеріали всеукраїнської науково-практичної конференції (м. Дрогобич, 11 – 12 травня 2023 р.) – Дрогобич. – С. 50 – 53. (Тези конференції) Здобувачем проаналізовано вплив механічних властивостей гірських порід на ефективність проведення ГРП; Купер здійснив постановку завдання та допоміг у встановленні кореляційних зв'язків між механічними властивостями та ефективністю ГРП.

7. Михайлишин Б.І., Купер І.М. Екологічні ризики під час гідравлічного розриву сланцевих порід. Надрокористування в Україні. Перспективи інвестування. Матеріали Восьмої міжнародної науково-практичної конференції (9-12 жовтня 2023 р., м. Львів). Державна комісія України по запасах корисних копалин (ДКЗ). – С. 415 – 417. (Тези конференції) Здобувачем систематизовано основні екологічні ризики та забруднення , пов'язані з технологією ГРП; Купер

здійснив загальне керівництво та допоміг у формулюванні висновків щодо екологічної безпеки застосування ГРП.

8. Михайлишин Б.І., Купер І.М. Рідини гідророзриву на гуаровій основі. Міжнародний науковий форум нафтогазова енергетика. Збірник тез. (м. Івано-Франківськ, 12-14 жовтня 2023 р.). С. 55 – 57. **(Тези конференції)** Здобувачем проаналізовано вплив концентрації полімеру, стабілізатора солей та зшивачів на реологічні характеристики гелю; І.М. Купер взяв участь у формуванні висновків та формуванні майбутніх напрямків дослідження.

9. Купер І.М., Михайлишин Б.І. Освоєння свердловин виснажених родовищ. Міжнародний науковий форум нафтогазова енергетика. Збірник тез. (м. Івано-Франківськ, 12-14 жовтня 2023 р.). С. 55 – 57 **(Тези конференції)** Здобувачем проаналізовано основні проблеми освоєння свердловин в умовах низьких пластових тисків, обґрунтовано ефективність застосування пристрою застосування для виклику припливу та очищення ПЗП; І.М. Купер взяв участь у розробленні конструкції приладу, визначив основні вимоги до технології освоєння виснажених родовищ.

10. Михайлишин Б.І. Аналіз технологій впливу на привибійну зону пласта. Надрокористування в Україні. Перспективи інвестування. Матеріали Дев'ятої міжнародної науково-практичної конференції (7-11 жовтня 2024 р., м. Львів). Державна комісія України по запасах корисних копалин (ДКЗ). С. 378 – 379. **(Тези конференції)** Здобувачем особисто проведено критичний аналіз сучасних технологій впливу на привибійну зону пласта, обґрунтовано доцільність застосування гідравлічного розриву пласта, як найбільш ефективного методу.

11. Михайлишин Б.І., Купер І.М. Вимоги до параметрів рідини при проведенні гідравлічного розриву пласта. «Наукова весна». Матеріали чотирнадцятої міжнародної науково-технічної конференції аспірантів та молодих вчених (27-29 березня 2024р., м Дніпро). Дніпро. – С. 18 – 19. **(Тези конференції)** Здобувачем на основі аналізу літературних джерел та результатів власних лабораторних досліджень сформульовано основні вимоги до технологічних рідин

для ГРП; *І.М. Купер здійснив постановку завдання дослідження та допоміг у систематизації вимог відповідно до умов українських родовищ.*

12. Михайлишин Б.І., Купер І.М. Методичні підходи до відбору свердловин-кандидатів під гідравлічний розрив пласта. Надрокористування в Україні. Перспективи інвестування. Матеріали Десятої міжнародної науково-практичної конференції (6-10 жовтня 2025 р., м. Львів). Державна комісія України по запасах корисних копалин (ДКЗ). К.: ДКЗ, 2025. С. 577-578. **(Тези конференції)** *Здобувачем розроблено структуру методики відбору свердловин-кандидатів для ГРП у вигляді ієрархічного «дерева рішень», визначено ключові критерії (геолого-петрофізичні, гідродинамічні, технічні) та їх порогові значення; І.М. Купер брав участь у формуванні економічного блоку критеріїв та узагальненні результатів дослідження.*

13. Михайлишин Б.І., Купер І.М. Моделювання тріщин гідравлічного розриву пласта, для збільшення впливу на привибійну зону. Міжнародний науковий форум нафтогазова енергетика. Збірник тез. (м. Івано-Франківськ, 30 жовтня – 1 листопада 2025 р.) С-144-146. **(Тези конференції)** *Здобувачем виконано аналіз моделювання геометрії тріщин ГРП у програмному комплексі MFRAC; І.М. Купер здійснив аналіз моделей тріщин.*

14. Купер І.М. , Михайлишин Б.І. Встановлення можливостей підвищення нафтовилучення родовищ на пізній стадії розробки Міжнародний науковий форум нафтогазова енергетика. Збірник тез. (м. Івано-Франківськ, 30 жовтня – 1 листопада 2025 р.) С-173-174. **(Тези конференції)** *Здобувачем виконано аналіз ефективності методів інтенсифікації видобутку, визначено вплив геолого-технічних факторів на коефіцієнт нафтовилучення та обґрунтовано доцільність комплексного застосування технологій впливу на пласт. Іван Купер здійснив постановку задачі дослідження, наукове керівництво та узагальнення отриманих результатів.*

15. Михайлишин Б.І., Ларцева І.І., Лобунець К.М., Сучасні технології проведення гідророзриву пласта. Збірник наукових праць XVIII Міжнародної науково-практичної конференції «Академічна й університетська наука: результати

та перспективи», 09 – 12 грудня 2025 року – Полтава: Полтавська політехніка 2025. – 420 с. **(Тези конференції)** Здобувачем узагальнено сучасний світовий досвід та перспективні напрямки розвитку технологій ГРП; І.Ларцева долучилася до аналізу технологій проведення ГРП у карбонатних колекторах; К.М. Лобунець здійснив огляд сучасного обладнання для проведення ГРП.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	13
СПИСОК СКОРОЧЕНЬ.....	20
РОЗДІЛ 1 СТАН ПРОБЛЕМИ ТА ЗАВДАННЯ ДОСЛІДЖЕНЬ.....	21
1.1 Огляд і аналіз публікацій з кольматації привибійної зони пласта при розробці родовищ.....	21
1.2 Вибір технологій впливу на привибійну зону пласта. Застосування гідравлічного розриву пласта при розробці родовищ.	27
1.3 Рідини для гідророзриву пласта та їх вплив на проникність порід	35
1.4 Аналіз методів освоєння свердловини.....	39
Висновки до розділу 1, мета та задачі дослідження	43
РОЗДІЛ 2 УДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДИКИ ПРОЄКТУВАННЯ ГІДРАВЛІЧНОГО РОЗРИВУ ПЛАСТА.....	45
2.1 Удосконалення методики вибору свердловин-кандидатів для гідравлічного розриву пласта	45
2.1.1 Вибір свердловин-кандидатів для проведення гідророзриву пласта на газових родовищах в умовах Дніпровсько-Донецької западини	45
2.1.2 Методика підбору об'єктів для гідророзриву пласта	47
2.2 Методика прогнозування видобутку до та після гідророзриву пласта	63
Висновки до розділу 2	76
РОЗДІЛ 3 УДОСКОНАЛЕННЯ РЕЖИМУ РОЗРОБКИ ГАЗОВОГО ПОКЛАДУ	78
3.1 Розробка газового родовища із застосуванням гідравлічного розриву пласта.	78
3.2 Аналіз проведених ГРП по досліджуваному родовищі	81
3.3 Прогнозування параметрів видобутих та накопичених запасів по кожній свердловині та по родовищі в цілому за допомогою програмного забезпечення Prosper та MBAL	93

3.4 Розрахунок економічної доцільності проведення гідравлічного розриву пласта в умовах українських газових родовищ	102
Висновки до розділу 3	109
РОЗДІЛ 4 Лабораторні дослідження рідини гідророзриву	112
4.1 Методика проведення досліджень в лабораторних умовах.....	112
4.2 Результати підбору рецептури рідини гідророзриву	118
4.3 Результати промислових випробувань рідини	125
4.4 Дослідження рідини розриву на керновій установці.....	130
4.5 Розробка способу визначення напрямку розповсюдження тріщин після проведення ГРП.....	134
Висновки до розділу 4	137
РОЗДІЛ 5 РОЗРОБКА ТА ДОСЛІДЖЕННЯ ПРИЛАДУ ДЛЯ ВПЛИВУ НА ПРИВИБІЙНУ ЗОНУ ПЛАСТА.....	139
5.1 Розробка та опис приладу.....	139
5.2 Промислові дослідження роботи пристрою для впливу на приви́бійну зону пласта виснажених родовищ	150
5.3 Інтерпритація результатів дослідження впливу пристрою на приви́бійну зону пласта	155
5.4 Застосування пристрою для впливу на приви́бійну зону пласта до гідравлічного розриву пласта та на етапі освоєння свердловин	165
Висновки до розділу 5	169
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	171
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	174
ДОДАТКИ.....	192

ВСТУП

Актуальність теми. В Україні наразі існує виробнича необхідність щодо збільшення видобутку природного газу та нафти. Більшість газових та нафтових родовищ України перебувають на завершальній стадії розробки, яка характеризується падінням дебіту свердловини та погіршенням умов видобування. Тому все гостріше постає питання як збільшити вилучення вуглеводнів в умовах падіння дебітів свердловин, зниження пластових тисків, їх обводнення, зростання собівартості видобування нафти і газу, утворення зон защемленого газу та нафти внаслідок нерівномірності відпрацювання покладів, утворення гідратів, закупорки породи під час експлуатації, глушіння свердловин при підземних і капітальних ремонтах.

Ефективна діяльність підприємств паливно-енергетичного комплексу України, зокрема тих, що займаються видобутком, зберіганням і транспортуванням природного газу, є ключовою складовою енергетичної безпеки, захисту національних інтересів та успішного інтегрування країни в міжнародні процеси. Вона також слугує важливою умовою внутрішньої стабільності й економічного розвитку, забезпечуючи повне задоволення потреб населення та суспільного виробництва в енергетичних ресурсах. Тому актуальним питанням є постійне нарощення видобутку вуглеводнів.

Для підтримання проектних обсягів видобутку вуглеводнів і відновлення технічного стану свердловин на таких родовищах доводиться виконувати капітальні ремонти, перед початком яких, відповідно до вимог, свердловину треба заглушити. Переважно глушіння свердловин супроводжується кольматацією привибійної зони пласта (ПЗП) продуктивних горизонтів, а за умов низьких пластових тисків, часто енергії пласта не достатньо для виносу рідини глушіння. Нерідкими є випадки, коли продуктивність відремонтованої свердловини через глушіння виявлялась меншою, ніж до ремонту і потребує тривалого часу, щоб вийти на режим.

Якість освоєння свердловини і результати подальшої експлуатації свердловин залежать від того, наскільки вдалося зберегти фільтраційно-ємнісні властивості колектора в привибійній зоні пласта при виклику припливу. Існує велика кількість технологій, які сприяють вирішенню проблем відновлення продуктивності свердловин (кислотні обробки, гідророзрив пласта (ГРП), обмеження водоприпливу у видобувні свердловини, ліквідація вуглеводневих забруднень, обробки з використанням коливань різної частоти та ін.). Серед існуючих технологій впливу на ПЗП гідравлічний розрив пласта (ГРП) є найбільш універсальним та ефективним, особливо для низькопроникних та виснажених колекторів. Він дозволяє не лише зменшити скін-ефект, але й сформувати високопровідні тріщини, що значно збільшують площу дренування пласта.

Для проведення гідравлічного розриву пласта необхідно враховувати багато чинників шляхом аналізу літературних джерел, геологічних даних, дебітів свердловин, гідродинамічних досліджень свердловин, моделювання дизайну та проведення розрахунків впливу на ПЗП, що в результаті дозволить покращити вплив на ПЗП та забезпечити очікуваний видобуток вуглеводнів. Тому, для збільшення видобутку на свердловинах потрібно впровадження новітніх та вдосконалення існуючих методів інтенсифікації привибійної зони пласта, з врахуванням того, що родовища перебувають на завершальній стадії розробки.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Робота пов'язана з проблематикою науково-дослідних робіт кафедри видобування нафти і газу Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу: „Розроблення і вдосконалення енергозберігаючих екологічно-безпечних технологій збільшення видобутку вуглеводнів з родовищ”

Метою роботи є підвищення продуктивності газових свердловин за рахунок удосконалення технологій впливу на привибійну зону пласта, зокрема технології гідравлічного розриву пласта.

Основні задачі дослідження:

1. Встановити характер впливу існуючих технологій інтенсифікації видобутку на фільтраційні властивості привибійної зони пласта (ПЗП) з метою виявлення чинників, що обмежують їхню ефективність у геолого-промислових умовах.

2. «Розробити багатокритеріальний науково-методичний підхід до вибору об'єктів для проведення гідророзриву пласта (ГРП) на основі побудови багаторівневої ієрархічної моделі, що дозволяє інтегрувати різноманітні параметри (геолого-петрофізичні, структурні, гідродинамічні, технічні та економічні) у єдину систему пріоритетності свердловин-кандидатів».

3. Розробити підхід до прогнозування дебітів до і після гідравлічного розриву із застосуванням цифрових симулятора PROSPER, що надасть змогу моделювати очікувану ефективність інтенсифікаційних робіт та порівнювати різні сценарії їх проведення.

4. На основі ретроспективного аналізу показників розробки досліджуваного родовища встановити закономірності зміни продуктивності свердловин та науково обґрунтувати доцільність впровадження гідравлічного розриву пласта на ранніх стадіях експлуатації покладів

5. Провести лабораторні дослідження рідин для ГРП, зокрема тестування полімерів та гелів та провести дослідження на керні, рідини гідророзриву з різною загрузкою гуару.

6. Розробити та випробувати експериментальний пристрій для впливу на привибійну зону виснажених свердловин, що дозволить знизити скін-ефект та покращить умови припливу газу після проведеного гідравлічного розриву пласта.

Об'єкт дослідження – процеси підвищення продуктивності газових свердловин на завершальних стадіях розробки родовищ шляхом удосконалення технологій впливу на привибійну зону пласта, зокрема із застосуванням гідравлічного розриву пласта.

Предмет дослідження – закономірності зміни фільтраційно-ємнісних властивостей продуктивних пластів під впливом інтенсифікаційних технологій, параметри формування та розвитку тріщин при проведенні гідравлічного розриву, ефективність різних типів робочих рідин (зшитий гель, сліквотер), а також взаємозв'язок між технологічними параметрами ГРП, показниками скін-фактора та довгостроковою продуктивністю свердловин.

Методи дослідження. У дисертаційній роботі використано методи теоретичного аналізу, чисельного моделювання процесів гідророзриву пласта, лабораторного дослідження властивостей порід і робочих агентів, математико-статистичні методи обробки результатів, а також промислові дані випробувань свердловин.

Наукова новизна

1. Розроблено науково обґрунтовано комплексний підхід до відбору об'єктів, рекомендованих для проведення гідравлічного розриву пласта, що базується на аналізі фільтраційно-ємнісних властивостей колекторів із урахуванням геолого-петрофізичних, структурно-геологічних, гідродинамічних, технічних та економічних параметрів пласта і свердловин, що забезпечує підвищення ефективності інтенсифікації видобутку та адаптований до газових родовищ України.
2. Удосконалено методику прогнозування дебіту свердловин після гідравлічного розриву пласта (ГРП), яка, на відміну від існуючих підходів, інтегрує в матеріально-балансове моделювання у програмному середовищі PROSPER результати діагностичних нагнітальних тестів (DFIT), що дозволяє підвищити достовірність вхідних параметрів (пластовий тиск та проникність) та точність прогнозу.
3. Набули подальшого розвитку заходи комплексного впливу на пласт шляхом обґрунтування науково-обґрунтованого підходу, що передбачає поєднання гідравлічного розриву та розколюматції привибійної зони із застосуванням розробленого пристрою, які спрямовані на дослідження пласта до та зниження

скін-ефекту та пришвидшеного освоєння після ГРП, що в комплексі дає покращення гідродинамічного зв'язку свердловини з пластом.

Практичне значення

1. Розроблено та впроваджено методику комплексного вибору свердловин-кандидатів під гідравлічний розрив пласта, що дозволяє враховувати фільтраційно-ємнісні властивості, із врахуванням геолого-петрофізичних, структурно геологічних, гідродинамічних, технічних та економічних параметрів пласта та свердловин. Це забезпечує зниження ризику невдалих операцій і підвищення рентабельності інтенсифікаційних робіт.

2. Створено алгоритм прогнозування продуктивності свердловин до та після проведення ГРП, інтегрований із матеріально-балансовим моделюванням (MBAL) та симуляціями у PROSPER. Це дало змогу на практиці виконувати техніко-економічну оцінку прогнозів дебіту, сценаріїв розробки та визначати найбільш доцільні технологічні параметри.

3. Сформовано науково-методичні основи інтегрованого прогнозування довгострокової продуктивності газових свердловин на основі поєднання історичних даних видобутку, діагностичних випробувань (DFIT), результатів ГРП та матеріально-балансового моделювання. Це створило передумови для нової концепції оптимізації параметрів ГРП та економічно обґрунтувати інтенсифікацію свердловини за допомогою гідравлічного розриву пласта на ранніх стадіях розробки родовища.

4. Розроблено і апробовано рецептуру рідини гідророзриву. Встановлено, що оптимізація рецептур гелів дозволяє знизити кольматаційний ефект і підвищити проникність привибійної зони.

5. Створено та випробувано пристрій для впливу на привибійну зону пласта виснажених свердловин, який може використовуватись як окрема технологія або у поєднанні з ГРП. Його застосування забезпечує зниження негативного скін-ефекту, відновлення фільтраційних властивостей колектора і підвищення дебітів газових свердловин.

6. Розроблені підходи та технічні рішення впроваджено у практику роботи вітчизняних нафтогазовидобувних підприємств, що підтверджено результатами польових випробувань. Використання інтегрованої методики прогнозування та оптимізації параметрів ГРП дозволяє збільшити кінцевий коефіцієнт вилучення вуглеводнів, підвищити економічну ефективність розробки родовищ і знизити собівартість видобутку природного газу.

Особистий внесок здобувача

Усі основні наукові результати дисертаційної роботи одержані здобувачем особисто.

Здобувачем проведено критичний аналіз сучасного стану технологій впливу на привибійну зону пласта та обґрунтовано напрями їх удосконалення.

Самостійно розроблено методику вибору свердловин-кандидатів під гідравлічний розрив пласта з урахуванням на основі аналізу фільтраційно-ємнісних властивостей, із врахуванням геолого-петрофізичних, структурно геологічних, гідро-динамічних та технічних параметрів пласта та свердловин

Автором здійснено калібрування матеріально-балансових моделей у середовищі MBAL та інтегроване моделювання продуктивності свердловин у комплексі MBAL–PROSPER, що дозволило розробити підхід до прогнозування дебітів до і після проведення ГРП.

У лабораторних умовах здобувачем проведено дослідження реологічних властивостей рідин для ГРП, здійснено підбір оптимальних рецептур полімерних і гелевих систем та оцінено їх вплив на фільтраційні характеристики порід-колекторів. Проведено лабораторні дослідження розробленої рецептури ГРП на установці по дослідженні керну.

Особисто автором розроблено, сконструйовано та випробувано експериментальний пристрій для впливу на привибійну зону виснажених свердловин. Виконано аналіз промислових випробувань технологій гідравлічного розриву пласта та оцінено їхню ефективність у реальних умовах газових родовищ України.

Апробація результатів роботи

Апробація основних положень і результатів дисертаційної роботи здійснювалася на міжнародних та всеукраїнських науково-технічних конференціях, зокрема на Міжнародному науковому форумі в 2024р та 2025р «*Нафтогазова енергетика*» (Івано-Франківськ, 2023–2025 рр.), Восьмій, Дев'ятій та Дес'ятій міжнародних науково-практичних конференціях «*Надрокористування в Україні. Перспективи інвестування*» (Львів, 2023–2025 рр.), Всеукраїнській конференції «*Нафта і газ. Наука – Освіта – Виробництво*» (Дрогобич, 2023 р.), Міжнародній науково-технічній конференції «*Наукова весна*» (Дніпро, 2024 р.).

Публікації

Основний зміст дисертації відображено у 15 наукових працях, серед яких 1 стаття у фахових виданнях, включена до міжнародних наукометричних баз Scopus, 2 статті у фахових виданнях України, 1 публікація у матеріалах міжнародної наукової конференції, індексованих у наукометричній базі Scopus, 1 патент на корисну модель та 10 тез доповідей на міжнародних і всеукраїнських науково-практичних конференціях.

Структура та обсяг дисертації

Дисертація складається із вступу, п'яти розділів, висновків, переліку використаних джерел із 154 найменування і викладена на 198 сторінці, проілюстрована 69 рисунками, включає 30 таблиць і 2 додатків. Основна частина дисертації викладена на 173 сторінках.

Автор висловлює щире подяку науковому керівнику, доценту, кандидату технічних наук Куперу І.М. за цінні поради при виконанні наукової роботи, а також АТ „Укргазвидобування ” за надану промислову та технічну підтримку.

СПИСОК СКОРОЧЕНЬ

ГДС – геофізичні дослідження свердловин;

ГПП – гідропіскоструминна перфорація;

ГРП – гідравлічний розрив пласта;

ПЗП – привибійна зона пласта;

КРС – капітальний ремонт свердловин;

НКТ – насосно-компресорні труби;

ПАР – поверхнево-активна речовина;

СКО – соляно-кислотна обробка.

РОЗДІЛ 1

СТАН ПРОБЛЕМИ ТА ЗАВДАННЯ ДОСЛІДЖЕНЬ

1.1 Огляд і аналіз публікацій з кольтатації привибійної зони пласта при розробці родовищ

В Україні на даному етапі більшість газових і нафтових родовищ перебувають на завершальній стадії експлуатації родовищ. Ця стадія характеризується падінням видобувних можливостей свердловин та погіршення колекторських властивостей пластів. Як відомо, більшість пластів мають неоднорідні колекторські властивості, що призводить до нерівномірної експлуатації покладу і зниження коефіцієнту газовилучення.

За таких умов нарощення видобутку природного газу може досягатися як за рахунок буріння нових свердловин, так і за рахунок інтенсифікації існуючих. Буріння нових свердловин сприяє розширенню обсягу видобувних ресурсів, забезпечуючи експлуатацію нових родовищ та видобутку додаткового газу з перспективних, недостатньо розбурених або защемлених ділянках родовищ із підтвердженим ресурсним потенціалом на виснажених родовищах [13]. Також буріння дозволяє створювати нові робочі місця та залучати інвестиції в нафтогазовий сектор. Це, у свою чергу, позитивно впливає на економіку та дозволяє знижувати залежність від імпорту газу, забезпечуючи стабільність постачання енергоресурсів [41,42].

Не менш важливим завданням є розробка та впровадження ефективних заходів для підвищення вилучення вуглеводнів із вже існуючих родовищ [95]. Оптимізація експлуатації діючих свердловин, покращення фільтраційних властивостей привибійної зони, а також використання сучасних технологій інтенсифікації припливу дають змогу значно збільшити коефіцієнт вилучення вуглеводнів. Комплексний підхід до розвитку наявних ресурсів сприяє раціональному використанню енергетичного потенціалу родовищ [2].

Значний внесок у розвиток наукових основ досліджень проблем забруднення

привибійної зони пласта, гідравлічного розриву та методів впливу на привибійну зону пласта зробили українські та закордонні дослідники. Серед них слід відзначити: Бойко В. С. [1, 12], Возний В. Р. [3, 4], В. В. Цьомко [17, 19, 20, 60, 62], Л. І. Хайдарова [33, 37, 59], Кондрат Р. М. [30, 31, 36], Кондрат О. Р. [29, 32, 34, 35], Григораш В. В. [5, 6, 7, 8, 10], Купер І. М. [39, 40, 104, 105, 106,] Качмар Ю. Д. [9, 18, 21, 22, 27, 63], Ф. М. Бурмич [23, 24, 25, 26], М. J. Economides, [84, 85] K. G. Nolte [83, 121], Н. Cinco-Ley [78, 79], N. R. Warpinski [143, 144], Y Huang [93], J. Wang [127, 140, 141], які працювали над мінімізацією негативних наслідків забруднення, для збільшення експлуатації виснажених і слабопроникних родовищ.

Розкриття продуктивного пласта – це сукупність робіт у нафтогазовидобувній галузі, спрямованих на забезпечення гідрогазодинамічного зв'язку між свердловиною та продуктивним (нафтовим або газовим) пластом [74]. Ефективність роботи свердловини значною мірою залежить від якості виконання цих заходів. Технологія розкриття продуктивного пласта є ключовим фактором, що впливає на умови його освоєння та визначає продуктивність свердловини. Вибір методів розкриття залежить від поточного пластового тиску, характеристик продуктивного горизонту та низки інших геолого-технічних умов [69].

Майже всі свердловини після вторинного розкриття потребують проведення робіт, спрямованих на обробку привибійної зони пласта з метою підвищення їх продуктивності. Заходи, що впливають на привибійну зону пласта, є дієвим інструментом для вирішення широкого спектра технологічних завдань з інтенсифікації припливу вуглеводнів [75]. Однак низька ефективність таких заходів часто обумовлена недостатньо обґрунтованим вибором їх типів, модифікацій або технологічних параметрів для конкретних умов [54]. Об'єктивне обґрунтування цих рішень вимагає наявності повної та достовірної інформації про стан пласта, а також про фізико-геологічні й технологічні умови, які впливають на ефективність виконуваних робіт. Проте, зазвичай доступ до такої інформації обмежений, а її аналіз ускладнений через складність і багатофакторність процесів у пластових системах.

Під час буріння кожен продуктивний пласт піддається впливу бурового розчину, який контактує з породою навколо свердловини. Забруднення пласта буровим розчином викликає зменшення продуктивності свердловини та ускладнює процес вилучення флюїду з порід. Проникнення бурового розчину у пори та тріщини призводить до утворення фільтраційної кірки, а також може спричинити зниження проникності пласта через блокування порового простору частками розчину чи утворенням емульсій. У статті (Yan et al., 2022) [146] автори показують, що цей вплив призводить до забруднення привибійної зони пласта, що спричиняє зміни фізико-хімічних властивостей породи.

Привибійна зона пласта – це ділянка навколо стовбура свердловини, де змінюються фільтраційні характеристики пласта під час буріння, освоєння, експлуатації та ремонту свердловини. Зміни у фільтраційних властивостях цієї зони виникають внаслідок проведення різноманітних технологічних операцій з моменту розкриття продуктивного горизонту. Як правило, такі зміни знижують продуктивність свердловин, скорочують термін їх ефективної роботи та зменшують кінцевий коефіцієнт вилучення нафти і газу. Однак існують технологічні операції, спрямовані на покращення фільтраційних характеристик пласта та підвищення продуктивності свердловини.

Розміри та характеристики ПЗП постійно змінюються протягом усього періоду експлуатації свердловини. Стан цієї зони визначає гідравлічний зв'язок свердловини з пластом і значно впливає на її продуктивність. Суттєве зменшення проникності порід у межах ПЗП під час буріння або при тривалій зупинці експлуатації свердловини може призвести до повної ізоляції свердловини від пласта. У результаті це може спричинити пропуск продуктивного горизонту під час випробувань [59].

Кольматацією пласта називають забруднення, яке виникає внаслідок дії на привибійну зону пласта (ПЗП) різних факторів та чинників, внаслідок чого знижуються видобувні можливості свердловини. Вплив забруднення привибійної зони пласта оцінюють проведенням гідродинамічних досліджень у свердловинах.

До причин погіршення провідності ПЗП відносять механічні, фізико-літологічні, фізико-хімічні та термохімічні забруднення [16]. Вони відбуваються внаслідок забруднення пористого середовища частинками глинистих розчинів, які використовують під час буріння, дії технічних розчинів під час капітального ремонту свердловин (КРС), руйнування ПЗП, винесення породи, випадання солей з пластової води видобувних і нагнітальних свердловинах, залишками частинок після перфорації, пошкодження обсадної колони та порушення заколонного цементу, випадання парафінів, защемлення водяної фази, випадання конденсату, несумісність пластових рідин та довготривалої експлуатації. Як правило, такі зміни знижують продуктивність свердловин, скорочують термін їх ефективної роботи та зменшують кінцевий коефіцієнт вилучення нафти і газу. Нижче наведено дослідження науковців, які досліджували погіршення провідності привибійної зони пласта [60].

Прогнозування впливу кольматації привибійної зони та визначення ефективності її зменшення чи усунення залишаються постійним викликом для спеціалістів у галузі. Моделювання наслідків забруднень часто проводиться з метою відповіді на питання, як це буде впливати на дебіт свердловини. Тому для точного прогнозування та оцінки впливу забруднення привибійної зони пласта на продуктивність або закачування свердловин використовують поняття скін-ефекту, що описується формулою 1.1:

$$S = \left(\frac{K_{\text{пр}}}{K_{\text{ф}}} - 1 \right) \cdot \ln \left(\frac{r_{\text{д}}}{r_{\text{с}}} \right), \quad (1.1)$$

де S – скін-фактор;

$K_{\text{пр}}$ – природня (первинна) проникність пласта, м^2 ;

$K_{\text{ф}}$ – фактична проникність пласта, м^2 ;

$r_{\text{д}}$ – радіус зони проникнення, м ;

$r_{\text{с}}$ – радіус свердловини, м .

Під поняттям скін-ефекту слід розуміти 3 чинника, які його викликають:

- погіршення фільтраційно-ємнісних властивостей пласта;
- ускладнення в процесі експлуатації через погіршення технічного стану

свердловини;

– накопичення рідини в стовбурі.

Ці фактори зумовлені різними фізико-хімічними процесами, які відбуваються в пласті, але найбільший вплив має зміна стану ПЗП. Фільтраційні процеси, які відбуваються в привибійній зоні ускладнюються появою в них різних змін тиску, температури, насиченості пласта флюїдами та напружень гірських порід. Такі зміни і називають скін-ефектом. Забруднення привибійної зони працює як штуцер, який обмежує приток вуглеводнів до свердловини і створює додаткові втрати тиску (ΔP_{skin}). За допомогою проведення гідродинамічних досліджень можна оцінити степінь забруднення привибійної зони пласта. Якщо скін-фактор більше 0, то забруднення ПЗП присутнє. Від'ємний скін-фактор показує на скільки збільшився ефективний радіус свердловини після проведення інтенсифікації на ПЗП.

Існують технологічні операції, спрямовані на покращення фільтраційних характеристик пласта та підвищення продуктивності свердловини. Збільшення видобувного потенціалу свердловин наявного фонду можливе завдяки проведенню на них заходів з інтенсифікації. Це включає застосування технологій, спрямованих на підвищення продуктивності свердловин шляхом дії методів впливу на привибійну зону пласта, які за рахунок зменшення забруднення привибійної зони призведуть до покращення притоку вуглеводнів із пласта.

Дослідники О. Карпенко et al. (2021) [28] у своєму дослідженні на прикладі показали, що проникнення фільтрату бурового розчину в породи-колектори під час буріння, спричиняє зміни пористості та фільтраційних властивостей привибійної зони. Результати дослідження свідчать, що навіть часткова відсутність кірки на стінках свердловини призводить до горизонтального та вертикального фільтрування бурового розчину, створюючи глибокі зони вторгнення, які можуть повністю блокувати газовий потік.

За даними Yan et al. (2019) [148] технологія прострілювально-вибухових робіт при розкритті привибійної зони продуктивних горизонтів має низку суттєвих недоліків. Серед основних проблем – недостатня глибина проникнення утвореного

каналу в породі та кольматація пласта. До того ж стінки каналу піддаються термічному впливу продуктів вибуху, що призводить до їх «осклування».

Найчастіше в газових свердловинах перед проведенням ГРП проводиться кумулятивна перфорація, яка теж не завжди дає бажаний результат [74, 125]. Науковці Yan et al. (2020) [147] дослідили що, наслідками цього можуть бути: розрив та зміщення експлуатаційної колони в зоні перфорації, заколонні циркуляції підшовних і верхніх вод, газоперетоки, а також порушення гідродинамічних характеристик експлуатованих пластів.

У своєму дослідженні Akhundova N. R. et al. (2023) [67] вивчали вплив води на приви́бійну зону пласта, зокрема її взаємодію з іншими флюїдами, такими як газ та конденсат. За допомогою методу послідовних наближень було встановлено, що вода може спричиняти защемлення флюїдів, зменшуючи ефективність їх руху до свердловини, і тим самим знижує продуктивність видобутку.

У дослідженні F. Adebisi (2020) [66] було вивчено вплив парафіну на приви́бійну зону пласта. Науковці виявили, що зниження тиску та температури в пласті сприяє випадінню парафінів через зменшення їхньої розчинності в нафті. Такі процеси призводять до утворення парафінових осадів, що закупорюють пори та знижують проникність приви́бійної зони.

Лабораторні, аналітичні та промислові дослідження I. Купер та інші (2021) [105] показують, що ретроградна конденсація вуглеводневої суміші негативно впливає на більшість технологічних процесів видобутку газу та конденсату. Вона знижує коефіцієнти вилучення конденсату та окремих компонентів, що обмежує повноту їх видобутку. В результаті в нерухому фазу переходить від 30 до 70% важких фракцій (C_2H_6+), а втрати конденсату з пласта можуть сягати 60 – 87% від початкових запасів.

Дослідження Shajari та Rashidi (2021) [130] спрямоване на аналіз впливу термодинамічних умов, зокрема температури, тиску і хімічного складу води, на формування мінеральних відкладень. У рамках лабораторних експериментів автори моделювали реальні умови, щоб оцінити ризики утворення відкладень і

розробити стратегії для їх мінімізації. Було підтверджено, що зміни термодинамічних параметрів сприяють утворенню мінеральних відкладень, таких як карбонати кальцію та сульфати, які значно знижують проникність пласта.

Автори Sanei M. et al. (2022) [128] детально проаналізували вплив довготривалої експлуатації нафтових і газових пластів на їх продуктивність. Особливу увагу було приділено незворотним змінам проникності, які виникають внаслідок тривалих процесів напружень та деформацій у пласті. Автори підкреслюють, що такі зміни значно впливають на здатність пласта пропускати флюїди, що, у свою чергу, знижує ефективність його розробки.

Науковці Al-Obaidi et al. (2021) [71] досліджували вплив скін-ефекту на продуктивність свердловин у низькопроникних колекторах з метою оцінки стану привибійної зони та розробки заходів для підвищення продуктивності. Вони встановили, що висока величина скін-ефекту погіршує стан привибійної зони і знижує продуктивність свердловин.

1.2 Вибір технологій впливу на привибійну зону пласта. Застосування гідравлічного розриву пласта при розробці родовищ.

Досвід розробки газових та газоконденсатних родовищ в Україні показує, що дебіт свердловин можна збільшити усунувши забруднення ПЗП та зменшивши скін свердловини методами дії на привибійну зону пласта. У зв'язку з цим на сьогодні актуальним залишається завдання вдосконалення існуючих та розробки нових високоефективних технологій для збільшення припливу вуглеводнів. Найбільш оптимальним рішенням є технологія, що забезпечує якісне розкриття продуктивного горизонту та спрямована на підвищення проникності привибійної зони пласта [44].

Сучасні методи інтенсифікації вуглеводнів до свердловини є дієвими. Вибір методу інтенсифікації в кожному конкретному випадку залежить від багатьох факторів, зокрема:

- типу колектора;

- значень фільтраційно-ємнісних властивостей ПЗП;
- величини пластового тиску;
- розташування інтервалів впливу в межах продуктивного розрізу;
- наявності водоносних інтервалів по розрізу;
- технічного стану свердловини;
- причин зниження колекторських властивостей ПЗП;
- технічних та фінансових можливостей підприємства, яке експлуатує даний об'єкт.

Інтенсифікація привибійної зони пласта нафтових і газових свердловин є комплексом технологічних заходів, спрямованих на підвищення проникності колекторів та збільшення дебіту свердловин за рахунок покращення фільтраційних характеристик гірських порід у зоні безпосереднього контакту з експлуатаційною колоною [45]. Вибір способу проведення інтенсифікації залежить від геолого-фізичних умов пласта, забруднення та кратності збільшення дебіту після проведення операції [48, 49, 50, 52, 61, 82, 88]. Види інтенсифікацій умовно можна поділити на гідравлічні (ГРП, ГПП, метод змінних тисків, вибухові, (торпедування) фізико-хімічні, (соляно-кислотна обробка), теплові (електропрогрів, прокачування ПАР та підігрітих вуглеводнів), імпульсні (генератор імпульсів струму), хвильові (сейсмічна, акустична, вібраційна) та комбінації їх між собою.

Гідравлічний розрив пласта є одним із найбільш ефективних методів інтенсифікації нафтових і газових свердловин, що дозволяє суттєво покращити приплив вуглеводнів, особливо у випадку малопроникних колекторів [92]. Гідророзрив пласта широко використовується в нафтовій і газовій промисловості з 1947 року. Перший процес гідравлічного розриву пласта для інтенсифікації був проведений на газовому родовищі Хьюгтон в західному Канзасі в 1947 році (рис. 1.1). З того часу гідравлічний розрив пласта став стандартним методом стимулювання продуктивності нафтових і газових свердловин. Багато родовищ експлуатують тільки за рахунок процесу гідравлічного розриву пласта.



Рисунок 1.1 – Проведення першого експериментального ГРП

Попри успіх більшості операцій, визначено, що для забезпечення вищого рівня видобутку після ГРП необхідно змінювати об'єми, швидкість закачування та кількість пропанту. На основі проведених експериментів із загущеною нафтою, дизелем і керосином, у практиці для загущення рідини почали використовувати полімери, що показали себе, як надійні засоби для досягнення необхідної в'язкості. Загущена вода стала широко використовуваною рідиною для розриву через свою доступність і безпечність у застосуванні.

Промисловий досвід підтверджує, що ГРП є надзвичайно ефективним методом поліпшення характеристик роботи свердловини та її економічних показників. Успішне використання ГРП поширилося на пласти з високою проникністю, що забезпечило значне зростання видобутку у високодебітних свердловинах.[43]

Суть ГРП полягає у створенні штучних тріщин у пласті за допомогою високонапірного нагнітання рідини, що спричиняє механічне руйнування гірських порід і формування нових шляхів для руху флюїдів. Це особливо важливо для низькопроникних колекторів, таких як сланцеві чи щільні пісковики, де природна тріщинуватість недостатня для економічно вигідного видобутку. Процес гідравлічного розриву відбувається у два ключові етапи. На першому етапі здійснюється ініціювання тріщини шляхом нагнітання рідини, яка зазвичай має високу в'язкість і вводиться з великою швидкістю. Це створює надлишковий тиск у породі, що перевищує межу її механічної міцності, викликаючи формування та поширення тріщин [90]. Другий етап передбачає заповнення утвореної тріщини

розклинювальним агентом, який називають пропантом. Пропанти можуть бути як природного походження (наприклад, кварцевий пісок), так і штучні (керамічні або бокситові гранули), що мають високу міцність і здатність зберігати відкритість тріщин після зниження гідравлічного тиску. Фізичний механізм ефективності гідравлічного розриву полягає в тому, що після скидання тиску тріщина не закривається завдяки наявності пропанту, який діє як підтримуючий каркас. У результаті формується високопроникний канал між пластом і стовбуром свердловини, що значно знижує опір фільтрації вуглеводнів і сприяє збільшенню дебіту свердловини. Ця технологія широко застосовується не лише у традиційних покладах, а й у видобутку сланцевого газу та нафти, що стало визначальним фактором у розвитку енергетики США та інших країн, орієнтованих на нетрадиційні джерела вуглеводнів [51].

Таким чином, гідророзрив пласта наразі використовують для:

- збільшення дебіту нафти або газу з низькопроникних пластів;
- збільшення площі дренування або об'єм пласта, що контактує зі стовбуром свердловини;
- збільшення дебіту нафти та газу з забрудненою привибиною зоною пласта свердловин;
- для з'єднання природних тріщин в пласті із стовбуром свердловини;
- для оптимізації роботи свердловини.

Геометрія тріщини гідророзриву є одним із ключових чинників, що визначають ефективність процесу інтенсифікації видобутку вуглеводнів [80]. Висота, ширина та довжина тріщини формують просторову конфігурацію зони підвищеної проникності, від якої залежить здатність пласта проводити флюїд до свердловини. Ці параметри взаємопов'язані та визначаються напруженим станом гірських порід, фізико-механічними властивостями колектора та умовами проведення гідророзриву [94]. Зростання проникності колектора сприяє підвищенню фільтраційних втрат рідини розриву, що зменшує ширину й довжину утвореної тріщини. Величина мінімального головного напруження контролює

ступінь її розкриття, а висота обмежується покрівлею та подошвою пласта. Важливу роль відіграють механічні властивості гірських порід – модуль Юнга, коефіцієнт Пуассона та стисливість, які визначають деформаційну реакцію породи. Чим вищий модуль Юнга, тим менше розкриття тріщини. Пластовий тиск і градієнт розриву встановлюють рівень робочого тиску, необхідного для ініціювання та підтримання процесу гідророзриву [55].

Для практичного застосування розроблено двовимірні та тривимірні моделі гідравлічного розриву пласта. Двовимірні моделі ґрунтуються на припущенні про плоский стан деформації, що означає: у лінійно-пружних нескінченних гірських породах деформації в усіх паралельних площинах не залежать від деформацій у сусідніх площинах.

Основними двовимірними моделями є PKN (Perkins – Kern – Nordgren), KGD (Kristianovich – Geertsma – de Klerk) та радіальна модель, які становлять основу сучасних аналітичних підходів до моделювання процесів гідравлічного розриву пласта (Рис. 1.2).

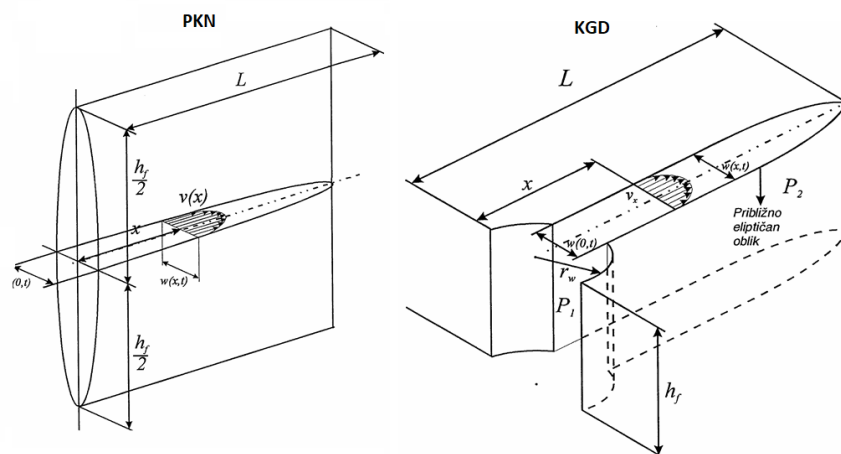


Рисунок 1.2 – Порівняння моделей гідророзриву пласта PKN (Perkins–Kern–Nordgren) та PKD (Pseudo-3D)

PKN-модель передбачає сталу висоту тріщини, обмежену покрівлею та подошвою пласта, при цьому головним напрямком розвитку є збільшення її довжини. Такий підхід ефективно відображає поведінку тріщини в умовах тонких,

добре стратифікованих колекторів із чіткими геомеханічними межами. На відміну від цього, KGD-модель враховує зміну висоти тріщини в процесі її росту, що дозволяє описати ситуації, коли тріщина може розвиватися у вертикальному напрямку через відсутність виражених бар'єрів або при різниці в розподілі напружень у товщі порід. Ця модель є більш універсальною для аналізу пластів зі складною геологічною будовою, де вертикальне розповсюдження тріщини суттєво впливає на кінцеву геометрію та провідність. Радіальна (penny-shaped) модель описує симетричне радіальне розповсюдження тріщини навколо свердловини у вигляді диска, де тиск і відкриття залежать лише від відстані до центру, і застосовується для ізотропних середовищ. Вибір між моделями PKN та KGD визначається переважно співвідношенням висоти та довжини тріщини, характеристиками гірських порід і ступенем стратифікації пласта, що дозволяє інженерам адаптувати дизайн гідророзриву до конкретних геомеханічних умов родовища [80, 124].

У сучасній практиці проєктування та оптимізації гідравлічного розриву пласта (ГРП) широко застосовуються тривимірні (3D) моделі поширення тріщин, які дозволяють з високою точністю прогнозувати геометрію тріщини (довжину, висоту, ширину) з урахуванням просторового розподілу напружень, механічних властивостей гірських порід (модуль Юнга, коефіцієнт Пуассона) та фільтраційних характеристик пласта. На відміну від спрощених двовимірних моделей (PKN, KGD), 3D-симулятори забезпечують реалістичне відтворення процесів розвитку тріщини в умовах неоднорідного геологічного середовища [81, 115, 116].

Для умов українських газових родовищ, які характеризуються шаруватою будовою теригенних колекторів та наявністю глинистих бар'єрів, найбільш адекватною є модель PKN, оскільки вона враховує обмеження висоти тріщини геомеханічними бар'єрами. Модель KGD може бути застосована для родовищ без виражених бар'єрів (окремі структури Карпатського регіону), а радіальна модель – лише для початкової стадії розкриття тріщини.

На процес гідравлічного розриву впливає велика кількість факторів. Дані,

необхідні для створення дизайну гідравлічного розриву пласта, можна розділити на дві групи [85].

До першої групи належать дані, які може контролювати інженер, наприклад, дані про конструкцію свердловини, деталі об'єму свердловини, швидкість нагнітання, в'язкість рідини розриву, густина рідини розриву, добавки для зменшення втрат рідини, тип розклинювача та кількість розклинювача.

Друга група відображає дані, які необхідно виміряти або оцінити, але які не можна контролювати, наприклад, глибина залягання пласта, проникність пласта, внутрішні напруження в продуктивному пласті, внутрішні напруження в навколишніх пластах, модуль пружності пласта, пластовий тиск, пористість пласта, стисливість пласта і товщина пласта.

Найбільш важливими даними для проектування методу гідророзриву пласта є, в порядку важливості:

- Профіль напружень в пласті;
- Проникність пласта;
- Характеристики втрат рідини;
- Загальний об'єм закачаної рідини;
- Тип і кількість реагенту розриву пласта;
- В'язкість рідини розриву;
- Об'єм розклинювача;
- Швидкість нагнітання;
- Модуль пружності пласта.

При розробці технології гідравлічного розриву пласта найважливішими параметрами, безумовно, є ступінь забруднення привибійної зони, пластовий тиск, профіль внутрішньопластових напружень і проникність зони, що підлягає впливу [138].

Дані, необхідні для проектування розриву пласта, можна отримати з різних джерел, включаючи записи буріння, файли свердловин, геофізичні каротажні діаграми відкритих свердловин, керн і аналізи керна, випробування свердловин,

дані про видобуток, геологічна документація та інші відкриті джерела, такі як публікації [143]. Крім того, сервісні компанії надають дані про свої рідини, добавки та реагенти (Таблиця 1.1) ілюструє типові дані, необхідні для розробки дизайну ГРП, та можливі джерела цих даних [55].

Таблиця 1.1– Дані необхідні для дизайну ГРП

Дані	Одиниці	Джерела
Проникність пласта	мД	Керни, дослідження свердловин, кореляції, дані по видобутку
Пористість пласта	%	Керни, каротажі
Пластовий тиск	МПа	Дослідження свердловин, файли свердловин, регіональні дані
Модуль Юнга Пласта	МПа	Керни, каротажі, кореляції
Стисливість пласта	МПа	Керни, каротажі, кореляції
Коефіцієнт Пуасона		Керни, каротажі, кореляції
Глибина утворення	м	Керни, записи з журналів буріння, сейсміка
Стреси	МПа	Керни, каротажі, кореляції
Температура	°С	Керни, каротажі, кореляції
Здатність до руйнування	Па/м	Керни, кореляції
Водонасичення	%	Каротажі, керни
Ефективна товщина	м	Каротажі, керни
Загальна товщина	м	Каротажі, керни, записи журналів
Літологія пластів	-	Каротажі, записи журналів з буріння, керн, аналіз винесених часток при бурінні
Конструкція свердловини	-	Справа свердловини
Рідини гідророзриву	-	Інформація сервісних компаній
Типи пропанту	-	Інформація сервісних компаній

Більшість існуючих підходів до вибору об'єктів [14, 53, 57, 98] для проведення гідравлічного розриву пласта мають такі недоліки: по-перше, вони охоплюють лише 2-3 групи критеріїв, зосереджуючись переважно на геолого-петрофізичних та гідродинамічних параметрах, залишаючи поза увагою структурно-геологічні, технічні та економічні фактори. По-друге, жодна з розглянутих методик не містить економічного блоку в структурі відбору, що не дозволяє оцінити інвестиційну привабливість кожної свердловини-кандидата на ранньому етапі. По-третє, критерії відбору мають переважно якісний характер («достатня товщина»,

«задовільний стан колонії») без чітких кількісних порогових значень, що ускладнює об'єктивне порівняння свердловин. По-четверте, існуючі підходи не адаптовані до геолого-промислових умов виснажених родовищ Дніпровсько-Донецької западини, зокрема не враховують знижені пластові тиски, підвищені ризики обводнення та необхідність швидкого освоєння свердловин після ГРП.

1.3 Рідини для гідророзриву пласта та їх вплив на проникність порід

Безперервне виснаження традиційних вуглеводневих запасів та зростання попиту на природний газ зумовлюють необхідність застосування сучасних технологій інтенсифікації видобутку [46]. Гідравлічний розрив пласта є найбільш поширеним методом підвищення продуктивності газових свердловин, особливо у низькопроникних колекторах, де природні дебіти є недостатніми для економічно доцільної розробки. Оптимізація параметрів гідророзриву пласта у газових свердловинах базується на збалансуванні геометрії тріщини, реології рідини, дизайну пропанту та режимів нагнітання з урахуванням геомеханічних умов і динаміки пластового тиску. Компанії, які працюють в сфері видобутку нафти і газу, працюють над розробкою найбільш ефективного компонентного складу рідини, для отримання найкращої провідності колектора після проведення операції [83, 102]. Сучасні огляди й експериментально-числові дослідження останніх 5 років [114, 117, 142, 149, 151] підкреслюють дві взаємодоповнювальні лінії розвитку: удосконалення систем рідин (від slickwater до зшитих гелів і їх модифікацій), оптимізація дизайнів проведення робіт, регресійний аналіз діагностичних нагнітальних тестів (DFIT), та моделювання дебітів після ГРП інтегрованих з цифровими симуляторами для прийняття інженерних рішень у розробці родовищ.

У практиці інтенсифікації газових колекторів застосовують три базові системи рідин: *slickwater*, зшитий гель (*crosslinked gel*) та пінистий ГРП (*foam frac*), – кожна з яких має відмінний механізм дії й зону оптимальної застосовності.[85] *Slickwater* знижує гідравлічне тертя та дозволяє закачувати дуже високі витрати, формуючи

довгі й часто більш розгалужені тріщини з мінімальним пошкодженням пласта [141]. Зшиті гелі забезпечують високу в'язкість і, відповідно, кращу суспензію та транспортування більших частинок пропанту й формування більшої початкової ширини тріщини під вищими напруженнями, що корисно при потребі високих концентрацій пропанту та вертикального розкриття, але вимагає коректного підбору брейкерів і контролю залишків полімеру, аби уникнути пошкодження [99]. Пінисті системи (зазвичай N_2 або CO_2 високої «якості») поєднують підвищену «видиму» в'язкість із малим рідинним навантаженням, покращують очищення тріщини й чутливих до води порід, ефективні в низькотискових / високогазонасичених середовищах та за водних обмежень, проте потребують стабільного газопостачання і точного контролю якості піни [65]. Вибір між цими системами визначається проникністю і температурою пласта, контрастом напружень та вимогами до довжини / висоти тріщини й провідності: для довгих тріщин з мінімальним скіном у «щільних» доцільний *slickwater* або гібрид (*slickwater* → зшитий гель); для високих навантажень пропантом і утримання ширини – зшитий гель; за водочутливості, низького пластового тиску чи логістичних обмежень щодо води – *foam frac* з ретельним контролем якості і режимів освоєння [104].

Лінійні або зшиті гуари є найбільш часто використовуваними рідинами в традиційних операціях розриву (Zhao et al., 2020) [150]. Основними функціями цих рідин є утворення чи розкриття тріщини (власне розрив) і транспортування пропанту по тріщині (Almubarak et al., 2020) [70]. Для підтримки стабільності гелю та руйнування полімерів наприкінці процесу розриву використовуються різні хімічні реагенти. Під час проведення ГРП у свердловинах з високою температурою звичайні полімерні системи на основі гуару руйнуються швидше, ніж при низьких температурах і для підтримки стабільності вимагають більшої кількості гуару, як зазначено в роботі (Huang et al., 2023) [93]. Однак підвищені концентрації гуару в рідині призводить до збільшення залишків продуктів розпаду після деструкції і, як результат, до забруднення привибійної зони пласта і пласта в цілому, про що

пишуть (Liu et al., 2020) [108]. Щоб вирішити ці проблеми, додають різні високотемпературні стабілізатори для підвищення термічної стабільності цих рідин для розриву при температурах вище 85 °С.

В основному у хімічний склад рідин для гідророзриву входять (Wang et al., 2022) [140] полімерні системи, зшиваючі агенти, бактерициди (біоциди), деструктори (брейкери), буфери, стабілізатори глин, відхиляючі агенти, знижувачі тертя, стабілізатори гелю, ПАР та деемульгатори, температурні стабілізатори. Для отримання високої в'язкості лінійного гелю, використовується полімери. Науковці Л. Мороз та ін., (2023) [118] в своїх дослідженнях підкреслили важливість кожного хімічного реагента в структурі гелю. Для зв'язування молекул полімеру між собою, використовують зшивачі. Для того, щоб у пласті розірвати зв'язок між молекулами полімеру та викликати його дегідратацію додаються деструктори (брейкери). Для запобігання набухання глин – стабілізатори глин. Для запобігання утворенню емульсії та зниження поверхневого натягу – деемульгатори. Буферні розчини використовуються для контролю значення рН, ступеня кислотності або лужності цього розчину, які впливають на гідратацію полімеру, якість та час зшивання. Для високих температур використовують температурні стабілізатори. Піногасники запобігають формуванню піни. Для зниження втрат тиску під час закачування використовуються знижувачі тертя. Також для ізоляції інтервалу обробки зверху і знизу використовують ізолюючі агенти.

Для вибору складів рідини гідророзриву пласта для конкретних умов свердловини важливо експериментально визначити стабільність їх реологічних характеристик. Як зазначено в роботі (Xu et al., 2023) [145], цей процес передбачає врахування геологічних та експлуатаційних характеристик свердловини, включаючи фільтраційні властивості колекторів, пластову температуру, тиск і чутливість порід колектора до впливу рідини розриву.

По суті, як пишуть (Quainoo et al., 2022) [126], цей процес підкреслює необхідність всебічного розуміння та індивідуального підходу до операцій гідравлічного розриву пласта, наголошуючи на критичній ролі адаптації складів

рідини до унікальних умов кожної свердловини. Шляхом ретельної оцінки реологічних властивостей рідин для гідророзриву в умовах, що імітують навколишні властивості пласта, інженери можуть підвищити ефективність і результативність процесу гідророзриву.

Експериментальне визначення стабільності рідини та її реологічних властивостей потребує складного лабораторного обладнання та методологій, які можуть точно відтворювати умови високого тиску та високої температури в глибоких підземних резервуарах, про що міститься в роботі (Al-Hajri et al., 2022) [68].

Аналіз публікацій вказує на те, що хоча була проведена значна робота щодо розробки та оптимізації рідин для гідророзриву пласта, аспект створення ефективних рідин з додаванням температурних стабілізаторів при мінімальних навантаженнях полімерів і вивчення їх реологічного впливу лишається недостатньо дослідженим. Це вказує на потенціал для подальших досліджень у цій області.

У дослідженнях Song et al. (2020) [135], підкреслюється важливість точного дозування полімерів для досягнення оптимальних реологічних властивостей рідини.

Також цікавою є думка дослідників Cao et al. (2021) [76], які провели порівняльне дослідження рідин для гідравлічного розриву пластів високотемпературних пластів з високим вмістом солі, рідини на основі синтетичних полімерів із рідинами, отриманими з гуарової камеді. Вони виявили, що рідини на основі гуарової камеді демонструють кращу стійкість до зсуву та температуру, а також здатність переносити пропант у таких складних умовах.

За даними досліджень Qu and al. (2021) [127], де демонструється важливість вибору типу та концентрації деструкторів для оптимізації процесу деструкції гелю показано що окрім основних реагентів, які є в складі рідини гідророзриву містяться стабілізатори, понижувачі тертя та ПАР, що робить його стійким до високих

температур, покращує проникнення в пори колектора, запобігає утворенню стійких емульсій, мінімізує капілярні ефекти, захищає від корозії та відкладень.

В роботі Т. Jatykov & К. Vimuratkyzy (2022) [97], які розглядають проблему оптимізації складу рідини для гідророзриву у високотемпературних нафтогазових родовищах на прикладі Юрських нафтогазових родовищ, розташованих на заході Казахстану. У дослідженні проведено серію лабораторних тестів для вибору відповідних хімічних речовин на основі наукових та практичних підходів. Вибір складу рідини для гідророзриву в умовах високих температур вимагає ретельного підходу та використання спеціалізованих лабораторних тестів. Адаптація складу хімічних речовин відповідно до конкретних умов родовища може значно покращити результати гідророзриву та збільшити продуктивність свердловини.

Науковці Р. Sharma & V. Kudapa (2021) [131] в своїй роботі встановили зменшення часу зшивання при збільшенні концентрації зшивачів. Дослідження G. Vargas et al. (2020) [139] було зосереджено на реологічних характеристиках зшитого гелю гуарової камеді на водній основі. Було виявлено, що гель поводить себе, як в'язкопружна рідина і він слизький навіть на шорстких поверхнях.

Майбутні дослідження спрямовані на пошуки комбінації хімічних елементів з метою створення рідин для гідророзриву при мінімальних навантаженнях полімерів та вивчення їх реологічного впливу.

1.4 Аналіз методів освоєння свердловини

Однією з проблем, які виникають під час освоєння свердловин виснажених родовищ після виходу їх з буріння або ремонту, є забруднення привибійної зони і, як наслідок, значне зменшення їхньої продуктивності. Виклик припливу у таких випадках можливий тільки після застосування методів інтенсифікації, наприклад, створення циклічних депресій на пласт свабуванням. Окрім того для виявлення ступеню забруднення привибійної зони необхідні проведення гідродинамічних

досліджень, пов'язаних із спуском глибинного манометра. Ці роботи пов'язані із залученням додаткових засобів, втратами часу і здороження процес [63, 64].

Науковці С. Матківський та Л. Матіїшин (2023) [111] в своїй статті проаналізували, як різні види забруднень (наприклад, механічні частинки, нафтопродукти, хімічні компоненти) знижують проникність пласта та зменшують дебіт свердловин. За результатами моделювання та аналізу експериментальних даних запропоновано методику оцінки технічного стану привибійної зони та рекомендовано заходи для її очищення, що сприяє покращенню показників видобутку.

Особливо це стосується свердловин, які знаходяться в умовах низьких пластових тисків виснажених родовищ. Освоєння таких свердловин потребує вишукування ефективних методів впливу на привибійну зону, виклику припливу, а також проведення гідродинамічних досліджень. У статті О. Семеняка та ін. (2019) [129] розглядається сучасний підхід до експлуатації свердловин зі зниженим пластовим тиском, що потребує впровадження нових технічних рішень. Проведено як лабораторні, так і промислові випробування нової технології на газоконденсатних свердловинах із використанням піни як робочого агента. Результати експериментів свідчать про ефективне видалення накопиченої рідини шляхом закачування піни разом із безпечною газовою сумішшю.

Також важливим аспектом є освоєння після гідравлічного розриву пластів (Shidhani et al 2022) [132]. За даними М. Мислюк та В. Кравець, (2024) [120] освоєння свердловин у межах Західно-Хрестищенського родовища здійснюється відразу після гідравлічного розриву пласта, що дозволяє підвищити ефективність припливу вуглеводнів із продуктивних горизонтів. За допомогою кореляційного аналізу встановлено статистично значущі зв'язки між параметрами технологій гідророзриву та ефективністю освоєння свердловин, що підтверджує доцільність інтегрованого підходу до завершення і введення свердловин в експлуатацію.

Такі технологічні процеси, виконуються, як правило, відокремлено один від одного. Водночас залучаються сервісні виробничі засоби, додатковий

обслуговуючий персонал і технологічно-транспортна техніка. Це все призводить до суттєвого удорожчання процесу освоєння і дослідження свердловин. Про це йдеться в статті Zheng et al. (2022) [152].

Науковці А. Ugrynovskyi et al. (2024) [137] в своїй роботі розглядають інноваційні технологічні рішення щодо видалення рідини з вибою газових свердловин, зокрема застосування піноутворювальних поверхнево-активних речовин. Ними описано обладнання та автоматизовані системи подачі ПАР, а також проаналізовано ефективність їх використання на прикладі свердловин Прикарпатських родовищ. Результати досліджень свідчать про доцільність впровадження таких систем для підвищення стабільності роботи обводнених свердловин.

Шляхи ефективного освоєння свердловини створенням депресії, що є процесом зниження тиску всередині свердловини до рівня нижче пластового тиску. Це може бути досягнуто за допомогою кількох методів: заміною рідини у свердловині на рідину з меншою густиною, аерацією рідини, або ж застосуванням газових подушок, методів миттєвої депресії, використання глибинних насосів, свабів, желонки, струменевих апаратів, капілярних систем. Кожен із цих методів має свої особливості та може бути вибраний залежно від специфічних характеристик свердловини та пласта. Науковці Ю. Шумаков та ін. (2022) [133] аналізують практичні підходи до вирішення проблем забезпечення безперервного потоку під час випробувань і очищення газових свердловин.

Також метод змінних тисків шляхом створення депресій і репресій, який базується на періодичному чергуванні розвантаження (депресії) та навантаження (репресії) на пласт, що змінює режим фільтрації флюїдів у привибійній зоні, активно використовують для освоєння свердловин. Наукові дослідження, зокрема роботи В. Карев і Ю. Коваленко (2023) [100], показують, що циклічне чергування депресій і репресій сприяє відновленню природної проникності пласта за рахунок мобілізації залишкової нафти, газу та усунення механічних блоkad у поровому просторі.

Використання свабування як методу освоєння свердловин залишається актуальним завдяки його простоті та ефективності в умовах, де інші методи можуть бути недоступними або неефективними тому наукові дослідження і практичний досвід у цій області продовжують бути цінними для розробки нафтогазових родовищ. (Maut et al 2024) [112].

Відомі пристрої та способи для освоєння нафтових чи газових свердловин шляхом свабування, що містять поршень, використовують для зменшення вибійного тиску за рахунок переміщення сваба (поршня) у свердловині. Сваб (поршень), рухаючись вгору, перекриває від 90 до 100 % площі поперечного перерізу насосно-компресорних труб (НКТ), а рухаючись вниз, перепускає через прохідні канали від 50 до 70 % потоку рідини. Недоліком даних пристроїв та методів свабування свердловини є недостатній гідродинамічний вплив на приви́бійну зону пласта, довга тривалість операції, її висока вартість, необхідність спеціальної підготовки обв'язки гирла свердловини та НКТ.

Також відомі пристрої для освоєння нафтових і газових свердловин шляхом свабування, що передбачають зниження рівня рідини шляхом зворотно-поступальних переміщень ступінчатого плунжера у свердловині, який рухається в НКТ. Недоліком цих пристроїв є те, що не передбачено видалення винесеного з пласта кольматанта, який під час зворотно-поступальних переміщень плунжера може повертатись знову в пласт (Khan et al 2023) [103].

Основний акцент сфокусовано на дослідженні роботи пристрою для впливу на при приви́бійну зону свердловин виснажених родовищ, який дає можливість проводити свабування в експлуатаційній колоні, виклик припливу, очищення приви́бійної зони пласта від кольматанту, а також проведення гідродинамічних досліджень в процесі проведення свабування на етапах гідравлічного розриву пластів .

Висновки до розділу 1, мета та задачі дослідження

Проведений у першому розділі критичний аналіз наукових джерел та практичних досліджень дозволив встановити, що головною причиною зниження продуктивності нафтових і газових свердловин є забруднення (кольматація) приви́бійної зони пласта, що виникає внаслідок впливу бурових і технологічних розчинів, ретроградної конденсації, випадання парафінів, мінеральних відкладень, защемлення флюїдів, а також довготривалої експлуатації пластів. Ці процеси призводять до збільшення скін-фактора, погіршення фільтраційно-ємнісних властивостей колектора та зниження коефіцієнта вилучення вуглеводнів.

У результаті аналізу сучасних технологій впливу на приви́бійну зону встановлено, що найбільш ефективним методом є гідравлічний розрив пласта (ГРП), який посідає провідне місце, як універсальний метод для малопроникних та виснажених колекторів, що забезпечує суттєве збільшення площі дренування пласта, зниження скіну та формування стійких високопровідних каналів притоку.

Встановлено, що більшість існуючих підходів до вибору об'єктів для ГРП мають наступні недоліки: охоплюють лише 2-3 групи критеріїв (переважно геолого-петрофізичні та гідродинамічні); не містять економічного блоку в структурі відбору; використовують переважно якісні характеристики без чітких кількісних порогових значень; не адаптовані до умов Дніпровсько-Донецької западини. Це обґрунтовує необхідність розробки комплексної багатокритеріальної методики вибору свердловин-кандидатів.

Аналіз показав, що типові методики прогнозування дебіту після ГРП часто призводить до низької точності прогнозу. Хоча діагностичні нагнітальні тести (DFIT) дозволяють отримати фактичні значення цих параметрів, відсутній системний алгоритм їх інтеграції в прогнозування дебіту. Це обґрунтовує необхідність розробки методики прогнозування дебіту до та після ГРП, яка інтегрує DFIT у єдиний цикл моделювання..

Аналіз складів рідин для гідравлічного розриву показав, що недостатньо дослідженим залишається питання комплексного впливу складу рідини на

проникність порід при мінімальних навантаженнях полімерів, що формує наукову нішу для подальших досліджень. Подальші дослідження мають бути спрямовані на створення нових рецептур рідин для ГРП при мінімальних полімерних навантаженнях і на оцінку їх впливу на проникність порід.

Аналіз конструкцій пристроїв для освоєння свердловин показав, що існуючі сваби мають наступні недоліки: фіксований діаметр ущільнювачів (неможливість використання для різних типорозмірів колон), відсутність можливості проведення гідродинамічних досліджень у процесі свабування, високий ризик заклинювання. Це обґрунтовує необхідність розробки нового пристрою для впливу на ПЗП, який би поєднував функції свабування, регулювання діаметра та проведення досліджень.

Узагальнюючи результати першого розділу, можна зробити висновок, що підвищення ефективності видобутку вуглеводнів із виснажених і низькопроникних колекторів можливе лише за умови комплексного підходу, який передбачає глибоке розуміння механізмів кальматації привибійної зони, удосконалення технології гідравлічного розриву пласта на основі інтелектуального прогнозування, оптимізацію складу рідин та розробки приладу для освоєння та дослідження для застосування в гідравлічному розриві пластів.

РОЗДІЛ 2

УДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДИКИ ПРОЄКТУВАННЯ ГІДРАВЛІЧНОГО РОЗРИВУ ПЛАСТА

2.1 Удосконалення методики вибору свердловин-кандидатів для гідравлічного розриву пласта

2.1.1 Вибір свердловин-кандидатів для проведення гідророзриву пласта на газових родовищах в умовах Дніпровсько-Донецької западини

Вибір свердловин-кандидатів для проведення гідравлічного розриву пласта є одним із ключових етапів планування інтенсифікаційних робіт у газових родовищах, оскільки саме на цьому етапі визначається потенціал вилучення запасів по покладу [98]. Ефективність ГРП значною мірою залежить від геолого-фільтраційних властивостей пласта, стану привибійної зони та динаміки зміни пластових параметрів на тлі тривалої експлуатації, особливо в умовах виснажених родовищ. У виснажених газових покладах різниця між успішною та неефективною операцією часто зумовлена не стільки технологічними особливостями виконання ГРП, скільки коректністю попереднього аналізу поточного режиму роботи свердловини та ступеня забруднення привибійної зони [14]. Тому процес відбору кандидатів повинен ґрунтуватися на комплексній оцінці історії видобутку, аналізі параметрів привибійної зони пласта, ступені забруднення, ступеня пластового тиску та підбору оптимального дизайну гідравлічного розриву пласта.

Дніпровсько-Донецька западина (Рис. 2.1) є одним із ключових нафтогазоносних регіонів України, в межах якого протягом кількох десятиліть здійснюється промисловий видобуток природного газу. Геологічна будова западини характеризується значною потужністю осадового чохла, складною тектонічною будовою та наявністю багатоярусних колекторів, приурочених переважно до теригенних відкладів девону, карбону та пермі [11]. Саме ці особливості зумовили формування значної кількості газових і газоконденсатних родовищ, більшість з яких на сьогодні перебувають на пізній стадії розробки.



Рисунок 2.1- Дніпровсько-Донецька западина на карті

Переважна частина газових родовищ Дніпровсько-Донецької западини характеризується високим ступенем виснаженості, зниженням пластових тисків та падінням дебітів експлуатаційних свердловин. Тривала експлуатація призвела до погіршення фільтраційно-ємнісних властивостей привибійних зон пластів, розвитку колюматційних процесів та зростання нерівномірності дренавання запасів. За таких умов традиційні методи інтенсифікації видобутку виявляються малоефективними, що обумовило необхідність широкого впровадження технологій гідравлічного розриву пласта як основного інструменту відновлення та підвищення продуктивності свердловин [47].

Гідравлічні розриви пластів у межах Дніпровсько-Донецької западини проводилися на різних типах колекторів, зокрема в низькопористих і низькопроникних пісковиках, що є типовими для виснажених газових родовищ регіону [15]. Практика застосування ГРП показала, що навіть за умов знижених пластових тисків та значної неоднорідності розрізу можливе суттєве зростання дебітів газу та залучення до розробки раніше недренованих зон пласта. Разом із тим ефективність операцій значною мірою залежала від правильності вибору свердловин-кандидатів і параметрів проведення розриву [57].

Аналіз результатів виконаних гідравлічних розривів пластів на газових родовищах Дніпровсько-Донецької западини дозволив узагальнити практичний досвід та сформулювати підхід до визначення оптимальних параметрів для підбору

свердловин-кандидатів. Зокрема встановлено, що найбільший технологічний ефект досягається у свердловинах де комплексно проаналізовано фільтраційно-ємнісних властивості пласта, із врахуванням геолого-петрофізичних, структурно-геологічних параметрів, гідродинамічних та технічних параметрів пласта та свердловин [53].

Вибірка свердловин під ГРП повинна здійснюватися по всіх типах свердловин, які є на наявному фонді (ліквідовані, експлуатаційні, оціночні), так і при закладанні нових свердловин (з буріння, забурювання бічних стовбурів та робіт з капремону).

Під час проектування розробки нових родовищ або окремих ділянок, де передбачено використання гідравлічного розриву пласта, особливу увагу потрібно приділяти оптимальній розстановці свердловин. Оскільки тріщини після ГРП значно збільшують радіус дренажування, потрібно враховувати інтерференцію у низькопроникних колекторах.

Неправильний відбір об'єктів часто призводить до низького приросту продуктивності або передчасного обводнення свердловини. Тому до уваги береться комплекс геолого-технічних та економічних критеріїв, що у поєднанні дозволяють сформувати інтегровану систему прийняття рішень.

Запропонована методика вибору об'єктів для ГРП відрізняється від існуючих шістьма ключовими аспектами: охопленням п'яти блоків критеріїв замість 2-3; інтеграцією економічного блоку в «дерево рішень»; наявністю кількісних порогових значень для всіх критеріїв; ієрархічною структурою замість лінійного переліку; адаптацією до умов виснажених родовищ Дніпровсько-Донецької западини.

2.1.2 Методика підбору об'єктів для гідророзриву пласта

Логіку прийняття рішень щодо відбору об'єктів під гідравлічний розрив пласта подано у вигляді дерева рішень (табл. 2.1), що реалізує поетапну систему блочних фільтрів. Є 5 блоків параметрів, які необхідно проаналізувати, для вибору свердловини кандидата під ГРП. В першому геолого-петрофізичному блоці (рис

2.2) виконується вибірка за геолого-петрофізичними параметрами (ефективна газонасичена товщина, пористість, проникність, газонасиченість), далі в 2 блоці (рис 2.3) оцінюються гідродинамічні характеристики (скін-фактор, дебіт при поточному пластовому тиску, пластовий тиск, водний фактор), в 3 структурно-геологічному блоці (рис 2.4) аналізується будова пласта (глибина залягання пласта, відстань до водного контакту, інтенсифікація свердловин, літологія та глинистість) в 4 блоці-технічний стан свердловини (рис 2.5) (обсадна колона, перфорація, стан цементного щеплення АКЦ та можливість проведення ГРП). Останнім 5 блоком є економічний блок (рис.2.6) в якому проводиться економічна оцінка потенціалу проведення ГРП.

Через дану методику з великого масиву даних, можна вибрати першочергові об'єкти під ГРП. Другий список це свердловини, на яких необхідні додаткові дослідження. Третій це той ряд свердловин, які не підходять під ГРП.

Одним із перших і визначальних параметрів геолого-петрофізичного блоку відбору свердловин-кандидатів є ефективна газонасичена товщина пласта (Net pay). Даний показник безпосередньо характеризує сумарну потужність інтервалів, здатних забезпечувати притік газу, і, відповідно, визначає потенційний об'єм колектора, який може бути залучений до дренування після проведення гідравлічного розриву пласта. Саме ефективна товщина значною мірою формує масштаб майбутньої тріщини та очікуваний приріст дебіту.

Мінімальне порогове значення ефективної товщини на рівні 3 м прийнято на основі узагальнення промислового досвіду проведення ГРП на газових родовищах, зокрема в умовах виснажених покладів. За значень Net pay, менших ніж 3 м, об'єм продуктивного інтервалу є обмеженим, що не дозволяє сформувати достатньо протяжну та ефективну тріщину, здатну забезпечити стабільний приріст видобутку газу. У таких умовах навіть за успішного технічного виконання операції очікуваний ефект від ГРП, як правило, не компенсує капітальних та операційних витрат, що робить проєкт економічно недоцільним.

За умови, коли ефективна товщина пласта перевищує 3 м, критерій вважається виконаним, а свердловина розглядається як потенційно придатна для подальшого аналізу. Достатня потужність газонасиченого інтервалу створює передумови для ефективного розкриття пласта, залучення значного об'єму колектора до фільтрації та формування стійкого приросту дебіту після інтенсифікації. У цьому випадку здійснюється перехід до оцінки наступних параметрів геолого-петрофізичного блоку, зокрема пористості, проникності та газонасиченості, що дозволяє комплексно обґрунтувати доцільність проведення гідравлічного розриву пласта.

Під час визначення доцільності проведення гідравлічного розриву пласта важливу роль відіграють пористість та газонасиченість продуктивних колекторів, оскільки саме ці параметри характеризують потенційну здатність пласта до акумуляції та віддачі флюїду. Пористість визначає об'єм порового простору, у якому зберігається газ, тоді як газонасиченість відображає частку цього об'єму, реально заповнену газовою фазою. Низькі значення газонасиченості $S_g < 0,5$ ч.од. (50 %) свідчить про переважання в поровому просторі залишкової води або конденсату, що призводить до зменшення відносної проникності за газом і, відповідно, до різкого падіння дебіту навіть за наявності достатньої абсолютної проникності колектора. З точки зору відбору свердловин-кандидатів низька газонасиченість розглядається як обмежувальний або відсічний критерій, оскільки гідравлічний розрив у пластах з підвищеною водонасиченістю супроводжується високими ризиками обводнення, зростанням водоприпливів і швидкою деградацією ефекту ГРП.

За значень пористості менших ніж 5 % колектор розглядається як малоперспективний для інтенсифікації. У таких породах об'єм ефективного порового простору є недостатнім для формування промислово значущих дебітів, навіть за умови проведення гідравлічного розриву пласта. Свердловини з подібними характеристиками, як правило, виключаються з подальшого розгляду, оскільки ймовірність отримання стійкого технологічного ефекту є низькою.

Інтервал пористості від 5 до 8 % характеризує перехідні, граничні умови колекторських властивостей. За таких значень пласт може забезпечувати притік газу лише за наявності сприятливих додаткових факторів, зокрема достатньої ефективної товщини, прийнятної проникності та задовільного гідродинамічного стану. Свердловини з пористістю в цьому діапазоні відносяться до кандидатів низького пріоритету і потребують проведення поглибленого аналізу з використанням результатів каротажу, кернових досліджень та кривих відновлення тиску.

За пористості, що перевищує 8 % та газонасиченості більше 50% умова вважається задоволеною, і колектор класифікується як перспективний з точки зору можливості інтенсифікації видобутку. Такі значення свідчать про добре розвинений поровий простір, який у поєднанні з достатньою проникністю та газонасиченістю створює передумови для ефективного розкриття пласта та формування протяжної тріщини при гідравлічному розриві. У цьому випадку свердловина переходить до наступних етапів відбору, де оцінюються гідродинамічні параметри та результати додаткових досліджень, зокрема кривих відновлення тиску.

Проникність пласта є одним із ключових параметрів геолого-петрофізичного блоку, оскільки вона безпосередньо визначає здатність колектора пропускати газ і, відповідно, потенційну ефективність гідравлічного розриву пласта. Саме значення проникності значною мірою обумовлює вибір як доцільності проведення ГРП, так і його технологічної концепції [134].

У діапазоні проникності приблизно від 0,01 до 100 мД умова вважається оптимальною для проведення гідравлічного розриву пласта. Такі значення характерні для типових низько- та середньопроникних колекторів Дніпровсько-Донецької западини, де природна фільтраційна здатність породи є недостатньою для забезпечення високих дебітів без інтенсифікації. У цьому випадку ГРП дозволяє суттєво збільшити ефективну площу дренажування, знизити фільтраційні

опори в привибійній зоні та забезпечити стабільний приріст видобутку газу, що робить операцію технологічно та економічно обґрунтованою.

За дуже низьких значень проникності, менших ніж 0,01 мД, колектор класифікується як «tight». У таких пластах природна фільтрація газу є вкрай обмеженою, а ефективність стандартних технологій гідравлічного розриву істотно знижується. Проведення ГРП у цих умовах потребує ретельного індивідуального підходу, детального геомеханічного та гідродинамічного аналізу, а також спеціалізованого дизайну розриву з урахуванням високих тисків закачування, вибору пропанту та реологічних властивостей рідини розриву. Потрібно розглядати такі пласти під буріння горизонтальних свердловин та багатостадійних розривів пластів. У вертикальних свердловинах ефект буде відсутній.

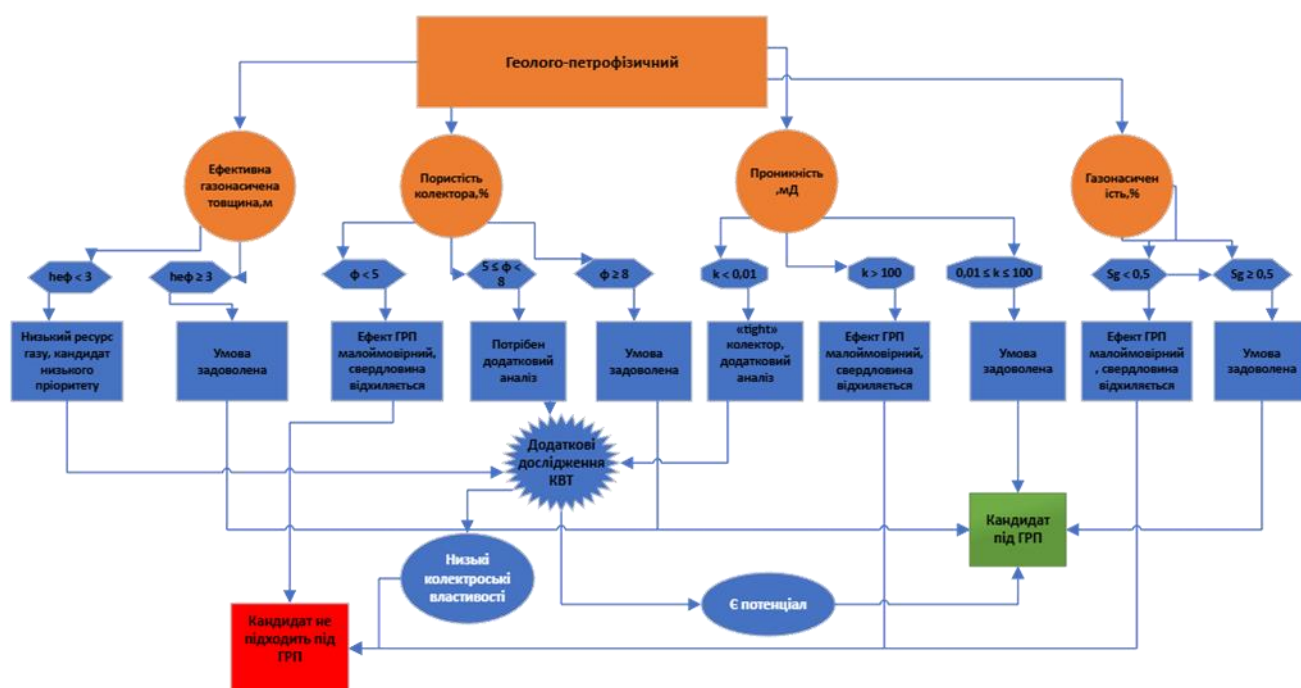


Рисунок 2.2 – Перший геолого-петрофізичний блок

За високих значень проникності, що перевищують 100 мД, пласт, як правило, вже має достатню природну фільтраційну здатність. У таких умовах гідравлічний розрив пласта не належить до пріоритетних методів інтенсифікації, оскільки основні обмеження дебіту часто пов'язані не з проникністю, а з іншими чинниками,

зокрема, зниженим пластовим тиском або технічним станом свердловини. Такі свердловини не розглядаються під проведення ГРП.

Оцінка всіх цих параметрів є обов'язковим елементом передпроектного аналізу і поєднується з даними ГДС, лабораторними дослідженнями керну та результатами гідродинамічних тестів для формування обґрунтованого рішення щодо вибору свердловин-кандидатів під ГРП.

Гідродинамічний блок відбору свердловин-кандидатів під гідравлічний розрив пласта спрямований на оцінку поточного енергетичного стану покладу та ефективності фільтрації газу в системі «пласт – свердловина». Саме в межах цього блока перевіряється, чи обмежується дебіт свердловини гідродинамічними чинниками, які можуть бути усунені або зменшені шляхом проведення ГРП. Логіка прийняття рішень реалізується через послідовну оцінку водного фактора, скіна, дебіту газу та пластового тиску [136].

Відбір свердловин по родовищу можна поділити на до 20 тис.м³/добу та більше 20 тис.м³/добу. Якщо дебіт свердловини менше 20 тис.м³/добу за достатнього пластового тиску, потенційно відбираєм дану свердловину, як кандидат під ГРП. Якщо дебіт свердловини більше 20 тис.м³/добу та до 100 тис.м³/добу, ці свердловини не є першочерговими, потрібно додаткове опрацювання, дослідження, очікування зниження дебіту.

Другим ключовим параметром є скіна-фактор, який характеризує стан приви́бійної зони пласта та наявність додаткових фільтраційних опорів. За значень скіна, менших або рівних нулю, ефект від гідравлічного розриву, як правило, є маловираженим, оскільки приви́бійна зона не створює суттєвих обмежень притоку. Такі свердловини виключаються з переліку кандидатів. При значеннях скіна в діапазоні від 0 до 5 необхідний додатковий аналіз причин гідродинамічних втрат, зокрема оцінка забруднення приви́бійної зони та історії експлуатації. Якщо скін перевищує 5, умова вважається задоволеною, оскільки значні додаткові опори фільтрації створюють передумови для отримання суттєвого ефекту від ГРП.

Критично важливим для відбору є газоводяний фактор (Water – Gas Ratio (WGR)). При значеннях менше $\leq 500 \text{ см}^3/\text{м}^3$ свідчить про прийнятний рівень водонасиченості в продукції та мінімізує ризик прориву води після ГРП. Перевищення цього показника зазвичай сигналізує про близькість до водоносних горизонтів чи про наявність перехідних зон, де операція може спровокувати передчасне обводнення

Пластовий тиск є одним із ключових гідродинамічних параметрів, який визначає енергетичний потенціал покладу та можливість реалізації ефекту гідравлічного розриву пласта. Його оцінка в межах дерева рішень виконується не в абсолютних значеннях, а у відносному вигляді — як відношення поточного пластового тиску до початкового або розрахункового гідростатичного тиску.

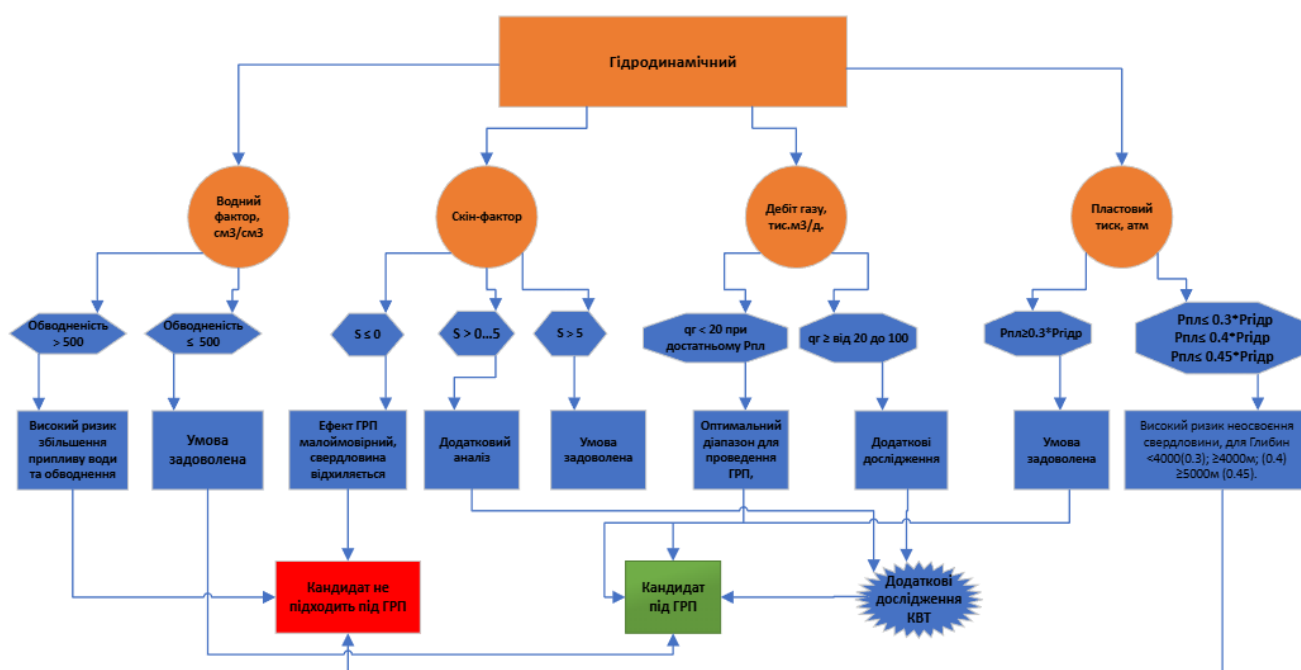


Рисунок 2.3 – Другий гідродинамічний блок

Для відносно неглибоких продуктивних горизонтів (до 4000 м) пластовий тиск повинен бути на рівні не менше ніж 30 % від початкового гідростатичного. Такий тиск з досвіду проведення робіт, вважається достатнім для проведення гідравлічного розриву пласта та освоєння свердловини. Зі збільшенням глибини залягання пласта вимоги до рівня пластового тиску зростають. Для глибин більше 4000 м даний показник зростає до 40 % від гідростатичного та для глибин більше

5000 м 45% відповідно. При недостатньому тиску рідина закачана при гідравлічному розриві не буде вилучена на поверхню, що призведе до ризику неосвоєння свердловини.

Третій блок структурно-геологічний блоку відбору свердловин-кандидатів для проведення гідравлічного розриву пласта є одним із ключових, оскільки саме геометрія покладу, глибина залягання, просторове положення свердловин і геологічне середовище визначають як технічну реалізованість ГРП, так і рівень геологічних ризиків.

Важливим геологічним показником є літологія колектора. Найбільш сприятливими для проведення ГРП вважаються пісковики, алевроліти та карбонати з матричною пористістю, які забезпечують передбачувану геомеханічну поведінку. За наявності високої глинистості, слабкої цементації порід або відсутності ефективного колектора умови вважаються несприятливими, кандидат відміняється і виникає потреба у пошуку наступного об'єкта для інтенсифікації.

Додатково оцінюється відстань до водонасичених пластів. Вертикальна відстань понад 30 м вважається безпечною для уникнення прориву води, тоді як близькість до водонафтового контакту (ВНК) чи перехідних зон до 30м створює додаткові ризики. У такому випадку свердловина розглядається як невідповідна для ГРП через загрозу обводнення та екологічні ризики. Цей параметр є ключовим для забезпечення довготривалої стабільності продуктивності після ГРП.

Необхідним параметром виступає і глибина залягання. При відносно невеликих глибинах (близько 700 м і менше) вертикальні та горизонтальні напруження є низькими, а контраст між ними часто недостатній для чіткої орієнтації тріщини [141]. У таких умовах через слабо консолідовану літологію тріщина може мати розгалужений характер, прориватися у вище чи нижчележачі пласти та погано утримувати пропант [122]. За умов значної глибини, умовно понад 700 м, напружений стан масиву гірських порід є більш стабільним, що зменшує ризик неконтрольованого росту тріщини у вертикальному напрямку.

Потрібно звертати увагу на розташування свердловин-кандидатів відносно інших. Відстань менша за 500 м до сусідніх виробничих чи нагнітальних свердловин визначає ймовірність міжсвердловинних інтерференцій. У такому випадку приймається рішення про необхідність додаткових досліджень, зокрема аналізу історії роботи сусідніх свердловин, моделювання росту тріщини та оцінки напруженого стану та запису КВТ для оцінки відстані дренавання свердловини. Достатня відстань більше 500 м гарантує рівномірне дренавання запасів і мінімізує ризик негативного впливу на продуктивність суміжних об'єктів під час експлуатації після ГРП.

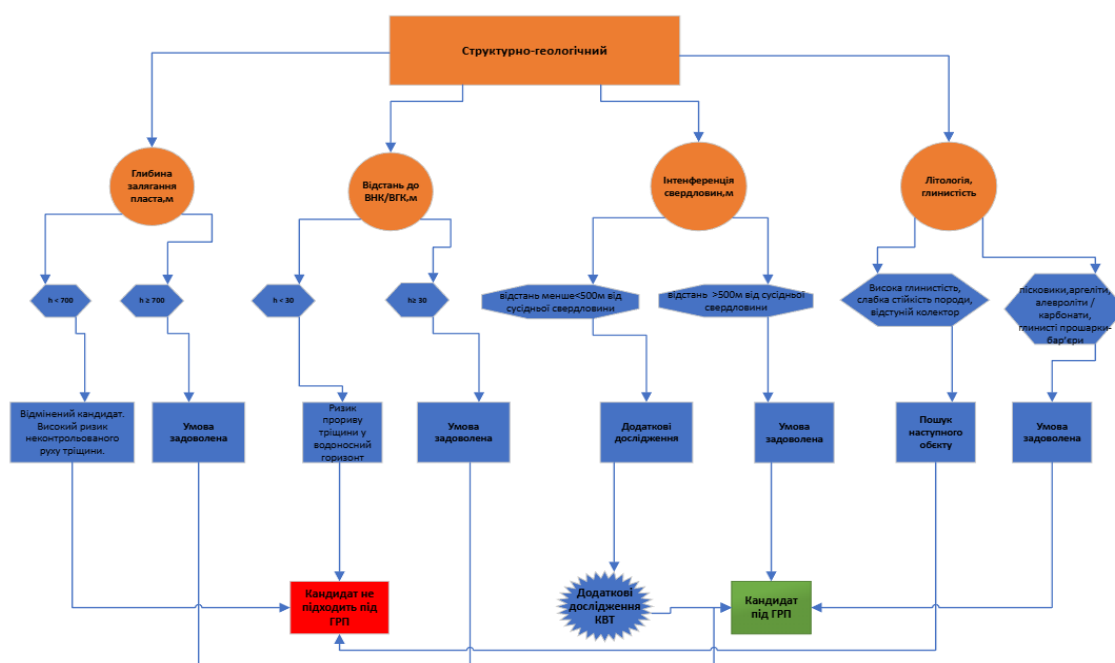


Рисунок 2.4 – Третій структурно-геологічний блок

Четвертий блок технічний блок відбору свердловин-кандидатів для гідравлічного розриву пласта, який спрямований на оцінку фактичного технічного стану свердловини та можливості безпечної й ефективної реалізації операції ГРП без аварійних ускладнень. На відміну від структурно-геологічного блоку, цей етап аналізує не властивості пласта, а готовність самої свердловини та поверхневої інфраструктури до високонавантаженої технологічної операції.

Першим елементом є експлуатаційна колона, стан якої є критично важливим для проведення ГРП. Якщо колона перебуває у задовільному стані, витримує допустимий робочий тиск, який перевищує або відповідає розрахунковому тиску для ГРП, і не має суттєвих деформацій, умови вважаються прийнятними. Натомість зміщення колони, невилучений НКТ, локальні звуження або овальність створюють обмеження для спуску інструменту та перфораційних систем. Наявність корозії, негерметичності або механічних дефектів різко підвищує ризик аварій під час закачування, що зумовлює необхідність проведення капітального ремонту свердловини або цементування дефектних інтервалів. У разі неможливості усунення цих дефектів свердловина класифікується як така, що не підходить для ГРП.

Наступним ключовим блоком є перфорація, яка безпосередньо визначає ефективність ініціації та розвитку гідравлічної тріщини. За умови нерівномірної або надмірно щільної перфорації можливе локальне перевантаження окремих інтервалів, що призводить до неконтрольованого росту тріщини або її асиметрії. Занадто низька щільність перфорацій, особливо при невдалому фазуванні, може спричинити недостатнє розкриття пласта або втрату ефективності операції. Якісна перфорація, виконана в межах продуктивного інтервалу з оптимальним кутом фазування (часто близько 60°), створює передумови для рівномірного розподілу рідини ГРП і стабільного росту тріщини. У випадках, коли перфорація не відповідає цим вимогам, виникає потреба у реперфорації або додатковій перфорації, що переводить свердловину в категорію з необхідністю додаткових заходів.

Окрему увагу приділено підготовці площадки та під'їзної дороги, оскільки ГРП є ресурсоємною операцією з великою кількістю важкої техніки. За відсутності можливості будівництва або розміщення обладнання на площадці реалізація ГРП стає технічно неможливою незалежно від геологічної перспективності об'єкта. Наявність облаштованої площадки з плитним покриттям та під'їзного шляху дозволяє забезпечити логістику, безпеку та дотримання екологічних норм. У

випадку відсутності такої інфраструктури можливе прийняття позитивного рішення лише після виконання інженерних робіт з облаштування дороги й площадки, що класифікується як додаткові заходи.

Завершальним елементом технічного блоку є АКЦ (акустичний каротаж цементування), який використовується для оцінки якості зчеплення цементу з колоною та породами. Наявність надійного цементного кільця є критичною умовою для запобігання міжпластових перетоків і неконтрольованого розповсюдження тріщини за межі цільового інтервалу [101].

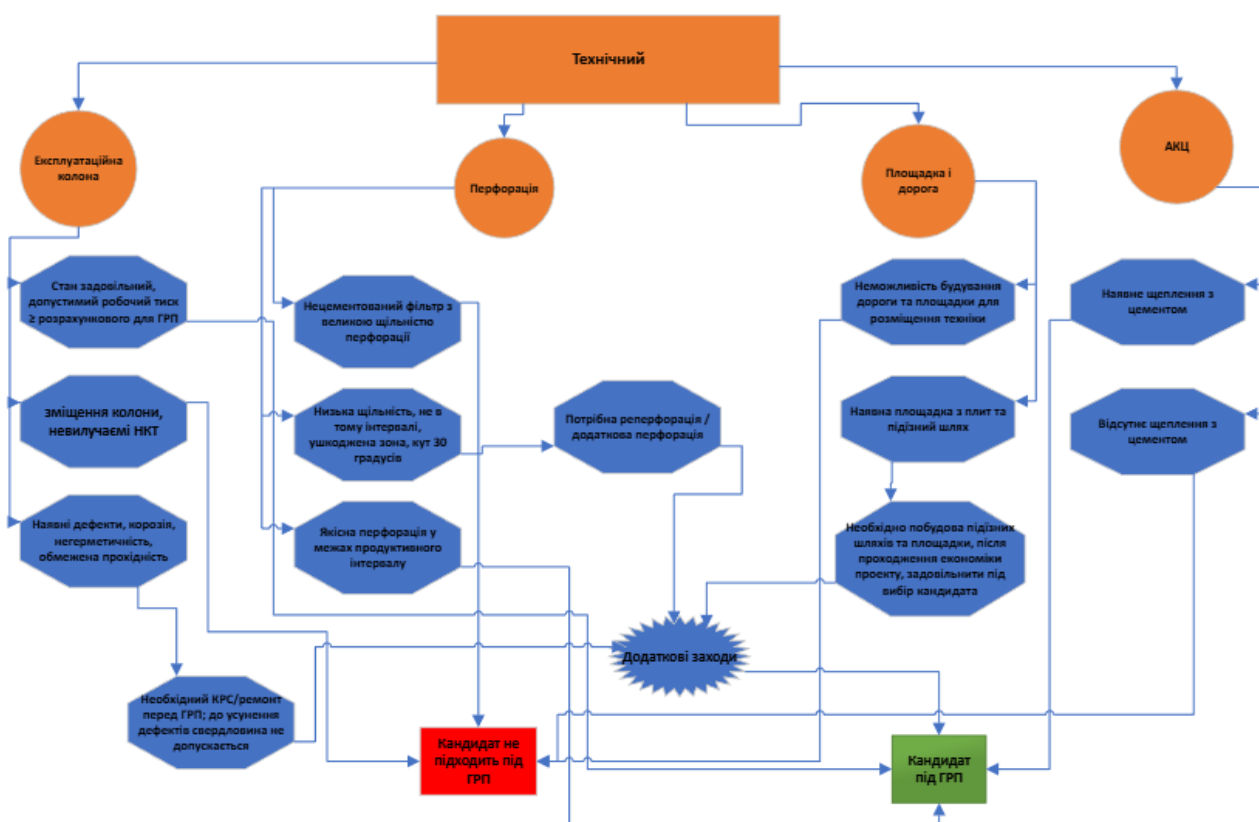


Рисунок 2.5 – Четвертий структурно-геологічний блок

У разі підтвердженої відсутності зчеплення цементу ризики ГРП зростають до неприйняттого рівня, і свердловина не може бути рекомендована для інтенсифікації без проведення повторного цементування або інших ремонтних робіт.

Додаткові дослідження

Перед визначенням обсягу запланованих дослідних робіт необхідно здійснити всебічний аналіз наявних геолого-промислових даних щодо конкретної свердловини. На цьому етапі попередньо встановлюють глибину залягання та ефективну товщину продуктивних пластів, які можуть розглядатися як потенційні об'єкти для проведення ГРП. Також оцінюють динаміку зміни дебіту протягом усього періоду експлуатації, пластовий і вибійні тиски, наявність механічних домішок у видобутій продукції, особливості та причини виконання підземних або капітальних ремонтів, ступінь і характер обводнення, а також розташування водонасичених горизонтів. Важливим елементом попереднього аналізу є вивчення технології та результатів раніше виконаних робіт з інтенсифікації припливу.

Після узагальнення базової інформації визначають перелік додаткових геолого-промислових та гідродинамічних досліджень, необхідних для уточнення параметрів пласта і технічного стану свердловини. До таких робіт належать контрольні вимірювання дебіту нафти, газу, газоконденсату та води, а також аналіз їх фізико-хімічних характеристик і визначення складу газу та конденсатної фракції. Обов'язковим є встановлення пластового та вибійного тисків, проведення газогідродинамічних досліджень у режимах усталеної та неусталеної фільтрації, оцінка фільтраційних властивостей продуктивного пласта як у привибійній, так і у віддаленій його частинах, а також визначення величини скін-ефекту. Додатково розраховують фактичний і потенційний коефіцієнти продуктивності свердловини, виконують термодобітометричні дослідження та встановлюють інтервали працюючих пластів. На основі цих даних оцінюють потенційні можливості підвищення продуктивності та розраховують очікуваний приріст дебіту після проведення інтенсифікації методом гідравлічного розриву пласта. Геофізичні дослідження на свердловині, що готується до ГРП, за потреби можуть проводитися на різних етапах реалізації технологічних операцій для уточнення даних щодо стану обсадної колони, перфорації та характеристик пласта.

Після вибору свердловин-кандидатів проводиться розрахунок економічної доцільності проведення операції. Розрахунок показників NPV, IRR та строку окупності дозволяє оцінити ефективність інвестицій і виключити неприбуткові об'єкти.

В економічному блоці відбору свердловин-кандидатів параметри мають інтегральний характер і формуються на основі результатів попередніх чотирьох блоків, трансформуючи геологічні, гідродинамічні та технічні показники у фінансові метрики. Основною метою цього блока є кількісна оцінка доцільності інвестування в проведення гідравлічного розриву пласта та ранжування свердловин за економічною ефективністю.

Ключовим параметром економічного блока є прогнозний приріст видобутку газу після ГРП, визначений за результатами гідродинамічного аналізу та аналогії з раніше виконаними операціями. Саме він формує додатковий грошовий потік проєкту. На його основі розраховується кумулятивний додатковий видобуток за період дії ефекту ГРП, який безпосередньо впливає на величину доходів.

Другим важливим параметром є капітальні витрати на проведення ГРП, що включають вартість сервісних робіт, матеріалів, рідини розриву, пропанту, а також супутні витрати, пов'язані з підготовкою свердловини. Поряд з ними враховуються додаткові операційні витрати, зокрема на компримування газу, підйом і утилізацію води, обслуговування обладнання та можливі ремонти в післяопераційний період. При розрахунку також враховуються податки в Україні.

На завершальному етапі економічного блока розраховуються інтегральні показники ефективності, серед яких чиста приведена вартість (NPV), внутрішня норма прибутковості (IRR) та термін окупності інвестицій. За їх значеннями здійснюється остаточне ранжування свердловин-кандидатів і приймається рішення щодо доцільності реалізації ГРП.

Для інвестиційних проєктів у нафтогазовидобуванні, де є амортизація та податок на прибуток, NPV розраховується так:

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{(R_t - OPEX_t - D_t) \cdot (1-T) + D_t}{(1+r)^t} - I_0 \quad 2.1$$

де NPV - чиста приведена вартість, дол. США;

t - номер періоду, рік;

n - тривалість проекту, років;

R_t - дохід від реалізації в періоді t , дол. США;

$OPEX_t$ - операційні витрати в періоді t , дол. США;

D_t - амортизаційні відрахування в періоді t , дол. США;

T - ставка податку на прибуток, частки одиниці;

r - ставка дисконту, WACC, частки одиниці;

I_0 - початкові інвестиції, дол. США.

Таким чином, економічний блок виступає фінальним фільтром дерева рішень, який узгоджує технічну реалізованість і геологічну перспективність з економічною ефективністю.

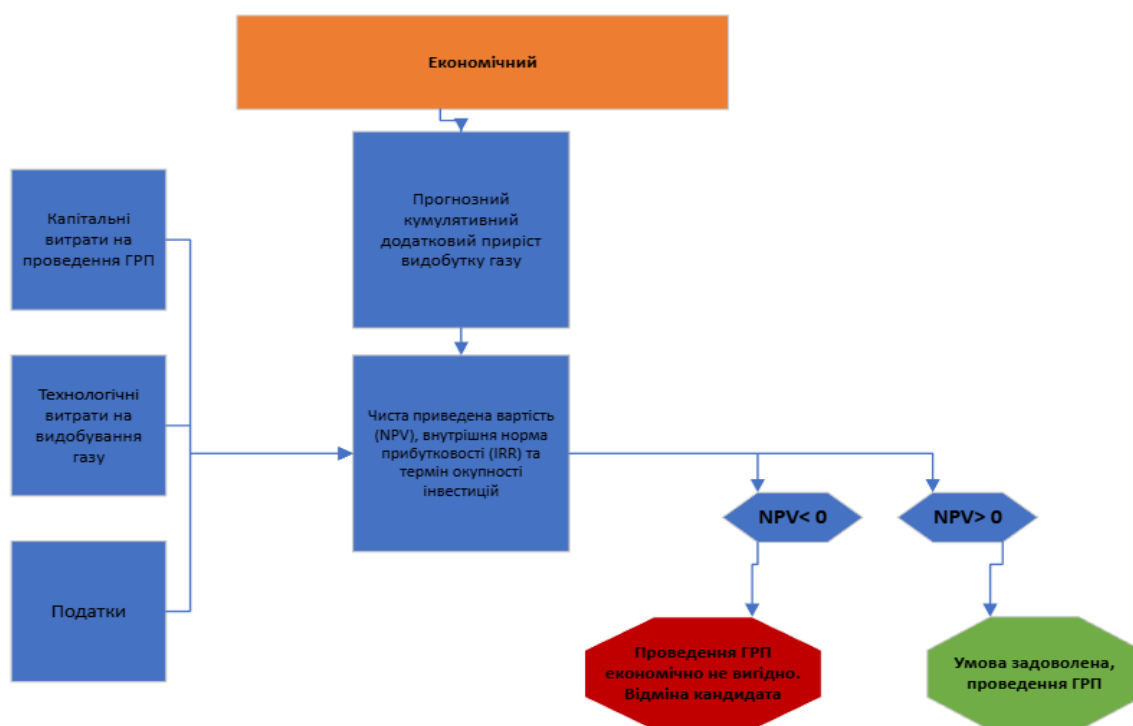


Рисунок 2.6 – П'ятий економічний блок

Лише свердловини, які успішно проходять усі блоки, рекомендуються як кандидати для проведення ГРП. На основі промислових даних та комплексного

аналізу, вибрано рекомендовані параметри, які потрібно враховувати при вибірці свердловин на родовищах зазначені в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Дерево рішень для відбору свердловин-кандидатів для проведення гідравлічного розриву пласта

Блок	Критерій	Позначення	Одиниці	Умова / порогове значення	Рішення щодо ГРП
Геолого-петрофізичний	Пористість колектора	φ	%	$\varphi < 5$	Колектор вважається малоперспективним, свердловина відхиляється
				$5 \leq \varphi < 8$	Додатковий аналіз
				$\varphi \geq 8$	Умова задоволена
	Ефективна Проникність	k	мД	$k > 100$	Ефект ГРП малоімовірний, свердловина відхиляється
				$0,01 \leq k \leq 100$	Умова задоволена
				$k < 0,01$	«tight» колектор, додатковий аналіз
	Ефективна газонасичена товщина	h_{ef}	м	$h_{ef} < 3$	Низький ресурс газу, кандидат низького пріоритету
				$h_{ef} \geq 3$	Умова задоволена
	Газонасиченість	Srg	ч.од.	$S_g < 0,5$	Ефект ГРП малоімовірний, свердловина відхиляється
				$S_g \geq 0,5$	Умова задоволена
Гідродинамічний	Скін-фактор	S	–	$S \leq 0$	Ефект ГРП малоімовірний, свердловина відхиляється
				$S > 0 \dots 5$	Додатковий аналіз
				$S > 5$	Виразене пошкодження ПЗП, пріоритетний кандидат під ГРП
	Пластовий тиск відносно гідростатичного	$R_{пл} / R_{гдр}$	–	$R_{пл} \leq 0,3 \cdot R_{гдр}$ $R_{пл} \leq 0,4 \cdot R_{гдр}$ $R_{пл} \leq 0,45 \cdot R_{гдр}$	Високий ризик неосвоєння свердловини, для Глибин $< 4000(0,3)$; ≥ 4000 м; $(0,4) \geq 4500$ м $(0,45)$.
				$R_{пл} \geq 0,35 \cdot R_{гдр}$	Умова задоволена
	Поточний дебіт газу	q_g	тис. м³/добу	$q_g < 20$ при достатньому $R_{пл}$	Низький дебіт, високий потенціал приросту, пріоритетний кандидат
				$q_g \geq$ від 20 до 100	Потрібно додаткові дослідження, ГРП не є першочерговим
	Водний фактор	WGR / W_{cut}	см³/см³, %	Обводненість > 500	Високий ризик збільшення припливу води та обводнення
				Обводненість ≤ 500	Умова задоволена
Структурно-геологічний	Глибина залягання	L	м	$h < 700$	Відмінений кандидат. Високий ризик неконтрольованого руху тріщини.

				$h \geq 700$	Умова задоволена
	Відстань до ВНК / ВГК	—	м	$h \geq 30$	Умова задоволена
				$h < 30$	Ризик прориву тріщини у водоносний горизонт
	Інтерференція свердловин	L	м	Відстань < 500 м від сусідньої свердловини	Високий ризик дренавання сусідньої свердловини. Потрібні додаткові дослідження
				Відстань >500 м від сусідньої свердловини	Проведення ГРП.
	Літологія, глинистість	—	—	Міцні пісковики, аргеліти, алевроліти /карбонати, глинисті прошарки-бар'єри	Сприятливі умови, для проведення ГРП, умова задоволена
				Висока глинистість, слабка стійкість породи, відсутній колектор	Пошук наступного об'єкту, відмінений кандидат під ГРП
	Технічний	Експлуатацій-на колона (цілісність, герметичність, прохідність)	—	—	Наявні дефекти, корозія, негерметичність, обмежена прохідність
Стан задовільний, допустимий робочий тиск $\geq$ розрахункового для ГРП					Умова задоволена, свердловина допускається до ГРП
Зміщення колони, невилучаємі НКТ					Кандидат не підходить під ГРП
Перфорація в інтервалі ГРП		—	—	Низька густина, не в тому інтервалі, ушкоджена зона	Потрібна реперфорація / додаткова перфорація
				Якісна перфорація у межах продуктивного інтервалу	Умова задоволена
				Нецементований фільтр з великою щільністю перфорації	Кандидат не підходить під ГРП
Площадка і дорога		—	—	Неможливість будування дороги та площадки для розміщення техніки	Кандидат не підходить під ГРП
				Наявна площадка з плит та під'їзний шлях	Необхідно побудова під'їзних шляхів та площадки, після проходження економіки проекту, задовільнити під вибір кандидата
АКЦ		—	—	Наявне щеплення з цементом	Кандидат під ГРП
				Відсутнє щеплення з цементом	Ризик неконтрольованого руху флюїду, відсутність герметичності пакера. Відміна кандидата
Економічний	Економічна вигода	NPV	—	$NPV > 0$	Окупність інвестицій від проведення ГРП.
				$NPV < 0$	Проведення ГРП економічно не вигідно. Відміна кандидата

2.2 Методика прогнозування видобутку до та після гідророзриву пласта

Визначення дебіту свердловини до та після проведення гідравлічного розриву пласта є одним із ключових етапів оцінки ефективності інтенсифікації припливу та обґрунтування доцільності застосування даної технології. Початковий, або базовий, дебіт свердловини до ГРП формується під впливом природних фільтраційно-ємнісних властивостей пласта, стану приви́бійної зони, рівня пластового тиску та гідродинамічного режиму розробки. У більшості випадків свердловини-кандидати під ГРП характеризуються зниженими значеннями дебіту, що обумовлено забрудненням приви́бійної зони, низькою проникністю колектора або значними втратами тиску на фільтрацію. Для прогнозування дебіту рекомендується вибирати об'єкти під ГРП, які пройшли всі блоки, які описані в методиці вибору об'єктів [107].

Дебіти до ГРП визначаються за результатами промислово-геофізичних та гідродинамічних досліджень свердловин, зокрема за даними усталених або квазіусталених режимів роботи, побудови індикаторних кривих припливу та аналізу залежності «IRP – VLP». Для газових свердловин широко застосовуються рівняння псевдоусталеної фільтрації, які дозволяють врахувати нелінійний характер руху газу в пласті, а також вплив скин-фактора, що відображає додатковий опір у приви́бійній зоні. Отримані значення дебіту до ГРП приймаються як базові при подальшій кількісній оцінці ефекту інтенсифікації.

Після проведення гідравлічного розриву пласта дебіт свердловини визначається з урахуванням нових умов фільтрації, які формуються внаслідок створення тріщини з підвищеною провідністю та збільшеною ефективною площею дренажу. В перші періоди після ГРП спостерігається, як правило, несталый режим припливу, обумовлений очищенням тріщини, винесенням залишкових рідин розриву та стабілізацією роботи свердловини. У зв'язку з цим для коректного визначення дебіту після ГРП використовуються середні значення за певний період стабільної експлуатації або результати спеціальних післяопераційних гідродинамічних досліджень [109,110].

Порівняльна оцінка дебітів до та після гідравлічного розриву пласта дозволяє кількісно визначити технологічний ефект ГРП, який зазвичай виражається у вигляді кратності зростання дебіту або додаткового видобутку за певний розрахунковий період. При цьому важливо враховувати не лише початковий приріст дебіту, але й характер його зміни в часі, оскільки стійкість ефекту ГРП значною мірою визначає економічну ефективність заходу. Для більш обґрунтованих висновків аналіз дебітів доповнюється оцінкою зміни коефіцієнта продуктивності, скін-фактора та параметрів тріщини, отриманих за результатами інтерпретації післяопераційних досліджень.

Для досягнення поставлених цілей було проведено комплексну роботу, що охоплює кілька ключових етапів. Спершу проведено аналіз методів інтенсифікації та методів інтенсифікації дії на привибійну зону пласта. У рамках цього кроку вивчалися основи процесів та їхнє застосування для прибійної зони свердловин. Наступним етапом стало використання спеціалізованого програмного забезпечення PROSPER, KAPPA, MBAL, яке є ключовим інструментом для аналізу продуктивності свердловин та моделювання.

Після розпочався процес збору даних. Це включало отримання інформації про властивості пластових флюїдів (дані PVT), результати випробувань продуктивності свердловин, а також дані досліджень свердловини. Зібрані дані пройшли ретельний аналіз, метою якого було визначення важливих параметрів, таких як проникність пласта, скін-фактор та пластовий тиск, які є основою для визначення продуктивності свердловини.

Виконано прогноз продуктивності свердловин за допомогою програмного забезпечення PROSPER. Розраховується взаємозв'язок між дебітом свердловини та пластовим тиском, що є ключовим для оцінки її ефективності. Крім того, проводився детальний аналіз чутливості факторів на дебіт свердловини. Оцінювали вплив різних параметрів, таких як проникність пласта, скін-фактор, на загальну продуктивність свердловини. У рамках цього аналізу розглядалися сценарії зміни кожного з параметрів для оцінки їхнього впливу на показники роботи.

Далі виконувалося порівняння даних, отриманих під час прогнозу, досліджень, та за результатами експлуатаційних випробувань для виявлення можливих невідповідностей чи особливостей. Це дозволило діагностувати основні колекторські властивості та виявити фактори, які найсуттєвіше впливають на результати роботи свердловини. У підсумку, всі етапи роботи були спрямовані на розуміння ключових характеристик свердловин та удосконалення їхньої експлуатації.

Прогноз дебіту після ГРП був проведений по свердловині Х1 досліджуваного родовища.

Перед проведенням прогнозу дебіту, за допомогою флоту ГРП, спочатку був проведений нагнітальний тест, для визначення параметрів по свердловині Х1. Нагнітальний тест проведений за допомогою 3 насосних агрегатів. У результаті закачано 10 м^3 з розхідом $3,2 \text{ м}^3/\text{хв}$. Графік закачування зображено на рисунку 2.7.

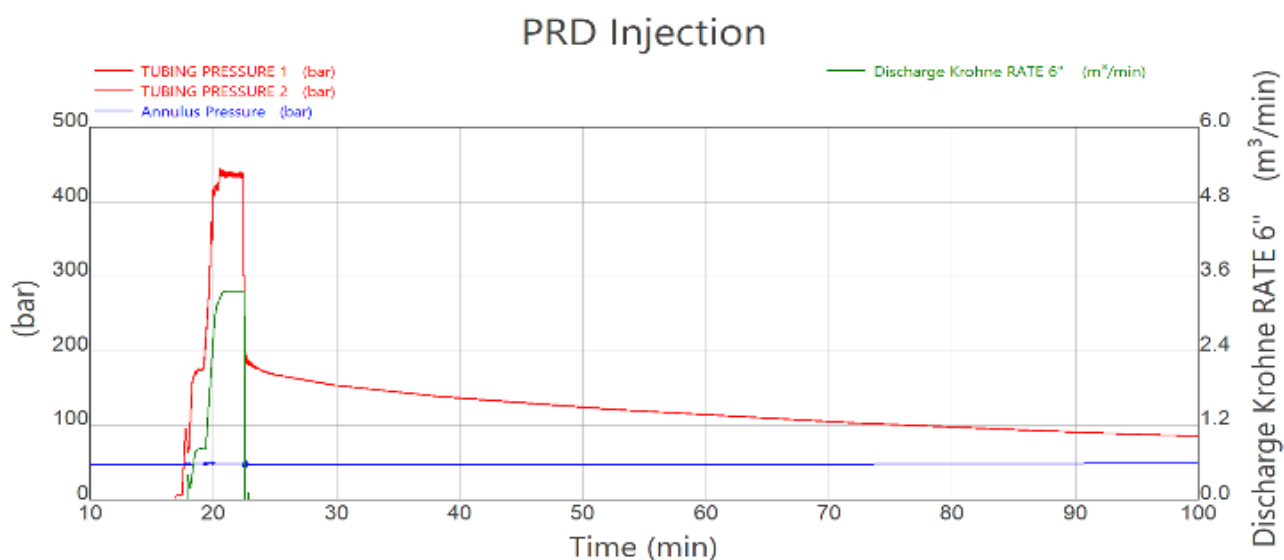


Рисунок 2.7 – Динаміка падіння тиску при нагнітальному тесті

Після проведення нагнітального тесту, був проведений регресивний аналіз в програмі Карра модуль Saphir (Рис.2.8). Слід зазначити, що процедура проведення DFIT-тесту та його первинна інтерпретація в програмному забезпеченні Карра Saphir є загальноприйнятою галузевою практикою [83, 121]. Авторським доробком

у даній роботі є не сам DFIT-тест, а розроблений алгоритм його інтеграції в єдиний цикл прогнозування дебіту до та після ГРП.

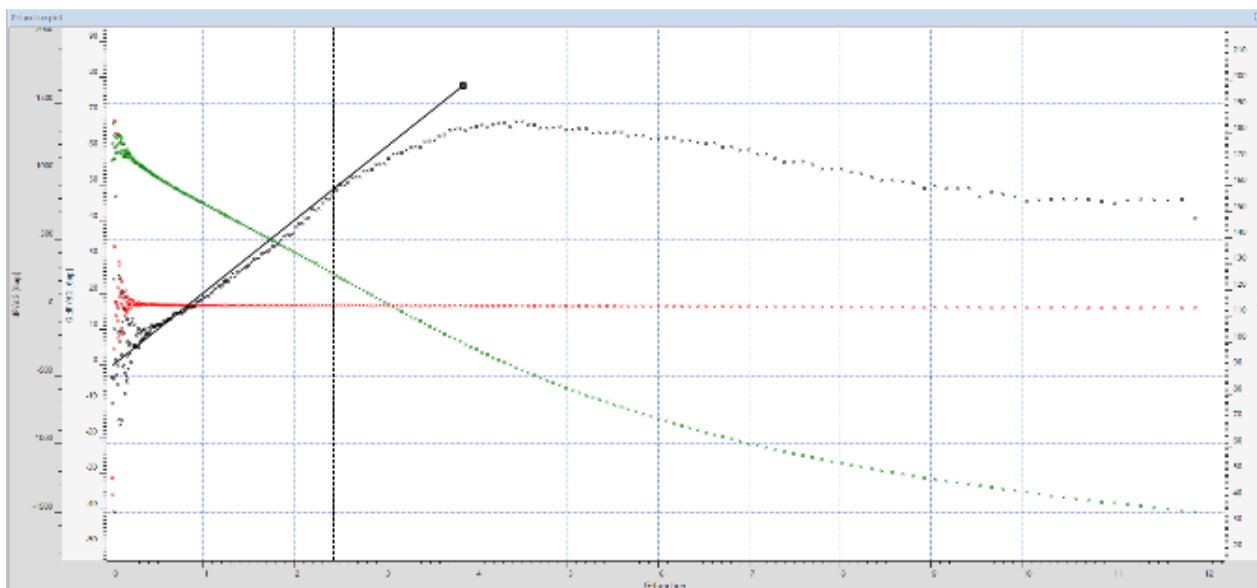


Рисунок 2.8 – Регресивний аналіз даних після нагнітального тесту

За результатами нагнітального тесту (DFIT) були отримані такі основні параметри: модуль Юнга (E) склав 344 827 бар, що характеризує жорсткість породи; змикання тріщини (G_c) відбулося на значенні 2,43; в'язкість нагнітаємого флюїду дорівнювала 1,0 сПз; тиск закриття тріщини (P_c) визначено на рівні 126 бар; ємнісний коефіцієнт пласта (gr) склав 0,96; миттєвий тиск після закінчення нагнітання (ISIP) зафіксовано на рівні 173 бар. Розрахункова проникність по результатах аналізу склала 0,05 мД. Та розрахунковий пластовий тиск склав 130 атм. Отримані дані по проникності і пластовому тиску були використані для прогнозу дебіту. Прогноз дебіту відбувався в програмі Prosper від Petroleum Experts. Дані по модулю Юнга, ISIP використано для уточнення дизайну та моделі гідравлічного розриву пласта.

Дані по свердловині: Свердловина № X1 досліджуваного родовища (горизонт P3ml) показані у таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Параметри свердловини Х1

Параметр	Значення
Вибій свердловини	1180 м
Штучний вибій	1239 м
Експлуатаційна колона	140×168 мм (1696,82 м)
Горизонт	Меніліти
Інтервал перфорації	1130 – 1145 м, 1150 – 1160 м
НКТ Ø73 мм	1114,1 м
Глибина свердловини до середини інтервалу перфорації	1145 м
Температура на усті	19 °C (292 K)
Температура пласта	39,9 °C (312,9 K)
Густина газу	0,709 кг/м³
Відносна густина за повітрям	0,588
Тип свердловини	Експлуатаційна (Production)
Очікувана проникність	0,05 мД/мД
Середня пористість (вертикальна)	11,5 %
Ефективна висота	5,6 м
Загальна висота	15 м
Газовий фактор	0,80556
Очікуваний пластовий тиск	130 атм

Під час виконання розрахунків було обрано наступні налаштування: для опису флюїду вибрано тип «Dry and Wet Gas» (сухий і вологий газ), що вказує на газову природу продукції із можливим вмістом незначної кількості рідини. Для моделювання фізико-хімічних властивостей флюїду застосовано модель «Black Oil», яка передбачає спрощене представлення газу та рідини через основні залежності без складних фазових переходів, що дозволяє проводити інженерні розрахунки із достатньою точністю при обмеженій кількості вихідних даних (Рис.2.9).

The screenshot shows the configuration interface for well calculations. The settings are as follows:

- Fluid Description:**
 - Fluid: Dry and Wet Gas
 - Method: Black Oil
 - Separator: Single-Stage Separator
 - PVT Warnings: Disable Warning
 - Water Viscosity: Use Default Correlation
 - Water Vapour: No Calculations
- Calculation Type:**
 - Predict: Pressure and Temperature (on land)
 - Model: Rough Approximation
 - Range: Full System
- Brine Modelling:**
 - Brine Properties Correlation: Default
- Well:**
 - Flow Type: Tubing Flow
 - Well Type: Producer
- Well Completion:**
 - Type: Cased Hole
 - Sand Control: None
- Artificial Lift:**
 - Method: None
- Reservoir:**
 - Inflow Type: Single Branch

Рисунок 2.9 – Налаштування програми для розрахунків

Для розрахунку було використано наступні вхідні дані PVT: газова густина (Gas Gravity) становить 0,6 (відносна густина до повітря), тиск на сепараторі дорівнює 1,01325 бар. Співвідношення газу конденсату (Condensate Gas Ratio) і водного газу (Water Gas Ratio) встановлено на рівні $5 \cdot 10^{-6} \text{ см}^3/\text{см}^3$, що вказує на незначний вміст конденсату та водяної пари. Густина конденсату становить 775 кг/м^3 . Солоність води у системі дорівнює 300 000 ppm. Частка сірководню (Mole Percent H_2S) у складі газу відсутня (0%), вміст вуглекислого газу (Mole Percent CO_2) становить 0,5%, а азоту (Mole Percent N_2) – 1,15%. Для розрахунку в'язкості газу використано кореляцію «Lee et al» (Рис. 2.10).

Input Data		
Input	Options	Composition
Gas Gravity	0.6	sp. gravity
Separator Pressure	1.01325	BARa
Condensate Gas Ratio	5e-6	Sm3/Sm3
Condensate Gravity	775	Kg/m3
Water Gas Ratio	5e-6	Sm3/Sm3
Water Salinity	300000	ppm
Mole Percent H2S	0	percent
Mole Percent CO2	0.5	percent
Mole Percent N2	1.15	percent
Gas Viscosity Correlation	Lee et al	

Рисунок 2.10 – Дані по газу

Далі за допомогою моделі Джонса (Jones Reservoir Model) був здійснений прогноз дебіту до ГРП. Це одна з класичних аналітичних моделей, яка використовується для опису притоку флюїдів із пласта до свердловини в умовах газових родовищ. Модель враховує нелінійні ефекти газового притоку, включаючи зміну в'язкості газу та стисливість залежно від тиску, що особливо важливо при роботі свердловин на невисоких тисках. На відміну від простих лінійних моделей, модель Джонса дозволяє коректно описувати поведінку свердловини в умовах турбулентного або псевдопластового притоку газу. У розрахунках ця модель використовує коефіцієнти А та В, які визначають, відповідно, лінійну і квадратичну залежність тиску від дебіту. Це дає можливість моделювати реальні криві притоку

(IPR-криві) з урахуванням ефекту деградації тиску при зростанні витрати (Рис.2.11).

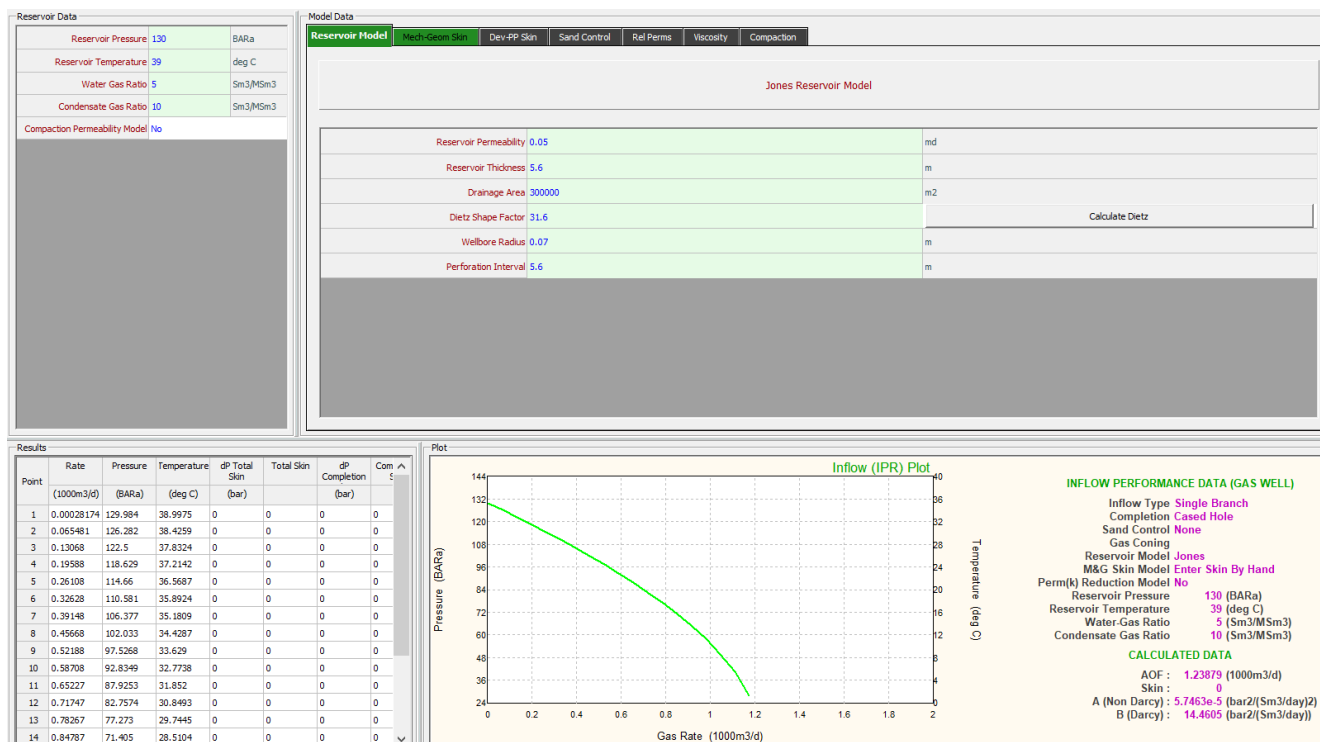


Рисунок 2.11 – Прогноз до ГРП

На основі моделі Джонса (Jones Reservoir Model) було проведено підбір (метчинг) параметрів притоку для оцінки роботи свердловини до проведення операції гідравлічного розриву пласта (ГРП). Вхідні дані включали пластовий тиск 130 бар, температуру формації 39 °C, співвідношення газу у воді 5 см³/см³ і газу у конденсаті 10 см³/см³. Проникність пласта складала 0,05 мД, а товщина продуктивного інтервалу – 5,6 м. За результатами моделювання було визначено абсолютний дебіт без обмежень (AOF) на рівні 1,2387 тис. м³/добу, а скіни-ефект дорівнював 1. Це свідчить про те, що свердловина до проведення ГРП мала досить обмежену продуктивність, і її потенціал був суттєво нижчим за бажаний рівень видобутку, що обґрунтовує необхідність проведення гідравлічного розриву для покращення притоку.

Далі по моделі Гідравлічного розриву пласта був виконаний прогноз та аналіз чутливості дебіту від зміни параметрів.

Для кількісної інтерпретації зміни дебіту свердловини після гідравлічного розриву пласта доцільно застосовувати аналітичні моделі фільтрації для свердловин із вертикальною тріщиною кінцевої провідності, запропоновані у класичній роботі Н. Сінсо-Леу та співавторів (78). Дана модель дозволяє врахувати реальні гідродинамічні умови фільтрації, за яких провідність тріщини є скінченною і обмежує приплив флюїду до свердловини, що є характерним для більшості промислових ГРП.

$$q = \frac{2\pi kh}{\mu_g B_g} \cdot \frac{p_{пл}^2 - p_{виб}^2}{\ln\left(\frac{r_D}{r_c}\right) + s} \quad (2.2)$$

де q – дебіт газу, м³/добу;

π – число Пі, 3.1415;

k – проникність пласта, м²;

h – ефективна товщина пласта, м;

μ_g – в'язкість газу за пластових умов, Па·с;

$p_{пл}$ – пластовий тиск, МПа;

$p_{виб}$ – вибійний тиск, МПа;

r_D – радіус контуру живлення, м;

r_c – радіус свердловини, м;

s – скін фактор ГРП.

Особливістю моделі є аналітичний вираз для скін-фактора тріщини, який залежить від її довжини та безрозмірної провідності. Безрозмірна провідність тріщини визначається як:

$$F(C_f) = \frac{k_{тр} w_{тр}}{k x_{тр}} \quad (2.3)$$

де $F(C_f)$ – безрозмірна провідність тріщини;

$k_{тр}$ – проникність тріщини, м²;

$w_{тр}$ – ширина тріщини, м;

k – проникність пласта, м²;

$x_{тр}$ – півдовжина тріщини, м;

Згідно з підходом Cinco-Leu, перепад тиску між пластом і вибійною зоною свердловини для режиму радіально-площинної фільтрації з урахуванням тріщини описується через безрозмірний тиск, який є функцією часу, геометрії тріщини та її провідності. Для усталеного або псевдоусталеного режиму припливу газу дебіт свердловини після ГРП може бути поданий у вигляді:

$$s_f = \ln\left(\frac{x_{тр}}{r_{св}}\right) - F(C_f) \quad (2.4)$$

де s_f — коефіцієнт продуктивності свердловини після ГРП, м³/(добу·МПа²);

$x_{тр}$ — півдовжина тріщини ;

$r_{св}$ — радіус свердловини;

$F(C_f)$ — поправка на провідність.

Для практичного аналізу післяопераційних досліджень Cinco-Leu запропонував використання типових кривих (type curves), які встановлюють залежність безрозмірного тиску від безрозмірного часу та провідності тріщини. Це дозволяє за результатами замірів вибійного тиску після ГРП визначати ефективну довжину та провідність тріщини, а також уточнювати значення коефіцієнта продуктивності свердловини. Відповідно, коефіцієнт продуктивності після ГРП може бути записаний як:

$$J_f = \frac{q}{p_{пл}^2 - p_{виб}^2} \quad (2.5)$$

де J_f — дебіт газу після ГРП , м³/добу;

q — дебіт газу, м³/добу;

$p_{пл}$ — пластовий тиск, МПа;

$p_{виб}$ — вибійний тиск, МПа.

і його порівняння з коефіцієнтом продуктивності до ГРП дозволяє безпосередньо оцінити гідродинамічний ефект проведеного розриву. ефект проведеного розриву.

За результатами моделювання було визначено абсолютний дебіт без обмежень (AOF) на рівні 13,6 тис. м³/добу. (Рис. 2.12).

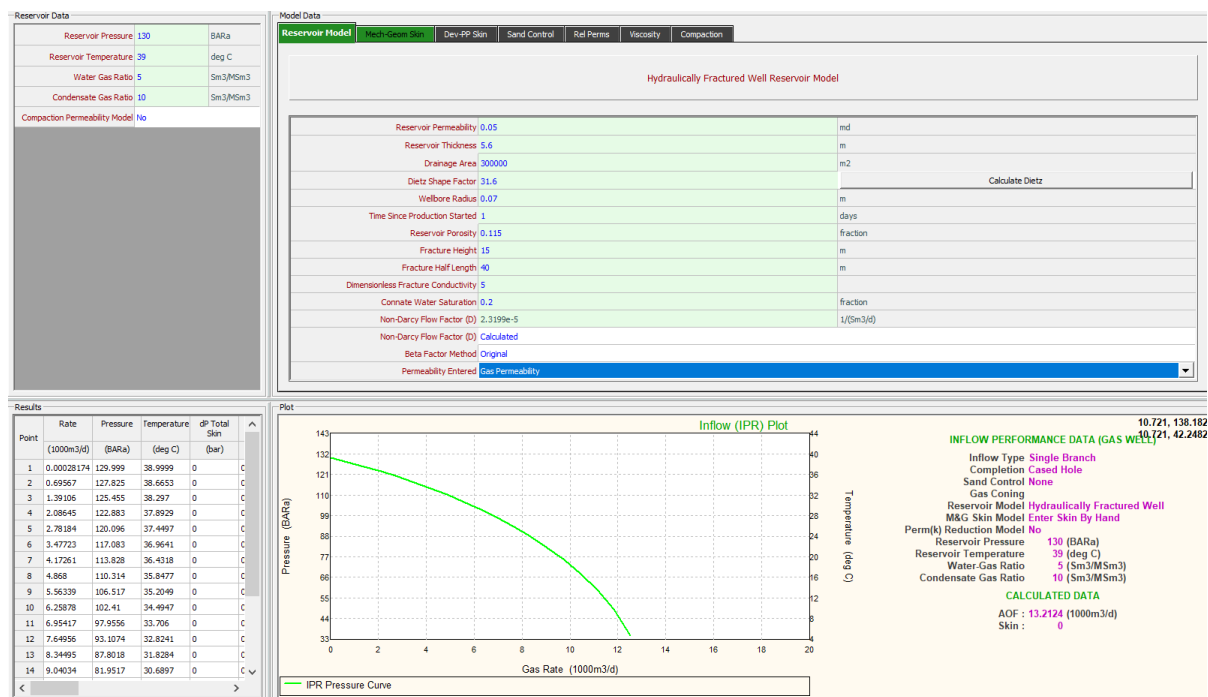


Рисунок 2.12 – Прогноз після ГРП

Також був проведений прогноз для різних довжин тріщин від 5 до 90 м. На рисунку 2.13 наведено залежність зміни дебіту від довжини тріщини. Встановлено, що оптимальною напівдовжиною гідравлічної тріщини для умов даної свердловини є 40 м. Порівняння індикаторних кривих «дебіт – вибійний тиск» для різних довжин тріщини показує, що при збільшенні напівдовжини до 40 м спостерігається суттєве зростання продуктивності свердловини, яке проявляється у зменшенні втрат тиску на фільтрацію та підвищенні дебіту за однакових депресій на пласт. Подальше збільшення довжини тріщини понад 40 м призводить лише до незначного приросту дебіту, що свідчить про перехід системи в режим спадної ефективності інтенсифікації.

На основі розрахунку, після цього на даній свердловині був проведений гідравлічний розрив пласта.

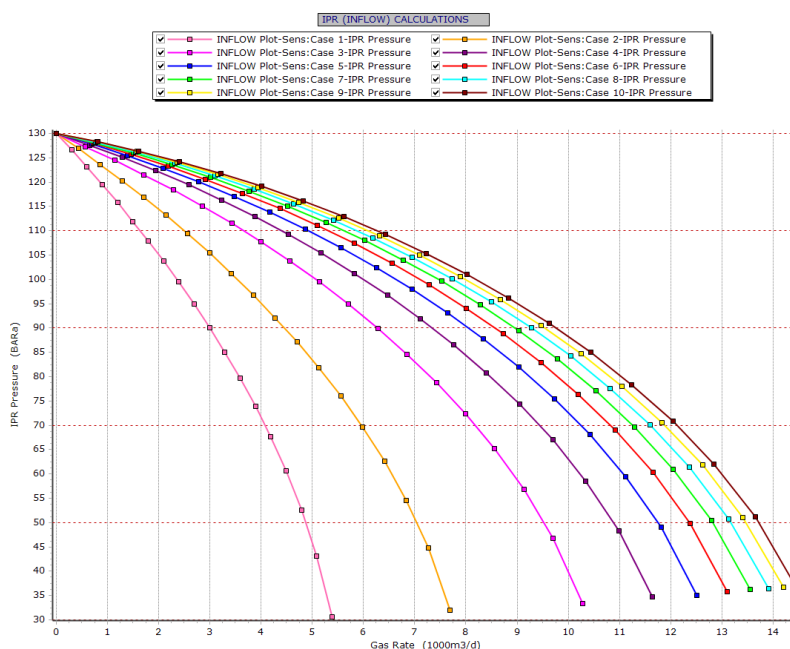


Рисунок 2.13– Прогноз по довжинах тріщин

Підсумок даних по реальній довжині тріщини після гідравлічного розриву пласта наведено на рисунку 2.14.

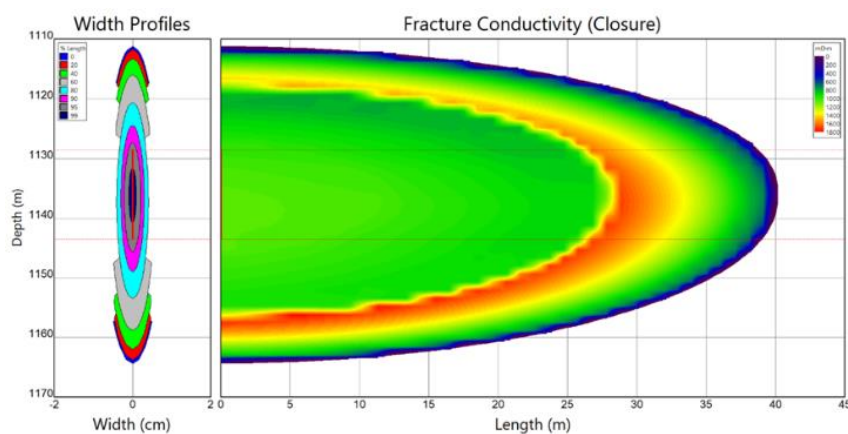


Рисунок 2.14 – Отримані параметри тріщини

За результатами проведеного гідравлічного розриву пласта (P3ml) створена тріщина досягла довжини 40,188 м, практично повністю закріпленої пропантом 40,187 м, середня висота тріщини склала 42,166 м, із закріпленою висотою у продуктивному інтервалі 14,927 м. Максимальна ширина тріщини в зоні перфорації становила 1,9655 см, середня закріплена ширина в свердловині та продуктивній

зоні – близько 0,586 см. Концентрація пропанту на площу тріщини досягала 11,128 кг/м² на завершення закачування і 11,412 кг/м² при закритті. Провідність тріщини у продуктивній зоні при закритті становила 1069,2 мД·м, що забезпечує безрозмірну провідність на рівні 5, а середня проникність тріщини оцінена у 183,93 Д. Співвідношення закріпленої тріщини становило 0,60208, а час закриття тріщини після завершення нагнітання склав 16,59 хвилин. Загалом, отримані параметри свідчать про успішне створення ефективного каналу для припливу пластових флюїдів.

Модуль Юнга отриманий під час нагнітального тесту був використаний для калібрування довжини тріщини x_f . Відповідно до моделі PKN, довжина тріщини обернено пропорційна модулю Юнга в степені 1/4. Використання уточненого за DFIT значення Е дозволило підвищити точність прогнозу довжини тріщини, яка після проведення ГРП склала 40,2 м, що добре узгоджується з прогнозним значенням 40 м.

Після проведеного гідравлічного розриву пластів, було виконано освоєння свердловини, дослідження свердловини на штуцерах та запис. Дослідження проводилися на НКТ 60 мм через НКТ на 3 режимах (Рис. 2.15).

Tubing Correlation

Petroleum Experts 2

Pipe Correlation

Hydro-2P

First Node

Wellhead

Gas Fraction

Condensate Gas Ratio

Water Fraction

Water Gas Ratio

Input Data

Point	Time	Gas Rate	Wellhead Pressure	Wellhead Temperature	Condensate Gas Ratio	Water Gas Ratio	Bottom Hole Pressure	Heat Transfer Coefficient
	(days)	(1000m3/d)	(BARa)	(deg C)	(Sm3/MSm3)	(Sm3/MSm3)	(BARa)	(BTU/h/ft2/F)
1	1	8.6	81	15	0	0	87.7718	865.041
2	1	10	65	15	0	0	70.2612	1000
3	1	12.2	30	15	0	0	32.2647	1000

Рисунок 2.15 – Дані по дослідженнях

Отримані результати по устьовому тиску, були перераховані в вибійний тиск і чорні точки нанесені на криву IRP (Рис.2.16). Отримані результати підтверджують правильність розрахунків, так як дебіти на штуцерах співпадають з нашим прогнозом дебіту.

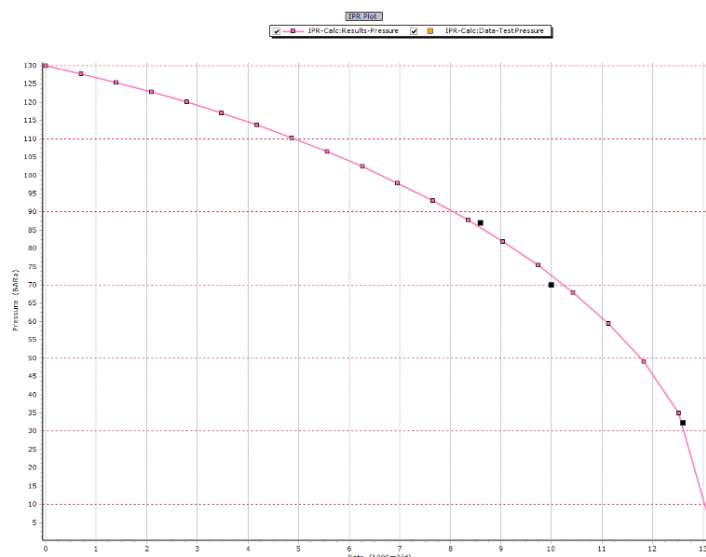


Рисунок 2.16 – Дані по дослідженнях на штуцерах і IPR

Після виконання гідродинамічних досліджень свердловини (Рис.2.17) та інтерпретації результатів випробувань було здійснено аналіз чутливості устьових тисків та вибір оптимального режиму її роботи шляхом побудови та аналізу кривих VLP (Vertical Lift Performance) у поєднанні з індикаторною кривою припливу (IPR).

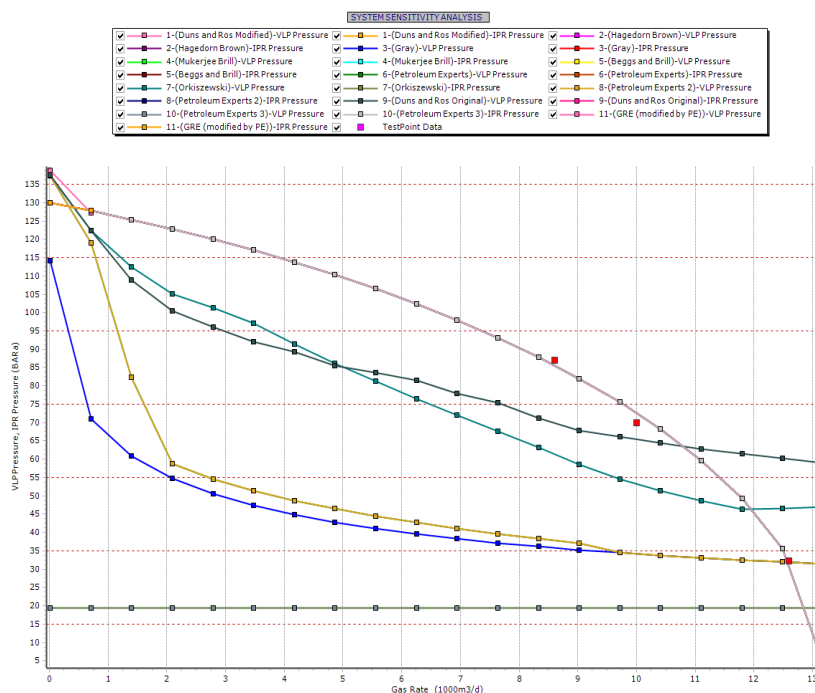


Рисунок 2.17– Дані по дослідженнях на штуцерах і VLP

Було проведено аналіз продуктивності пласту за різними теоретичними моделями, зокрема із застосуванням VLP (Vertical Lift Performance) заснованих на підходах Darcy, Vogel, Fetkovich, Brown, та використано модифіковані варіанти цих моделей. Для оцінки достовірності отриманих кривих продуктивності здійснено порівняння з емпіричними даними випробувань на пласті. В результаті аналізу найкращу відповідність експериментальним даним показали моделі, скориговані за методиками Gray та Petroleum Experts. Зокрема, модифікована модель Gray забезпечила найточніше співпадіння з реальними результатами випробувань у всьому діапазоні витрат, що свідчить про її високу адекватність у конкретних умовах даного пласта. Модель Petroleum Experts також демонструвала добру кореляцію, особливо в середньому діапазоні дебітів, що дозволяє розглядати її як надійний інструмент для інженерних розрахунків.

Розроблена в розділі 2 удосконалена методика прогнозування дебіту свердловин до та після гідравлічного розриву пласта (ГРП) була використана не лише для одиничного прогнозу по свердловині X1, але й застосована для комплексного аналізу результатів проведених ГРП на всіх 12 свердловинах досліджуваного родовища проаналізованих в 3 розділі.

Таким чином, результати проведеного дослідження моделювання дебіту до та після ГРП, можуть бути використані для розробки нових технологічних рішень у сфері моделювання видобутку вуглеводнів, що сприятиме підвищенню точністю розрахунків та ефективному проектуванню операцій ГРП.

Висновки до розділу 2

У другому розділі дисертаційної роботи вирішено важливе науково-прикладне завдання, пов'язане з удосконаленням методик вибору об'єктів та проектування гідравлічного розриву пласта (ГРП) для підвищення ефективності видобутку газу в умовах виснажених родовищ. За результатами проведених досліджень можна зробити наступні висновки:

Удосконалено методику вибору об'єктів для ГРП. Запропоновано комплексний підхід, реалізований у вигляді ієрархічного «дерева рішень», яке складається з п'яти послідовних блоків: геолого-петрофізичного, гідродинамічного, структурно-геологічного, технічного та економічного. Для кожного блоку визначено ключові критерії та їхні порогові значення (ефективна газонасичена товщина ($h_{ef} \geq 3$ м), пористість ($\phi \geq 8\%$), проникність ($0,01 \leq k \leq 100$ мД), газонасиченість ($S_g \geq 0,5$), скін-фактор ($S > 5$), відносний пластовий тиск та ін.). Використання даної методики дозволяє мінімізувати ризики проведення неефективних операцій ГРП, системно підвищити обґрунтованість вибору об'єктів та забезпечити економічну доцільність інтенсифікаційних заходів на ранніх етапах проєктування.

Удосконалено методику прогнозування видобутку до та після ГРП. На прикладі свердловини Х1 досліджуваного родовища проведено комплексне моделювання, яке включало: проведення діагностичного нагнітального тесту (DFIT) з регресійним аналізом у програмному середовищі Карра (Saphir) для визначення параметрів пласта (проникність 0,05 мД, пластовий тиск 130 атм, модуль Юнга та ін.); прогнозування дебіту до ГРП з використанням моделі Джонса ($AOF = 1,24$ тис. м³/добу, $S = 1$); моделювання продуктивності після ГРП із застосуванням аналітичних моделей фільтрації для свердловин із вертикальною тріщиною кінцевої провідності (Cinco-Leu). Встановлено, що після проведеного ГРП, дебіт свердловини після запуску в експлуатацію, співпав з прогнозованим розрахунковим дебітом та дана методика розрахунку рекомендується для застосування при прогнозуванні видобутку до та після ГРП. Дану методику також було використано для моделювання дебіту 12 свердловин в досліджуваному родовищі 3 розділу.

РОЗДІЛ 3

УДОСКОНАЛЕННЯ РЕЖИМУ РОЗРОБКИ ГАЗОВОГО ПОКЛАДУ

3.1 Розробка газового родовища із застосуванням гідравлічного розриву пласта

3.1.1. Етапи видобутку газу на родовищі

Розробка газового покладу здійснюється у вигляді послідовних періодів, кожен з яких характеризується специфічними гідродинамічними умовами, режимами роботи свердловин та підходами до управління процесом видобутку. Поділ розробки на періоди дозволяє систематизувати процес освоєння запасів та обґрунтувати вибір технологічних рішень на різних стадіях життєвого циклу покладу (Рис. 3.1).

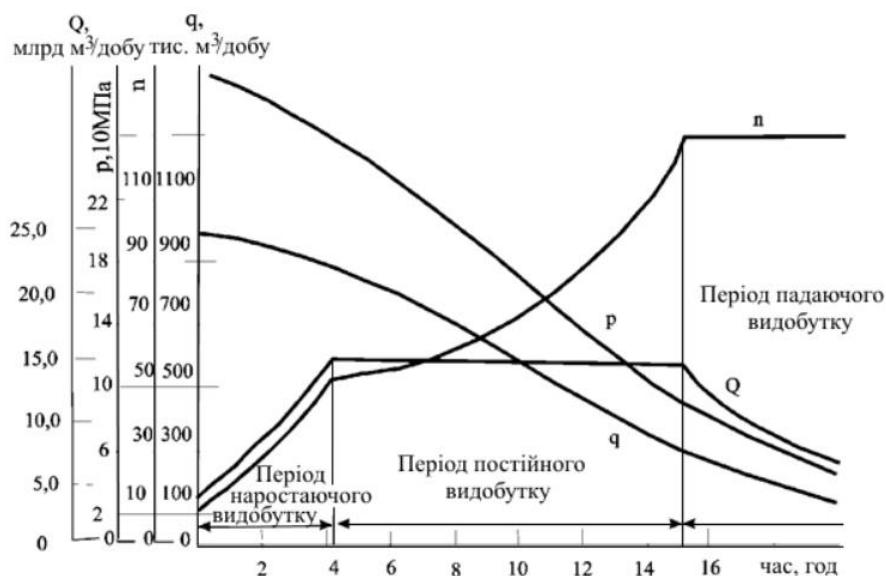


Рисунок 3.1 – Періоди розробки газового покладу

Початковим етапом є період наростаючого видобутку, геологічного вивчення та розвідки родовища, в межах якого здійснюється пошук і попередня оцінка газоносних об'єктів. На цій стадії виконуються сейсморозвідувальні дослідження, буріння пошукових і розвідувальних свердловин, відбір керну та проведення комплексу геофізичних досліджень у свердловинах. Основним результатом даного

етапу є підтвердження наявності промислових запасів газу, визначення геологічної будови родовища, фільтраційно-ємнісних властивостей колекторів та початкових термобаричних умов.

Період постійного видобутку є основною та найдовшою фазою видобутку газу. Він характеризується систематичним бурінням експлуатаційних свердловин, формуванням системи збору та підготовки газу, а також стабільною експлуатацією фонду свердловин. У цей період відбувається поступове зниження пластового тиску, змінюється характер фільтрації, що вимагає постійного контролю та коригування режимів роботи свердловин. Для підтримання рівня видобутку застосовуються методи оптимізації експлуатації, ГРП, ремонтно-ізоляційні роботи та вдосконалення систем наземного обладнання.

Заключним є період падаючого видобутку та завершення експлуатації родовища, який настає при значному виснаженні запасів і зниженні пластового тиску. На цьому етапі різко зростає роль техніко-економічних факторів, оскільки видобуток ускладнюється підвищеними гідравлічними втратами, можливими проявами обводнення або накопиченням конденсату у привибійній зоні. Приймаються рішення щодо консервації або ліквідації окремих свердловин, оптимізації залишкового видобутку та мінімізації негативного впливу на навколишнє середовище.

Комплексний підхід до управління процесом розробки родовища, з урахуванням геологічних, гідродинамічних та технологічних чинників, є визначальним для досягнення максимально можливого вилучення газу та забезпечення економічної доцільності його промислового освоєння[58].

3.1.2 Розробка газового родовища з ГРП.

У зв'язку з поетапним характером розробки газового покладу закономірно виникає питання щодо доцільного моменту застосування гідравлічного розриву пласта впродовж життєвого циклу родовища. Надто раннє проведення ГРП, за умов високого пластового тиску та достатньої природної продуктивності свердловин, може бути економічно необґрунтованим і не забезпечити повної реалізації

потенціалу тріщини. Водночас запізніле застосування ГРП, на стадії глибокого виснаження покладу, часто супроводжується обмеженою ефективністю через низький енергетичний потенціал пласта та зростання гідродинамічних втрат. Тому визначення оптимального етапу розробки для впровадження ГРП є принциповим науково-практичним завданням, вирішення якого потребує комплексного аналізу динаміки пластового тиску, продуктивності свердловин і техніко-економічних показників розробки родовища.

На етапі проєктування розробки родовища з ГРП здійснюється комплексний аналіз геолого-промислових умов, який включає оцінку фільтраційно-ємнісних властивостей колекторів, ступеня їх неоднорідності, напружено-деформованого стану гірських порід та пластових термобаричних умов. На основі цих даних формуються критерії відбору свердловин-кандидатів під ГРП, визначаються оптимальні параметри тріщини, зокрема її напівдовжина, провідність, орієнтація та кількість стадій розриву. Особлива увага приділяється узгодженню параметрів ГРП з прийнятою системою розміщення свердловин та очікуваним режимом розробки родовища.

У процесі дослідно-промислової розробки застосування ГРП дозволяє перевірити ефективність прийнятих проєктних рішень у реальних умовах експлуатації. Проведення перших операцій гідравлічного розриву супроводжується детальним післяопераційним контролем, який включає аналіз зміни дебітів і вибійних тисків, інтерпретацію гідродинамічних досліджень та оцінку параметрів створеної тріщини. Отримані результати використовуються для коригування дизайну наступних ГРП та уточнення гідродинамічної моделі родовища.

На стадії промислової розробки родовища ГРП стає системним інструментом управління процесом видобутку газу. Операції гідравлічного розриву застосовуються як при введенні нових експлуатаційних свердловин, так і в рамках повторної інтенсифікації діючого фонду. Це дозволяє компенсувати зниження пластового тиску, підтримувати прийнятні рівні дебіту та забезпечувати рівномірне

виснаження запасів по площі родовища. При цьому ефективність ГРП оцінюється не лише за початковим приростом дебіту, але й за тривалістю збереження ефекту в часі, що є визначальним для загальної економіки розробки[62].

На пізній стадії розробки родовища гідравлічний розрив пласта може застосовуватися вибірково, з урахуванням залишкових запасів і техніко-економічної доцільності. У цей період основний акцент робиться на оптимізацію режимів роботи свердловин, зменшення експлуатаційних витрат та максимальне вилучення газу з низькодренованих зон пласта. Результати попередніх ГРП використовуються для прогнозування залишкової продуктивності та прийняття рішень щодо доцільності подальших інтенсифікаційних заходів або завершення експлуатації окремих свердловин[69].

Таким чином, розробка газового родовища із застосуванням гідравлічного розриву пласта є динамічним і багатоетапним процесом, у якому ГРП виконує роль ключового інструменту підвищення ефективності видобутку газу. Рациональне поєднання геологічного моделювання, гідродинамічного аналізу та оптимізації параметрів ГРП дозволяє забезпечити максимальне вилучення запасів за умови технологічної та економічної обґрунтованості прийнятих рішень.

В цьому розділі розглянуто впровадження гідравлічного розриву пласта на родовищі на ранньому етапі розробки, відразу після буріння. Розглянуто родовище, на якому проведено різні технології ГРП на свердловинах, які розробляють 1 поклад.

3.2 Аналіз проведених ГРП по досліджуваному родовищі

На першому етапі проаналізовано історію видобутку родовища, проведено аналіз результатів проведення ГРП, ретроспективний аналіз із відтворенням історії видобутку та динаміки зміни пластового тиску. Аналіз нагнітальних тестів та регресивних аналізів. Калібрування моделі здійснювалось на основі історичних даних, що дозволило досягнути високого ступеня відповідності між фактичними і розрахунковими значеннями (Рис. 3.2).

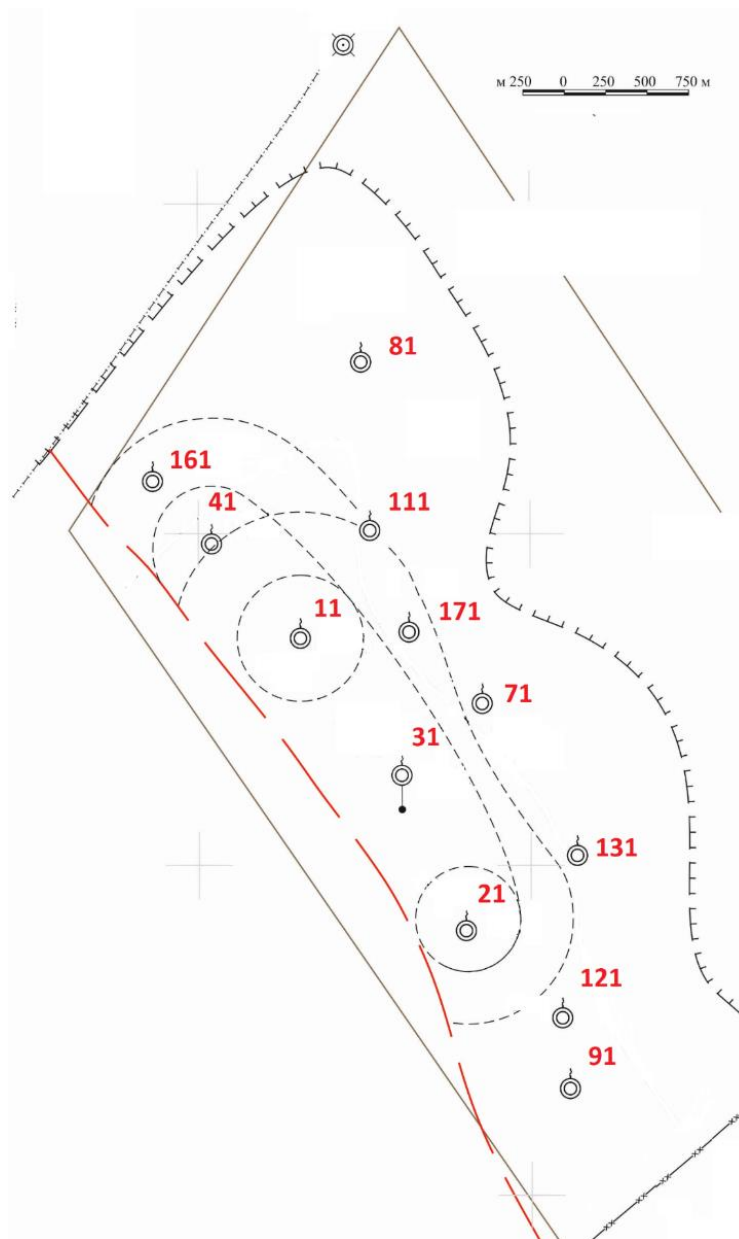


Рисунок 3.2– Карта пробурених свердловин на родовищі

В дослідно-промислову розробку родовище введене в березні 2020 року, введенням в експлуатацію розвідувальної свердловини 11-Х, в якій при випробуванні гор. Х-3 (інтервал перфорації 896 – 885 м та 882 – 840 м) отримано промисловий приплив газу дебітом 4,0 тис. м³/добу на діафрагмі Ø 4,01 мм при $P_{тр}/P_{зтр} = 1,57/2,21$ МПа, $P_{ст} = 4,6$ МПа.

Породами-колекторами на гор. Х-3 є піщовиково-алевролітові пачки, що знаходяться між непроникними глинисто-аргілітовими перемичками.

На момент дослідження на родовищі працювало 12 свердловин: №11, №21, №31, №41, №111, №121, №131, №81, №71, №91, №171, №161. Результати аналізу свердловин наведено в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Таблиці з даними по свердловинах

№ св-ни	Тиск	Вид ГРП	Дебіт на дослідженні	Дебіт після ГРП	Додатковий видобуток	Дата ГРП	Початок освоєння	Старт видобутку
№	(атм)	тип	м ³ /добу	м ³ /добу	м ³ /добу	Дата	Дата	Дата
11	60	gel	4	13,2	9,2	10.02.2020	15.02.2020	22.02.2020
21	62	gel	10,3	20	9,7	31.12.2020	02.01.2021	09.01.2021
31	60	gel	1,7	13,5	11,8	15.12.2021	18.12.2021	24.12.2021
41	58	foam	1	9,8	8,8	28.01.2022	21.02.2022	29.02.2022
111	55	gel	1,5	10,1	8,6	04.06.2023	10.06.2023	20.06.2023
121	60	gel	4	9,8	5,8	01.11.2023	04.11.2023	16.11.2023
131	52	slick	5,8	16,1	10,3	16.11.2023	30.11.2023	12.12.2023
81	53	slick	2,7	12	9,3	26.02.2024	02.03.2024	14.03.2024
71	46	slick	3,5	8	4,5	05.03.2024	15.03.2024	27.03.2024
91	45	slick	5,5	14	8,5	21.05.2024	02.06.2024	11.06.2024
171	46	gel	1,4	12,3	10,9	24.05.2024	27.05.2024	06.06.2024
161	48	gel	0,6	7	6,4	28.08.2024	14.09.2024	10.10.2024

На рисунку 3.3 наведено динаміку помісячного видобутку газу по групі свердловин за період спостережень, при цьому червоними маркерами позначено моменти проведення гідравлічного розриву пласта. По осі ординат відображено дебіт свердловин, приведений у тис. м³/добу. Аналіз графіків свідчить, що для більшості свердловин після виконання ГРП спостерігається чітко виражене зростання дебіту газу, яке суттєво перевищує фонові коливання, характерні для попереднього періоду експлуатації. У ряді випадків приріст дебіту має різко виражений імпульсний характер з подальшим поступовим спадом, що є типовим для свердловин на пізніх стадіях розробки родовищ та пов'язано з виснаженням пластової енергії і зростанням фільтраційних опорів. Водночас для окремих свердловин ефект від ГРП проявляється у вигляді більш стабілізованого рівня видобутку з уповільненням темпів падіння дебіту, що свідчить про ефективне зменшення скін-ефекту та покращення проникності привибійної зони

Найвищі дебіти (більше 15 тис.м³/добу) отримано з свердловин №21 та №131. Відмінність між цими свердловинами досить значна, адже св. №131 введена в

експлуатацію на три роки пізніше. Закономірно, пластовий тиск та дебіт до проведення ГРП були нижче ніж у св. №21.

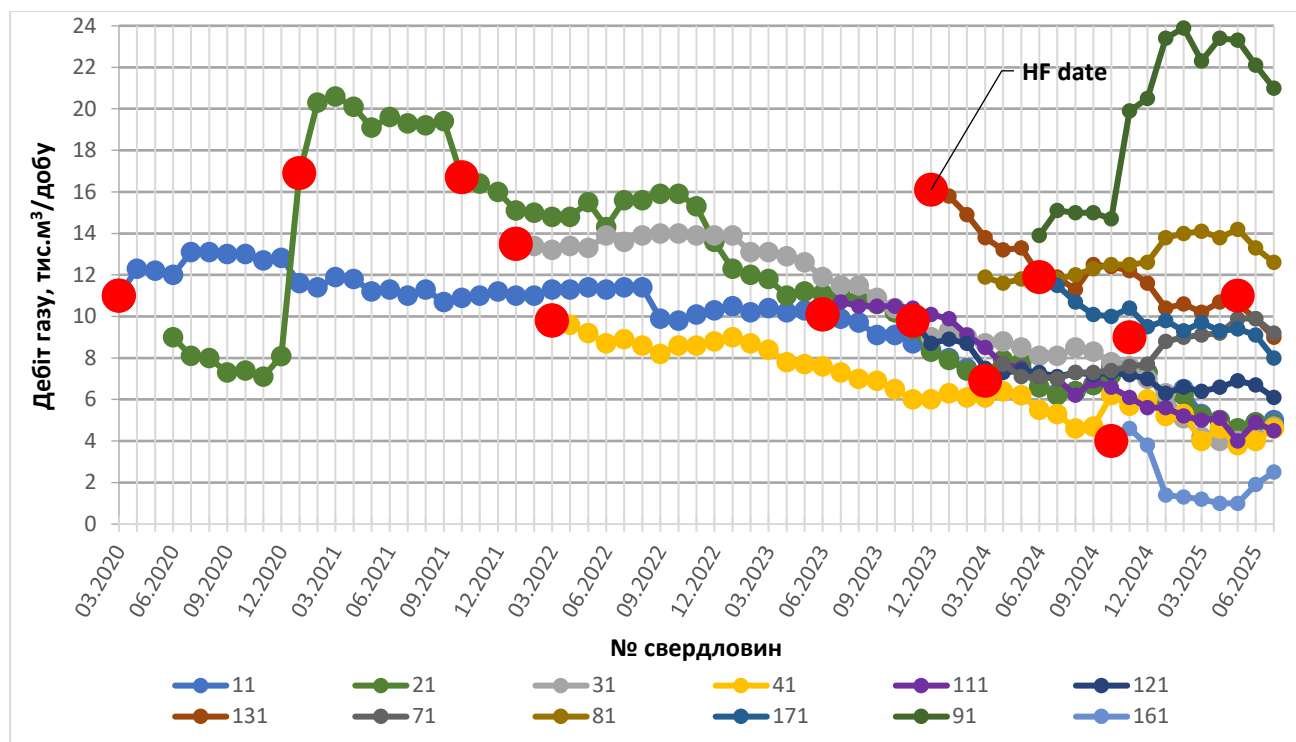


Рисунок 3.3 – Динаміка видобутку по свердловинах помісячно

Технології проведення ГРП також суттєво відрізняються, на свердловині №21 було проведено роботи за класичним дизайном закачування зшитого гелю з пропантом, а на свердловині №131 використана технологія «Slick-water», яка передбачає закачування більшого об'єму рідини.

Незважаючи на різність технологій, за проведеними розрахунками в ПЗ «Prosper», якщо припустити що пластовий тиск горизонту Х-3, у свердловині №131 на момент запуску її в роботу був би початковий (як у св. №21 на момент запуску), то динаміка даних свердловин була б ідентична.

Далі вибірка свердловин з показниками дебітів (від 12 до 14 тис.м³/добу), №31, №171, №11, які знаходяться в центральній частині родовища. Їх успішність пояснюється знаходженням в найбільш перспективній зоні. Також свердловини №81 – в периферійній зоні північно західної частини родовища, №91 – на півдні. На обох свердловинах проведено гідравлічний розрив за технологією

«Slick-water», в результаті отримано значний приріст дебіту порівняно з тим що був під час випробування.

У свердловині №111, отримано хороший результат (10 тис.м³/добу), проте менший ніж у свердловинах сусідках. Вона знаходиться між свердловинами №111 (перспективна але роздренована зона; класичний ГРП) та №81 (периферія родовища; «Slick-water»), враховуючи це, можемо припустити що при застосуванні технології «Slick-water», дебіт свердловини №111 міг бути дещо вищий. Точно така ситуація по свердловині №121, яка знаходиться між свердловинами №21 та №91. На свердловині №161 було проведено класичний ГРП із закачуванням зшитого гелю та меншого об'єму пропанту.

На рисунку 3.4 наведено порівняння базових дебітів свердловин до проведення гідравлічного розриву пласта (ГРП) та дебітів після виконання операцій залежно від дати запуску та типу застосованої технології ГРП.. Як видно з діаграми, у всіх випадках спостерігається суттєве зростання продуктивності: приріст дебітів становив від 2 – 3 разів у свердловинах з невисоким початковим дебітом (наприклад, №11, №112) до понад 5 разів у свердловинах із кращими початковими параметрами (№21, №113).

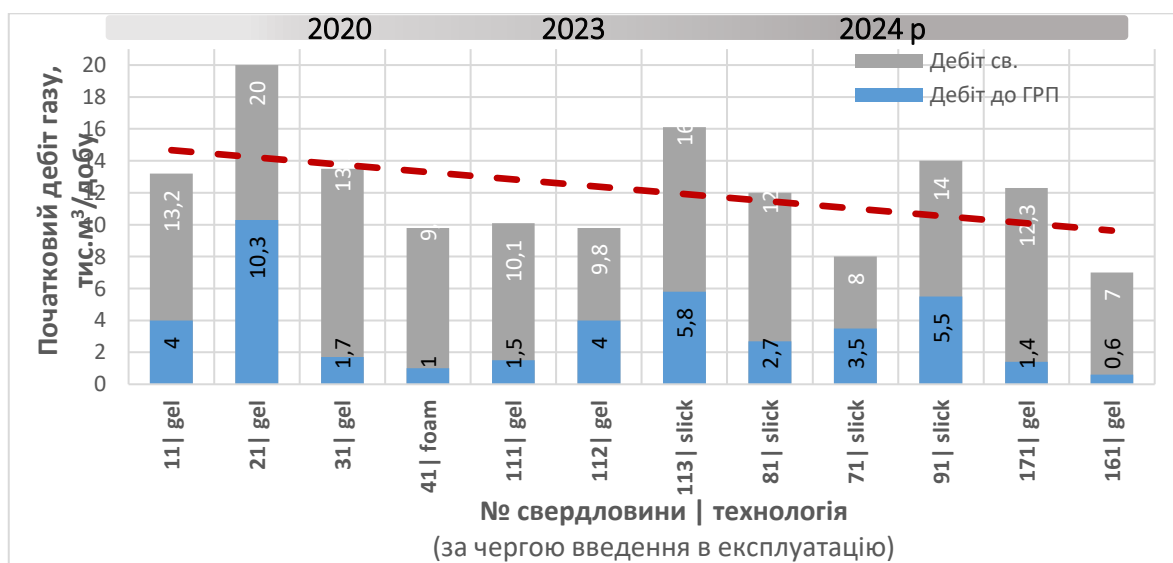


Рисунок 3.4 – Діаграма дебітів на дослідженні та після гідравлічного розриву пластів

На діаграмі наведені базові дебїти до операції та прирости після її виконання у залежності від поточного пластового тиску. Коментар по свердловинах надано в залежності від виду проведення ГРП; Gel - грп на зшитих системах, slick – грп з використанням „slick-water” систем, foam – пінне ГРП. Спостерігається чітка закономірність: зі зниженням пластового тиску ефективність проведення ГРП зменшується.

Додатково проаналізовано вплив пластового тиску на результати проведених ГРП (Рис. 3.5). Найвищі прирости дебїтів отримано у свердловинах, де пластовий тиск складав близько 55 атм (свердловини №11, №21), що забезпечило збільшення дебїтів до 13–20 тис. м³/добу.

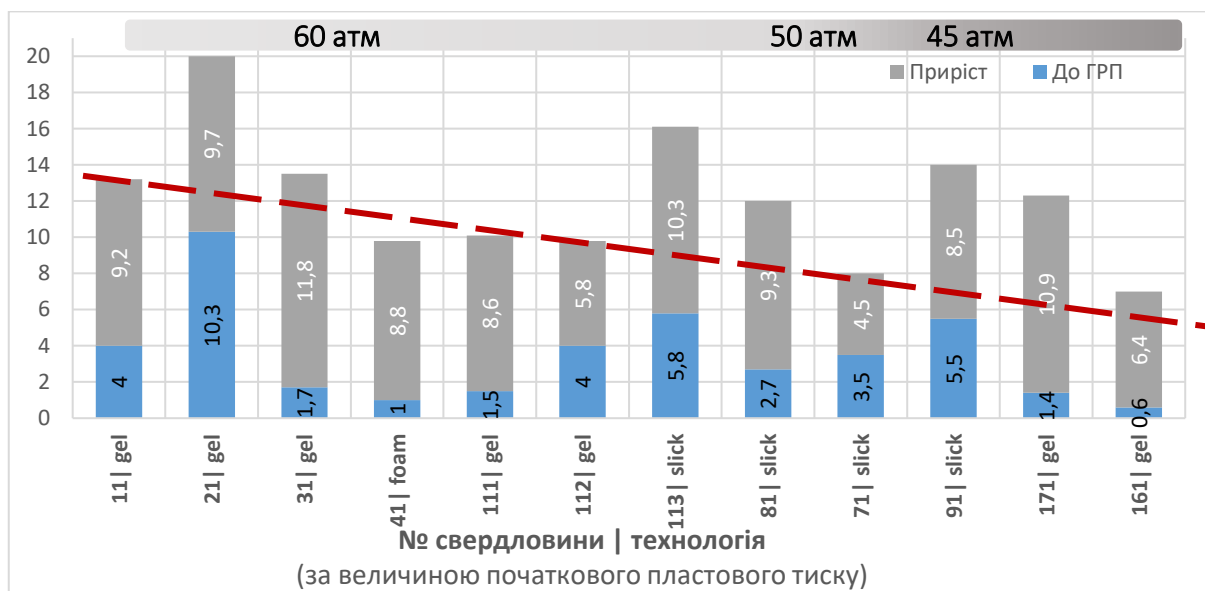


Рисунок 3.5 – Діаграма залежності пластового тиску від дебїту

При зниженні тиску до 50 атм (свердловини №131, №71, №91) приріст був нижчим, проте залишався на рівні 8 – 12 тис. м³/добу. У свердловинах, де тиск знизився до 45 атм (№161, №171), додатковий приріст виявився мінімальним і не перевищував 6 – 7 тис. м³/добу.

Таким чином, ефективність технології безпосередньо залежить від пластового тиску: чим вищий пластовий тиск на момент проведення робіт, тим більший ефект від ГРП.

Також проаналізовано вплив часу знаходження рідини в свердловині. Нижче наведена таблиця 3.2, на якій свердловини відсортовані за збільшенням періоду після проведення ГРП та освоєнням.

Таблиця 3.2 – Таблиці з даними по освоєнню

№ св-ни	Тривалість перебування рідини після ГРП	Тривалість освоєння	Освоєна рідина
№	Дата	Дата	м3
11	5	7	24
21	2	7	20
31	3	8	26
41	24	7	18
111	6	10	23
121	3	12	18
131	14	12	16
81	5	12	36
71	10	12	26
91	12	9	35
171	3	10	26
161	17	26	37

Наведені дані свідчать про наявність чіткої залежності між тривалістю перебування рідини після проведення гідравлічного розриву пласта, параметрами освоєння свердловин та досягнутим дебітом газу.

Свердловини з відносно коротким періодом перебування рідини після ГРП, як правило, демонструють вищі значення дебіту після освоєння, що вказує на ефективніше очищення тріщин і привибиїної зони від залишків робочих рідин та продуктів руйнування. За збільшення тривалості перебування рідини простежується тенденція до зниження дебіту, що може бути пов'язано з розвитком кольматаційних ефектів, частковим закриттям тріщин та погіршенням фільтраційних властивостей пласта. Тривалість освоєння (Рис. 3.6) також суттєво впливає на кінцевий результат: свердловини з надмірно тривалим освоєнням не завжди характеризуються вищими дебітами, що свідчить про досягнення певної межі ефективності процесу та зростання непродуктивних втрат часу.

Об'єм освоєної рідини, у свою чергу, корелює з тривалістю освоєння, однак його збільшення не гарантує пропорційного зростання дебіту, що підтверджує необхідність оптимізації режимів вилучення рідини після ГРП.

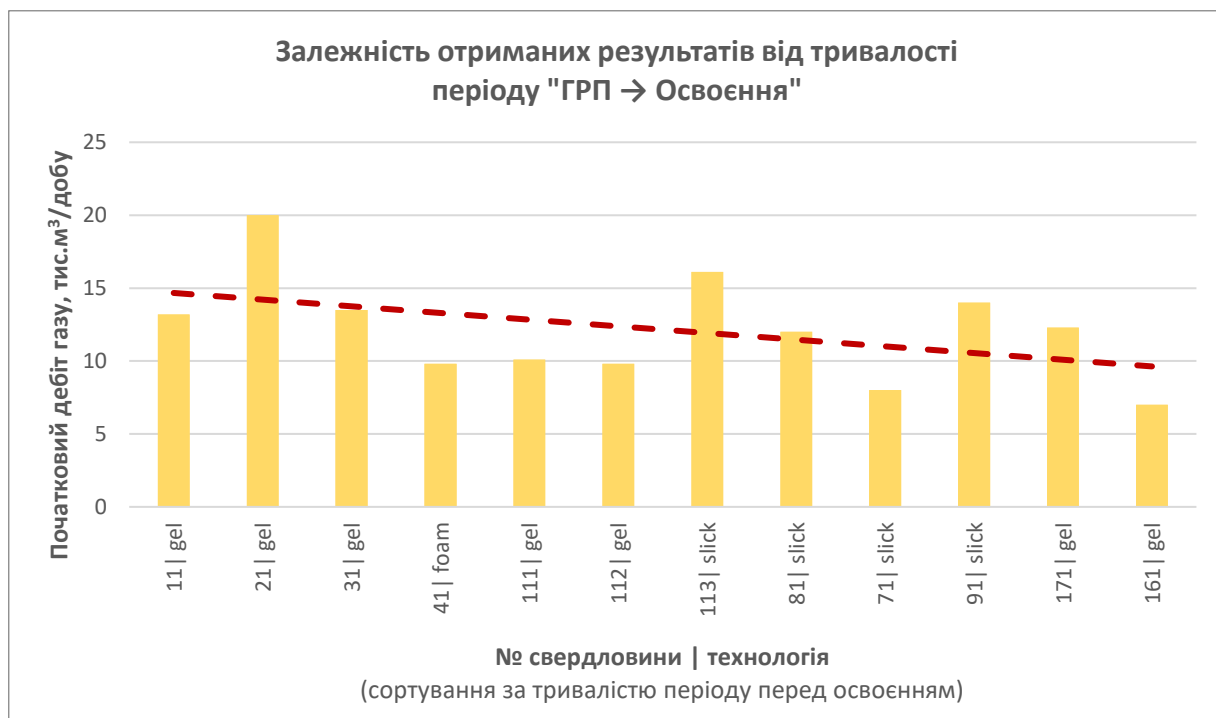


Рисунок 3.6 – Діаграма залежності отриманих результатів від освоєння

Загалом результати аналізу показують, що максимальний технологічний ефект досягається за умови мінімізації часу контакту робочої рідини з пластом при забезпеченні достатнього, але не надмірного об'єму її вилучення, що дозволяє зменшити негативний вплив на проникність та реалізувати потенціал гідравлічного розриву пласта.

3.2.1 Регресивний аналіз проведених нагнітальних тестів по родовищі

По кожній дослідженій свердловині було проведено регресивний аналіз нагнітального тесту, у ході якого визначалися ключові параметри гідророзриву пласта (Таб. 3.4).

Параметри тиску на усті (ISIP та Closure Pressure) дозволили розрахувати градієнт розкриття тріщини, який варіювався від 0,119 до 0,161 атм/м, що характерно для низькопроникних теригенних колекторів. Водночас значення ефективності рідини коливалося в межах 37 – 60 %, демонструючи як випадки значних фільтраційних втрат, так і стабільного формування тріщини.

Таблиця 3.4 – Дані регресійних аналізів по DFIT

Well /	Frac/Refrac	Minifrac ISIP Surface, atm	Closure P surface atm	Fracture Gradient atm/m	Fluid efficiency, %	Net pressure	gtime	Main Job ISIP Surface на устьє, атм
11	GEL	55	41	0,162	44	14	2	50
21	GEL	70	21	0,1211	44	49	1,5	40
31	GEL	56,64	46,739	0,1503	37,5	9,9	1	63
41	Foam Frac	49,3	26,8	0,129	51,1	22,5	2	54,4
111	GEL	51,14	25	0,12518	52,9	25,9	2	42,2
121	GEL	59,44	37,77	0,14299	37,2	21,66	1	54,1
131	SLICK	52,8	27,5	0,1302	47,9	25,29	2	59
81	SLICK	50,861	30,616	0,13302	53,5	20,245	2	46,27
71	SLICK	53,01	26,754	0,12904	48,1	26,262	2	57,44
91	SLICK	60,49	27,713	0,13055	60,6	32,775	3	68,23
171	GEL	46,67	18,49	0,11942	46,9	28,176	1,5	53,2
161	GEL	44,2	28,875	0,13121	46,6	15,3	2	28,94

Чистий тиск (net pressure) у більшості свердловин знаходився на рівні 9– 32 атм, а в окремих випадках перевищував 32 – 36 атм, що підтверджує стійке розкриття та розвиток тріщин. Приклад аналізу зображений на рисунку 3.7.

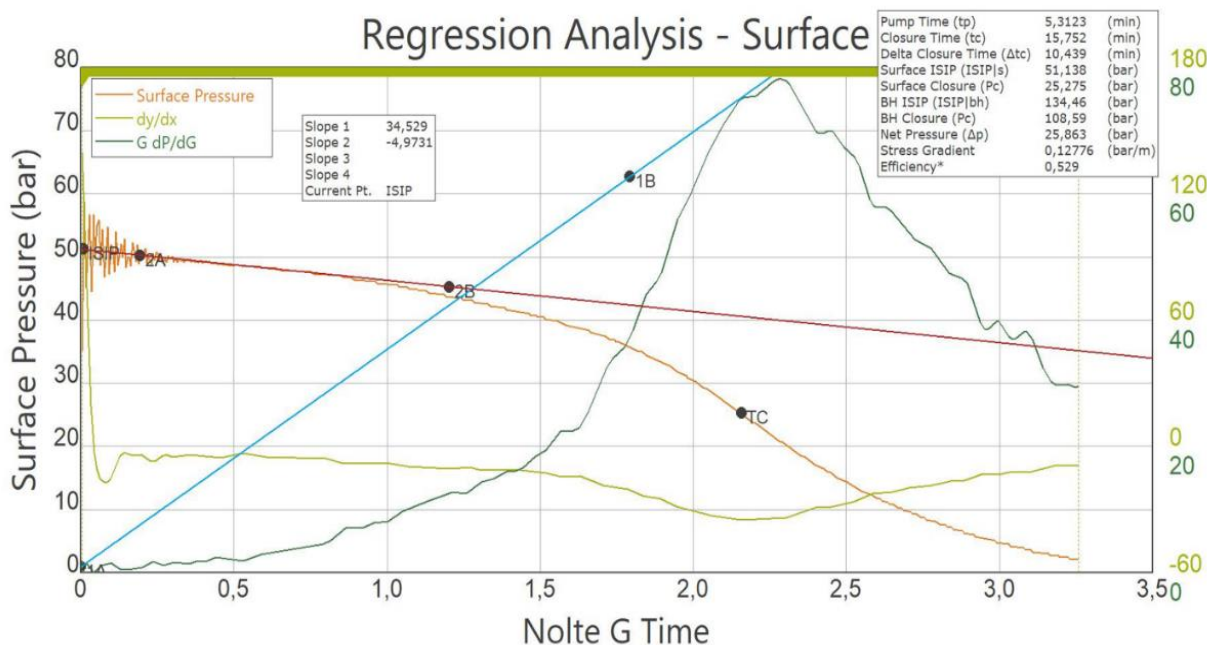


Рисунок 3.7 – Регресійний аналіз свердловини 111 проведеного нагнітального тесту

Для оптимізації параметрів гідророзриву доцільно виходити з інтервального діапазону, зафіксованого DFIT-тестами: градієнт розкриття 0,119 – 0,161 атм/м, чистий тиск 9,9 – 32 атм і ефективність рідини 37 – 60 %. Практично це означає, що метою дизайну має бути стабілізація чистого тиску в зоні 25 – 35 атм із досягненням ефективності 55 – 65 %, що забезпечує керований ріст тріщини при обмежених фільтраційних втратах. Завершення операції бажано проводити контрольованим флоубеком із обмеженням депресії на ранній стадії, підбором брейкерів за фактичною пластовою температурою і відстеженням падіння тиску для підтвердження закриття; це зменшує вторинне пошкодження та підвищує довгострокову провідність.

За наявних індикаторів градієнта розкриття 0,119 – 0,161 атм/м і чистого тиску 25 – 32 атм, slickwater забезпечує вищий темп закачування при тій самій гідравлічній потужності, зменшуючи втрати на тертя, підвищуючи ефективність контактної площі тріщини та покращуючи початкові припливи. Для утримання провідності після створення довгих тріщин доцільно вводити пропант за схемою tapered-ramp (наприклад, 20/40 → 16/30) з контрольованим нарощенням концентрації.

Отримані результати дали підстави зробити кілька узагальнених висновків. По-перше, умови колектора є гетерогенними, що відображається у варіативності тисків закриття та ефективності рідини. По-друге, стабільні значення ефективного тиску (net pressure) понад 25 атм вказують на доцільність застосування сліквотер-систем, які завдяки низькому тертю дозволяють створювати довші та більш розгалужені тріщини, забезпечуючи вищі дебіти. По-третє, для оптимізації дизайну ГРП необхідно враховувати результати мініфраків для кожної свердловини з метою підбору швидкості закачування, системи рідини та схеми пропанту, що дозволить зменшити фільтраційні втрати та підвищити загальну ефективність операцій. Сукупність зазначених кроків дозволяє вирівняти ефективність між стадіями, утримати чистий тиск у цільовому вікні й підвищити стабільність переносу пропанту, що прямо конвертується у приріст дебіту після ГРП.

3.2.2 Інтерпретація даних ГРП в програмному середовищі MFrac.

Додатково було проведено моделювання гідравлічного розриву пласта в програмному забезпеченні MFrac (Рис 3.8).

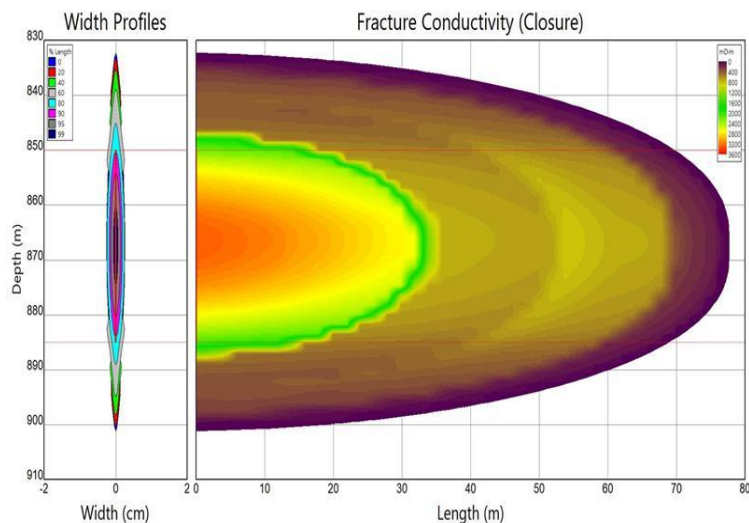


Рисунок 3.8 – Моделювання тріщин гідророзриву

Аналіз отриманих результатів дав змогу виявити низку ключових залежностей між параметрами гідравлічного розриву пласта та продуктивністю свердловин. (Табл. 3.5).

Таблиця 3.5 – Параметри тріщин з програми Mfrac

Свердловина	Тип ГРП	Інтервал перфорації	Загальна товщина пласта, м	Ефективна товщина, м	Довжина тріщини, Xf, м	Висота тріщини, hf, м	Ширина тріщини, Wf, мм	Безрозмірна провідність тріщини, Fcd
11	GEL	834-882	42,05	12	108,2	41,98	11,08	2,807
21	GEL	862-895	32	11	71	62	1,39	18
31	GEL	894-924	39,4	6	108	55	3,23	5,55
41	Foam Frac	867-895	28	6	88,68	55,5	1,91	7,06
111	GEL	850-885	35	15	77,76	55,19	2,14	19,54
121	GEL	840-875	35	10	73,7	67,1	2,03	15,512
131	SLICK	855-890	35	6	200,4	55,62	1,66	1,38
81	SLICK	860-890	30	4	132,78	106,6	2,1918	4,751
71	SLICK	850-875	25	4,5	189,54	48,975	4,6115	3,9366
91	SLICK	840-864	24	5	93,37	44,37	13,72	15,643
171	GEL	851-876	25	6	111,28	47,715	4,333	4,0218
161	GEL	870-895	25	5	88,8	23,3	1,19	25

Передусім встановлено, що ефективність проведеної операції безпосередньо корелює з довжиною тріщини. Найвищий приріст дебіту (до 16,1 тис. м³/добу) був зафіксований у свердловині з максимальною довжиною тріщини 200,4 м, тоді як свердловини з коротшими тріщинами (порядку 74–93 м) демонстрували значно менші прирости, що не перевищували 8 – 10 тис. м³/добу. Це підтверджує визначальну роль розвитку тріщини у збільшенні дренажного об'єму пласта та підвищенні його продуктивності.

Важливим чинником є також висота тріщини, яка суттєво впливає на кінцевий результат. Інтервали з більшою висотою (106,6 м та 67,1 м) забезпечили стабільні припливи газу після ГРП на рівні 12 – 16 тис. м³/добу, тоді як у випадках меншої висоти ($\approx$ 42 – 49 м) дебіти залишалися у межах 8 – 10 тис. м³/добу. Це свідчить, що достатнє вертикальне розкриття продуктивного пласта є необхідною умовою для досягнення високих показників інтенсифікації. Високі швидкості закачування (типові для Slickwater, до 5-6 м³/хв проти 2-3 м³/хв для зшитих гелів) сприяють формуванню більш розгалуженої мережі тріщин. Це підтверджується даними таблиці 3.5: довжина тріщини для Slickwater сягає 200 м (св. №131), тоді як для зшитих гелів — лише 70-110 м.

Окрему увагу заслуговує аналіз параметрів провідності тріщини (FCD) та її ширини. Встановлено нелінійну залежність: за зростання FCD від 2,8 до 7,0 спостерігалось підвищення продуктивності, однак подальше збільшення FCD (15–19) призводило до обмежених приростів (9 – 10 тис. м³/добу).

Таким чином, ключовим для забезпечення високої ефективності є не абсолютний об'єм закачування, а оптимальне поєднання параметрів геометрії тріщини та гідродинамічних властивостей системи.

3.3 Прогнозування параметрів видобутих та накопичених запасів по кожній свердловині та по родовищі вцілому за допомогою програмного забезпечення Prosper та MBAL

Після аналізу даних по виконаних роботах ГРП, отриманих приростах подальший етап дослідження полягав у побудові прогнозу на десятирічний річний період, що дало змогу визначити очікувану динаміку зниження пластового тиску та зростання кумулятивного видобутку газу. Застосування MBAL у поєднанні з історичними даними і врахуванням тиску на колекторі є ефективним інструментом для оцінки перспектив експлуатації та формування оптимальних стратегій розробки.

Метою даної роботи є аналіз ефективності застосування різних технологій гідравлічного розриву пласта (ГРП) на досліджувальному газовому родовищі та оцінка їхнього впливу на продуктивність свердловин. Для цього було поставлено завдання відтворити історію видобутку газу за допомогою програмного середовища MBAL, побудованого на матеріально-балансовому методі, та провести прогнозування основних показників розробки на десятирічний період.

Для моделювання динаміки розробки газового покладу було використано програмне середовище MBAL, яке базується на матеріально-балансовому методі (Material Balance method) для моделювання процесів виснаження газових покладів. Цей метод ґрунтується на рівнянні матеріального балансу, яке встановлює зв'язок між початковими запасами, накопиченим відбором газу, поточним пластовим тиском та фізичними властивостями пласта. Застосування цього підходу дозволяє здійснювати як ретроспективний аналіз історії експлуатації, так і побудову прогнозів у межах довгострокової стратегії розробки.

У виробничій практиці найкращі результати дає інтеграція MBAL із вузловим аналізом у PROSPER: MBAL задає узгоджену з історією видобутку, OGIP і межі середньорезервуарного тиску, тоді як PROSPER зв'язує приплив (IPR) із кривою (VLP) та фактичними умовами збору, що критично для реалістичного прогнозу дебітів після ГРП [16].

3.3.1 Відтворення історії видобутку по родовищі.

Початковим етапом, було прогнозування видобутку без проведення гідравлічного розриву пласта. Для розрахунку накопиченого видобутку до ГРП на 15 років, було взято середній дебіт до ГРП з таблиці 3.1 по 12 свердловинам, який становить 3500 тис.м³/добу. З врахуванням того, що буріння свердловин, проводилось перших 5 років, накопичений дебіт склав 44,8 Млн.м³. Ці дані були використані в розділі економіки, для порівняння розробки родовища без ГРП та з ГРП.

Наступним етапом було відтворення реальних даних, та моделювання в MVal. В програмному забезпеченні моделювалось створення пласта та свердловин для внесення даних по видобутку, пластових тисках, режимах роботи свердловин, які видобувають газ з досліджуваного пласта (Рис. 3.9).

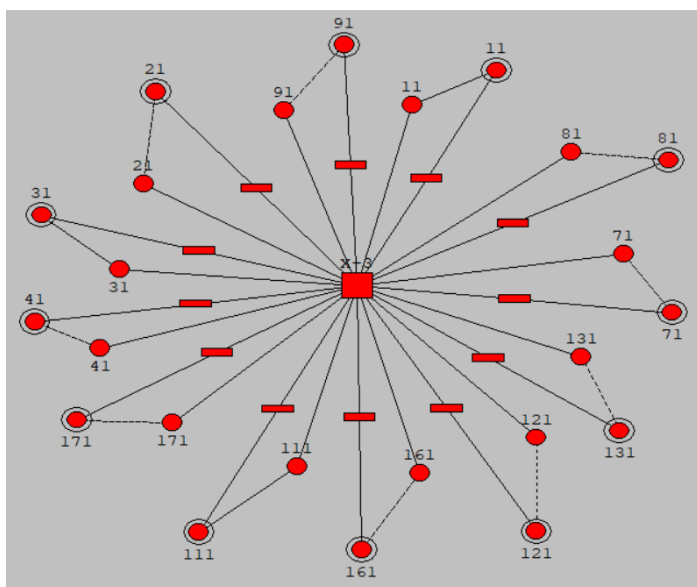


Рисунок 3.9 – Свердловини та пласт X-3 на досліджуваному родовищі

В основу моделі закладено вихідні параметри пласта, що характеризують його фізико-геологічні та термобаричні умови. Температура пласта становила 314 К, початковий тиск дорівнював 53,3 BARa, ефективна пористість – 0,156, а водонасиченість (connate water saturation) складала 0,35. Стисливість пластових вод визначалася за кореляційними залежностями (Use Corr), що дозволяє адекватно

відтворювати гідродинамічні процеси. Вихідні запаси газу (OGIP) оцінено на рівні 197,552 млн м³, а початок промислової експлуатації зафіксовано з 01.02.2020 року (Рис. 3.10).

Рисунок 3.10 – Параметри пласта X-3

У межах даного дослідження виконано аналіз кривих відносних фазових проникностей для системи «газ–вода», отриманих шляхом апроксимації експериментальних та інтерпретаційних даних за моделлю Corey (Рис. 3.11).

	Residual Saturation	End Point	Exponent
	fraction	fraction	
K _{rw}	0.35	0.470588	2.5
K _{rg}	0.2	0.529412	2.5

Normalise End Points

Рисунок 3.11– Дані для побудови кривих фазових проникностей

Побудовані залежності $K_{rw}(S_w)$ та $K_{rg}(S_g)$ характеризуються залишковою водонасиченістю $S_{wr} \approx 0,35$ та залишковою газонасиченістю $S_{gr} \approx 0,20$, що є типовими для газonosних колекторів з неоднорідною поровою структурою та підвищеним вмістом дрібнопорових фракцій. Такі значення свідчать про суттєву

роль капілярних сил і обмежену рухливість фаз у приконтатних зонах порового простору (Рис 3.12).

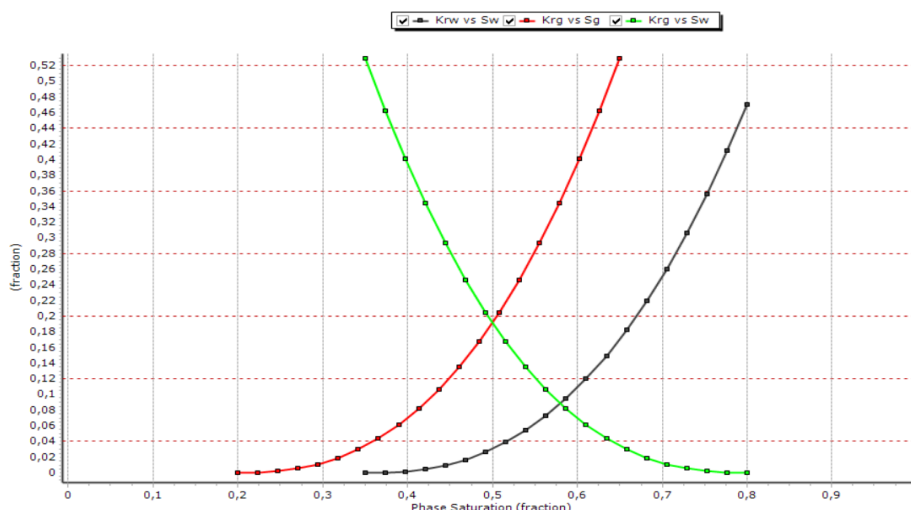


Рисунок 3.12 – Фазові проникності по пласту X-3

Кінцеві значення відносних проникностей для води та газу становлять відповідно $K_{rw,er} \approx 0,47$ та $K_{rg,er} \approx 0,53$, що вказує на відсутність чітко вираженої домінуючої фази за умов високих ефективних насичень. Подібна поведінка є характерною для колекторів з добре розвиненою, але структурно складною поровою мережею, де обидві фази фільтруються конкурентно. Перетин кривих відносних проникностей у діапазоні ефективних насичень близько 0,5 свідчить про високу чутливість фільтраційних властивостей пласта до незначних змін фазового складу, що має принципове значення для прогнозування роботи свердловин після гідравлічного розриву пласта. Форма кривих та значення показника степеня $Corey$, що дорівнює приблизно 2,5 для обох фаз, підтверджують узгодженість отриманих залежностей з класичними уявленнями теорії багатофазної фільтрації. Водночас відносно крутий спад газової відносної проникності при зростанні водонасиченості свідчить про потенційно високий ризик зниження газової продуктивності у разі додаткового зволоження призабійної зони. Це особливо актуально в умовах застосування водних систем гідророзриву, коли частина закачуваної рідини може залишатися в пласті та формувати ефект водного блокування [123]. Тому варто

звернути увагу, на мінімізацію перебування рідини та освоювати свердловину відразу після ГРП (Рис. 3.13).

Input parameters		Correlations
Gas gravity	0.56	Gas viscosity Lee et al
Separator pressure	1.013	
Condensate to gas ratio	6.4	☐ Use Tables ☐ Use Matching ☐ Model Water Vapour
Condensate gravity	737.2	
Water salinity	60000	
Mole percent H2S	0.01	
Mole percent CO2	0.4269	
Mole percent N2	0.9839	

Рисунок 3.13 – PVT-аналіз даних газу

Для проведення моделювання були використані дані PVT-аналізу газу з досліджуваного родовища. Газ характеризується питомою густиною 0,56 sp. gravity при стандартних умовах та сепараційним тиском 1,013 BARa. Вміст конденсату становив 6,4 Sm³/MSm³, при густині конденсату 737,2 кг/м³, що вказує на наявність газоконденсатної складової. Мінералізація пластових вод досягала 60000 ppm, що характерно для родовищ із невисоким вмістом розчинених солей.

Компонентний склад газу був стабільним протягом періоду дослідження: 0,01 % H₂S, 0,4269 % CO₂ та 0,9839 % N₂, що свідчить про відсутність значних змін у складі та низький вміст агресивних домішок. Таким чином, результати PVT-аналізу були інтегровані у модель як вихідні параметри для подальших гідродинамічних розрахунків та прогнозування ефективності розробки родовища.

У процесі моделювання продуктивності фонду свердловин у програмному середовищі MBAL для кожної експлуатаційної свердловини були задані індивідуальні параметри припливу відповідно до характеристик пласта (Рис. 3.14).

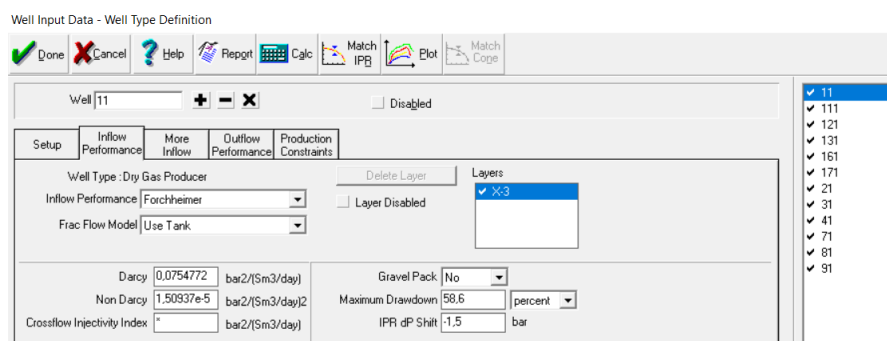


Рисунок 3.14 – Дані по роботі свердловин IRP-VLP

В якості моделі припливу використано рівняння Forchheimer, що дозволяє врахувати лінійний (Darcy) та нелінійний (Non-Darcy) опір фільтрації. Значення коефіцієнтів для Darcy- та Non-Darcy-компонентів було внесено для кожної свердловини окремо. Для побудови прогнозу було використано опцію «Manifold Pressure per Well Model», яка враховує тиск у колекторному колекторі (manifold pressure) для кожної свердловини. Застосування цієї функції дозволило врахувати вплив умов збору продукції на динаміку роботи свердловини, що суттєво підвищує точність прогнозних розрахунків. Таким чином, модель відображала не лише пластові умови, але й реальні експлуатаційні фактори (Рис. 3.15).

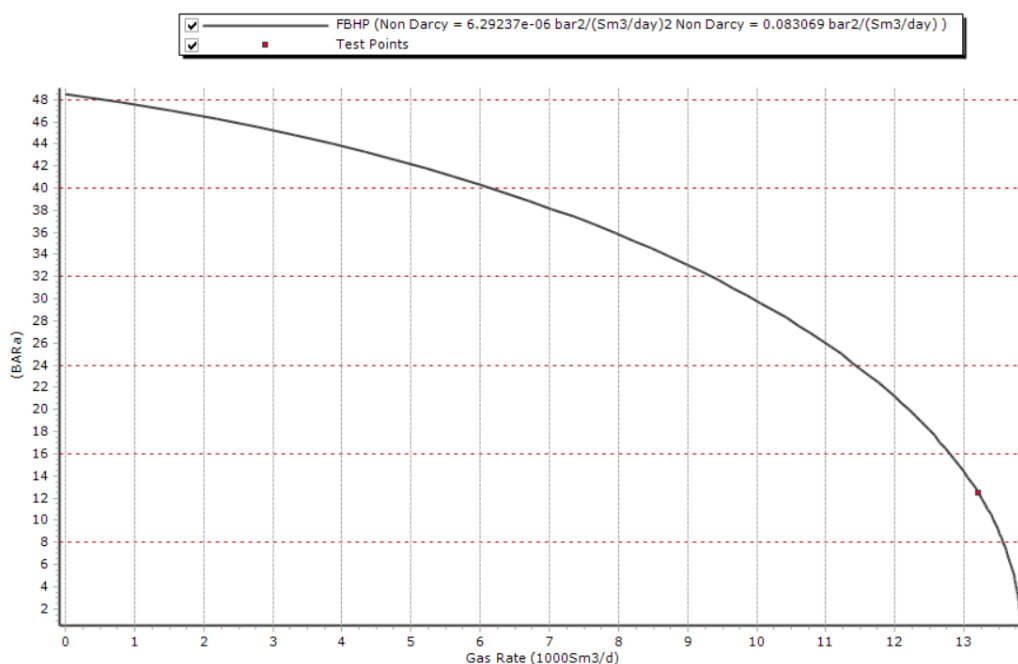


Рисунок 3.15- Побудова IRP для інтегрування в модель

У створеній матеріально-балансовій моделі MBAL кольматація приви́бійної зони враховується через параметр скін-фактора (S), який задається для кожної свердловини індивідуально на основі результатів гідродинамічних досліджень (КБТ). У моделі PROSPER скін-фактор інтегрується в рівняння припливу Джонса (Jones Reservoir Model) як складова загального перепаду тиску між пластом та вибоєм. Для прогнозних розрахунків використовувався постійний скін-фактор для кожної свердловини, визначений за результатами післяопераційних досліджень.

За методикою прогнозування дебіту описаної в розділі 2.2, шляхом порівняння прогнозних дебітів з фактичними отриманими після ГРП (Таб. 3.1), виконано зворотне калібрування моделі в Prosper для кожної свердловини, яке дозволило уточнити такі параметри, як пластовий тиск, реальну проникність та скін-фактор.

Також для кожної свердловини, були занесені дані історії падіння пластового тиску та накопиченого видобутку (Рис. 3.16).

Well 11

+

-

×

☐ Disabled

Setup

Production History

Production Allocation

Relative Permeability

	Time	Reservoir Pressure	Cum Gas Produced	Cum Wat. Produced
	d.m.y h.m.s	BARa	MSm3	m3
1	01.02.2020 00:00:00	49,0041	0	
2	01.10.2020 00:00:00	40,6348	2,889	
3	01.06.2021 00:00:00	38,6489	5,722	
4	01.05.2022 00:00:00	36,6114	9,312	
5	01.08.2024 00:00:00	30,1906	16,713	
6				
7				
8				
9				
10				
11				
12				
13				
14				
15				
16				
17				

11

111

121

131

161

171

21

31

41

71

81

91

Рисунок 3.16- Занесення даних по падінні пластового тиску та накопиченого видобутку

Після побудови всіх свердловин. та занесення всіх даних по свердловинах, побудовано криві накопиченого видобутку газу по родовищі та падіння пластового тиску (Рис.3.17).

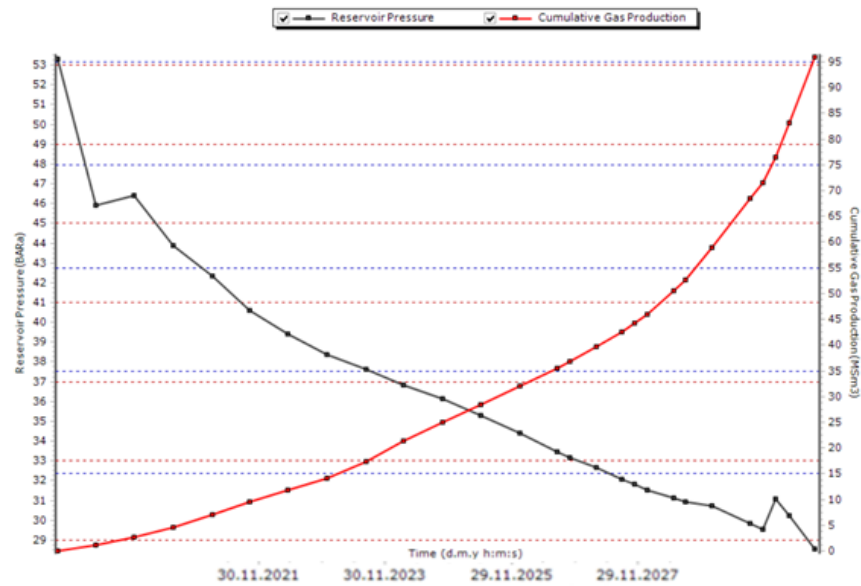


Рисунок 3.17 – Залежність пластового тиску та накопиченого видобутку газу від часу розробки родовища

Таким чином, у модель було інтегровано повний набір індивідуальних характеристик кожної свердловини, що дозволило адекватно відтворити умови припливу газу з продуктивного горизонту Х-3 та провести подальший аналіз ефективності розробки родовища.

Якщо, проанізувати графік, бачимо, що накопичений видобуток по свердловинах збігається з даними по реально видобутих запасах. Зростання тиску на графіку відбувається через, буріння та введення нових свердловин, які охоплюються ділянки з пластовим тиском, який не дронується іншими свердловинами.

3.3.2 Моделювання видобутку на 10 років

Моделювання проводилось із використанням опції Predict – Manifold Pressure per Well Model, що забезпечило розрахунок тиску в колекторі на основі індивідуальних моделей роботи кожної свердловини з урахуванням їхніх гідродинамічних характеристик та режимів експлуатації.

Калібрована модель дала змогу відтворити історію видобутку родовища та підтвердити відповідність розрахункових даних фактичним результатам експлуатації. На цій основі було здійснено прогнозування видобутку газу та зміни

пластового тиску на наступні п'ять років. Такий підхід дозволив оцінити потенційні обсяги кумулятивного видобутку та динаміку виснаження запасів у часі.

У результаті проведеного моделювання в програмному середовищі MBAL були отримані прогностні дані щодо зміни основних параметрів розробки родовища у період з 2025 по 2035 роки (Рис.3.18). Модель дозволила простежити динаміку падіння середньорезервуарного тиску, зростання коефіцієнта газовилучення та поступове зниження дебітів.

Run Production Prediction

Done Cancel Help Report Layout Plot Calc Save Add Plot

Stream Prediction

Time	Reservoir Average Pressure	Gas Recovery Factor	Gas Rate	Avg Gas Rate	Mole % H ₂ S	Mole % CO ₂	Mole % N ₂	Cum Gas Produced	Number of Producers
d.m.y h.m.s	BARa	percent	1000Sm ³ /d	1000Sm ³ /d	percent	percent	percent	MSm ³	
01.01.2025 00:00:00	28.5621	48.5723	77.4477	53.4274	0.01	0.4269	0.9839	95.9556	12
01.01.2026 00:00:00	22.5019	59.9037	52.3404	61.3296	0.01	0.4269	0.9839	118.341	12
01.01.2027 00:00:00	18.315	67.5997	35.8263	41.6536	0.01	0.4269	0.9839	133.544	12
01.01.2028 00:00:00	15.3872	72.9172	25.0894	28.7804	0.01	0.4269	0.9839	144.049	12
01.01.2029 00:00:00	13.2649	76.7384	18.3441	20.6257	0.01	0.4269	0.9839	151.598	12
01.01.2030 00:00:00	11.7111	79.5187	13.5711	15.048	0.01	0.4269	0.9839	157.091	12
01.01.2031 00:00:00	10.5483	81.5897	9.96226	11.2086	0.01	0.4269	0.9839	161.182	12
01.01.2032 00:00:00	9.66948	83.1493	7.81216	8.44153	0.01	0.4269	0.9839	164.263	12
01.01.2033 00:00:00	8.98019	84.3693	6.07631	6.58507	0.01	0.4269	0.9839	166.673	12
01.01.2034 00:00:00	8.42596	85.3482	4.97041	5.29792	0.01	0.4269	0.9839	168.607	12
01.01.2035 00:00:00	7.97774	86.1384	4.20444	4.27711	0.01	0.4269	0.9839	170.168	12

Рисунок 3.18 – Дані по прогностному видобутку

Зокрема, середньорезервуарний тиск знизився з 28,56 бар у 2025 році до 7,7 бар у 2035, що відображає процес виснаження пласта. Одночасно коефіцієнт газовилучення зріс з 48,57 % до 86,55 %, підтверджуючи ефективність розробки з ГРП та поступове вилучення запасів.

Таким чином, результати моделювання відображають реалістичну картину поступового виснаження досліджуваного газового родовища та можуть бути використані для оцінки залишкових запасів, планування подальшої стратегії буріння та вибору методів інтенсифікації видобутку(Рис.3.19).

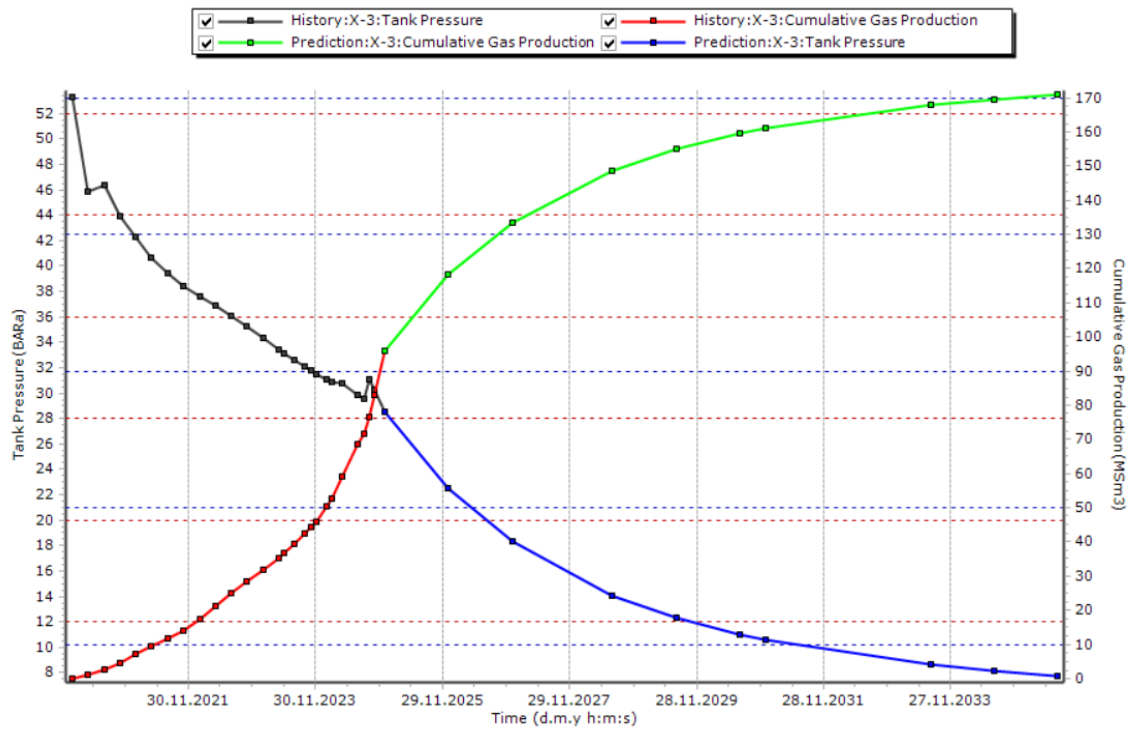


Рисунок 3.19 – Графік прогнозу видобутку по родовищу X-3

Результати моделювання та порівняльного аналізу стали основою для формування практичних рекомендацій щодо підвищення ефективності подальшої розробки родовища та вибору найбільш доцільних технологій стимуляції. Наступним етапом буде економічний розрахунок доцільності застосування ГРП на даному родовищі.

3.4 Розрахунок економічної доцільності проведення гідравлічного розриву пласта в умовах українських газових родовищ

3.4.1 Теоритичне обґрунтування розрахунків

Економічна доцільність проведення гідравлічного розриву пласта на газових і газоконденсатних родовищах є визначальним фактором прийняття інвестиційних рішень на етапі планування та реалізації технологічних заходів інтенсифікації видобутку. В умовах виснаження традиційних покладів, зростання глибини залягання продуктивних горизонтів і підвищення капіталомісткості робіт, технічна ефективність гідравлічного розриву пласта не може розглядатися ізольовано від

його фінансово-економічних наслідків. Саме тому розрахунок економічних показників проекту ГРП має базуватися на комплексній моделі грошових потоків, яка враховує виробничі, податкові, інвестиційні та макроекономічні параметри.

Для адекватної оцінки економіки проведення гідравлічного розриву пласта використовується модель проєктного грошового потоку (Project Free Cash Flow), яка дозволяє кількісно оцінити вплив додаткового видобутку газу та конденсату після ГРП на фінансові результати розробки родовища. В основі такої моделі лежить прогноз річного видобутку газу до та після ГРП. На рисунках 3.20 та 3.21 наведено обсяги видобутку природного газу, виражені в мільйонах кубічних метрів, а також обсяги супутнього видобутку газового конденсату, визначені в тоннах.

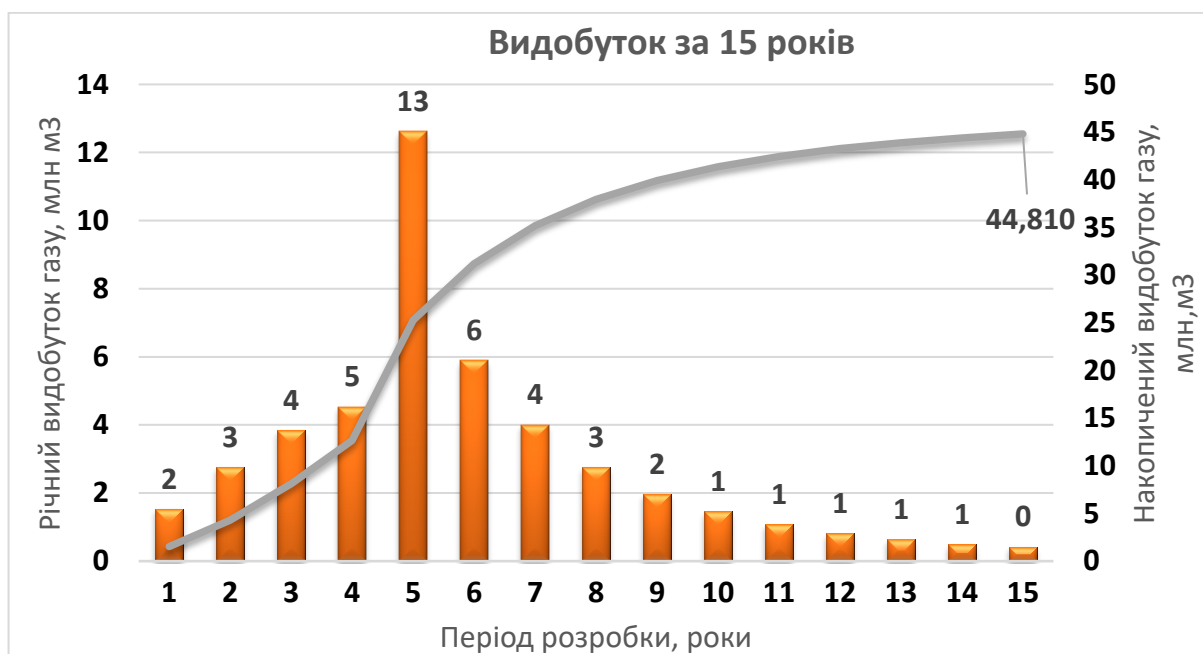


Рисунок 3.20 – Накопичений видобуток газу за 15 років без ГРП

Ці показники формують виробничу базу для розрахунку доходної частини проекту, яка залежить від прийнятих сценаріїв цін на газ у доларах США за 1000 м³ та цін на конденсат у доларах за тонну.

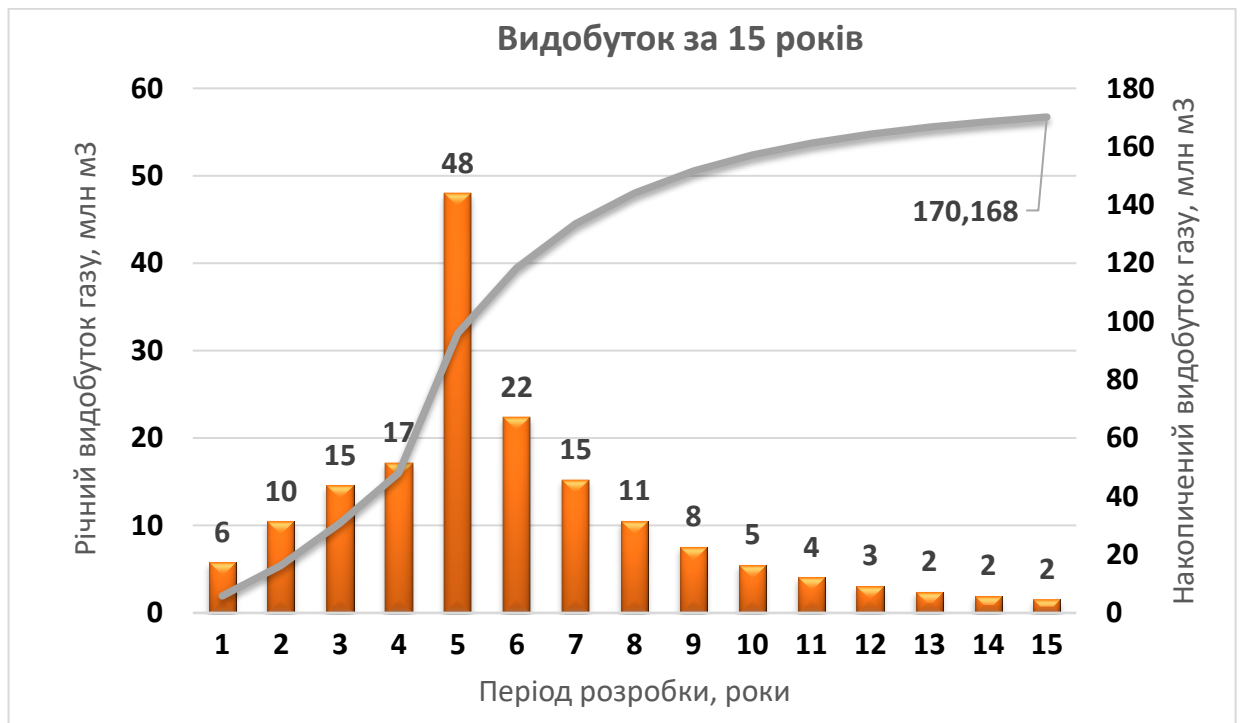


Рисунок 3.21 – Накопичений видобуток газу за 15 років з ГРП

Дохідна частина проекту формується як сума виручки від реалізації газу, розрахованої у мільйонах доларів США, з урахуванням транспортних витрат і операційних витрат, пов'язаних із видобутком, підготовкою та транспортуванням продукції. Сукупні витрати включають операційні витрати на одиницю видобутку, витрати на транспортування газу та конденсату, а також інші експлуатаційні витрати, що забезпечує реалістичне відображення фактичного грошового відтоку в межах проекту.

Важливим елементом економічної моделі є податкове навантаження, яке суттєво впливає на чисті фінансові результати реалізації ГРП. У розрахунках враховуються рентні платежі за користування надрами для видобутку газу та газового конденсату, податок на додану вартість, податок на прибуток підприємств, а також інші обов'язкові платежі відповідно до чинного податкового законодавства. Розмежування податкових платежів за видами продукції дозволяє більш точно оцінити фінансовий ефект проекту та визначити частку державної участі у створеній доданій вартості.

Фінансовий результат проєкту до оподаткування визначається як різниця між доходами від реалізації продукції та сукупними витратами, включаючи амортизаційні відрахування. Амортизація капітальних інвестицій у проведення гідравлічного розриву пласта розглядається як інструмент розподілу капітальних витрат у часі та суттєво впливає на оподатковуваний прибуток. Чистий операційний прибуток формується після врахування податку на прибуток і слугує базою для подальшого аналізу грошових потоків.

Для оцінки інвестиційної привабливості проєкту використовується показник вільного грошового потоку, який визначається як різниця між чистим операційним прибутком з урахуванням амортизації та капітальними витратами на проведення ГРП. Дисконтування грошових потоків із застосуванням ставки WACC дозволяє врахувати часову вартість грошей і ризики, притаманні проєктам інтенсифікації видобутку. На цій основі визначаються дисконтований грошовий потік, його кумулятивне значення, а також інтегральні показники ефективності проєкту.

Комплексна оцінка економічної ефективності проведення гідравлічного розриву пласта здійснюється на основі розрахунку чистої приведеної вартості, внутрішньої норми дохідності, строку окупності, індексу прибутковості та питомих показників, зокрема чистого приведенного доходу на 1000 м³ додатково видобутого газу та газового нетбеку. Окремо оцінюється сукупна частка державних надходжень у структурі грошових потоків проєкту, що дозволяє обґрунтувати фіскальну ефективність застосування технології ГРП.

3.4.2 Розрахунок економіки досліджуваного родовища для базового варіанту та з ГРП

Для розрахунку газу, взято фактична річна ціна на газ в період з 2020 по 2025р, та прогнозна з 2025-2035 рік.

Розрахована внутрішня норма дохідності проєкту становить 68,2 %, що свідчить про надзвичайно високу інвестиційну привабливість проведення гідравлічного розриву пласта на досліджуваному родовищі. Отримане значення

IRR суттєво перевищує середньозважену вартість капіталу, прийняту для проєкту, що означає значний запас фінансової стійкості та низьку чутливість економічного результату до зростання капітальних або операційних витрат. Такий рівень внутрішньої дохідності підтверджує, що ГРП виступає не лише технологічним, але й економічно обґрунтованим інструментом інтенсифікації видобутку. На рисунку 3.22 показано основний проведений розрахунок по економіці проєкту з ГРП.

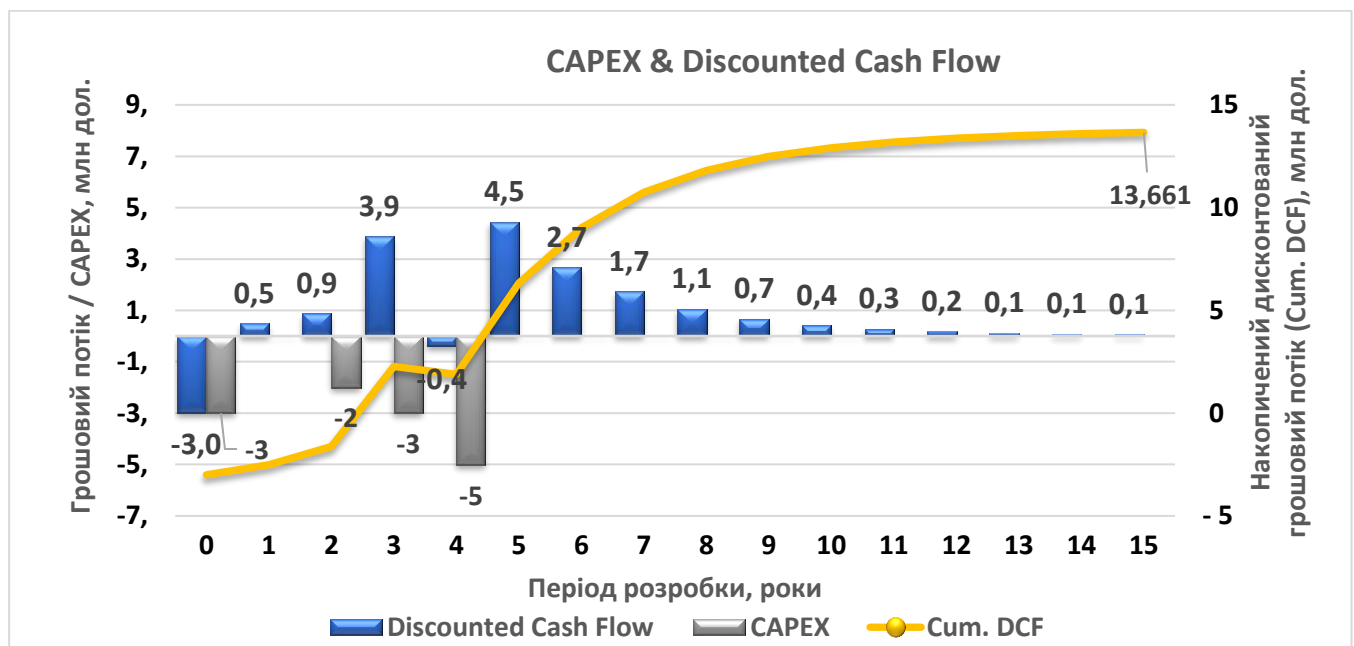


Рисунок 3.22 – Економічна ефективність розробки родовища з ГРП

Чиста приведена вартість проєкту становить 13,661 млн дол. США, що є кількісним підтвердженням створення доданої вартості внаслідок реалізації заходу гідравлічного розриву пласта. Додатне значення NPV означає, що дисконтовані грошові надходження від додаткового видобутку газу та конденсату суттєво перевищують сумарні дисконтовані витрати, включаючи капітальні інвестиції, операційні витрати та податкові платежі. Отриманий результат свідчить про економічну доцільність проєкту в довгостроковій перспективі та його позитивний вплив на вартість активів родовища.

Строк окупності проєкту без урахування дисконтування становить 5,07 року, що є прийнятним значенням для капіталомістких заходів у газовидобувній галузі.

Даний показник відображає період, протягом якого кумулятивний грошовий потік від проєкту компенсує початкові капітальні витрати на проведення гідравлічного розриву пласта. Враховуючи тривалий виробничий цикл газових родовищ, отриманий строк окупності підтверджує раціональність інвестування в технології інтенсифікації видобутку.

Індекс прибутковості проєкту дорівнює 2,05, що означає, що на кожен долар інвестованих коштів припадає понад два долари дисконтованих грошових надходжень. Значення PI, більше за одиницю, свідчить про високу ефективність використання капіталу та дозволяє розглядати даний проєкт як пріоритетний у разі обмежених інвестиційних ресурсів. Цей показник є особливо важливим для порівняльного аналізу альтернативних варіантів інтенсифікації видобутку.

Питома чиста приведена вартість, віднесена до обсягу додатково видобутого газу, становить 80,28 дол. США на 1000 м³, що дозволяє оцінити економічний ефект ГРП у розрахунку на одиницю продукції. Даний показник є зручним інструментом для порівняння ефективності різних свердловин або технологічних сценаріїв, а також для використання в узагальнених економічних моделях розробки родовищ.

Газовий нетбек у розмірі 321,51 дол. США за 1000 м³ відображає фактичний грошовий дохід від реалізації газу після вирахування транспортних витрат, операційних витрат та податкових платежів, пов'язаних безпосередньо з видобутком. Отримане значення нетбеку свідчить про високу маржинальність додаткового видобутку після ГРП та підтверджує здатність проєкту генерувати стабільний позитивний грошовий потік навіть за несприятливих ринкових умов.

Оцінка втрат від затримки реалізації проєкту показала, що один день відтермінування початку робіт призводить до недоотримання грошового потоку в розмірі близько 5 034 дол. США. Цей результат підкреслює чутливість економічної ефективності ГРП до фактору часу та обґрунтовує необхідність мінімізації організаційних і технологічних затримок при впровадженні заходів інтенсифікації видобутку (Рис.3.23).

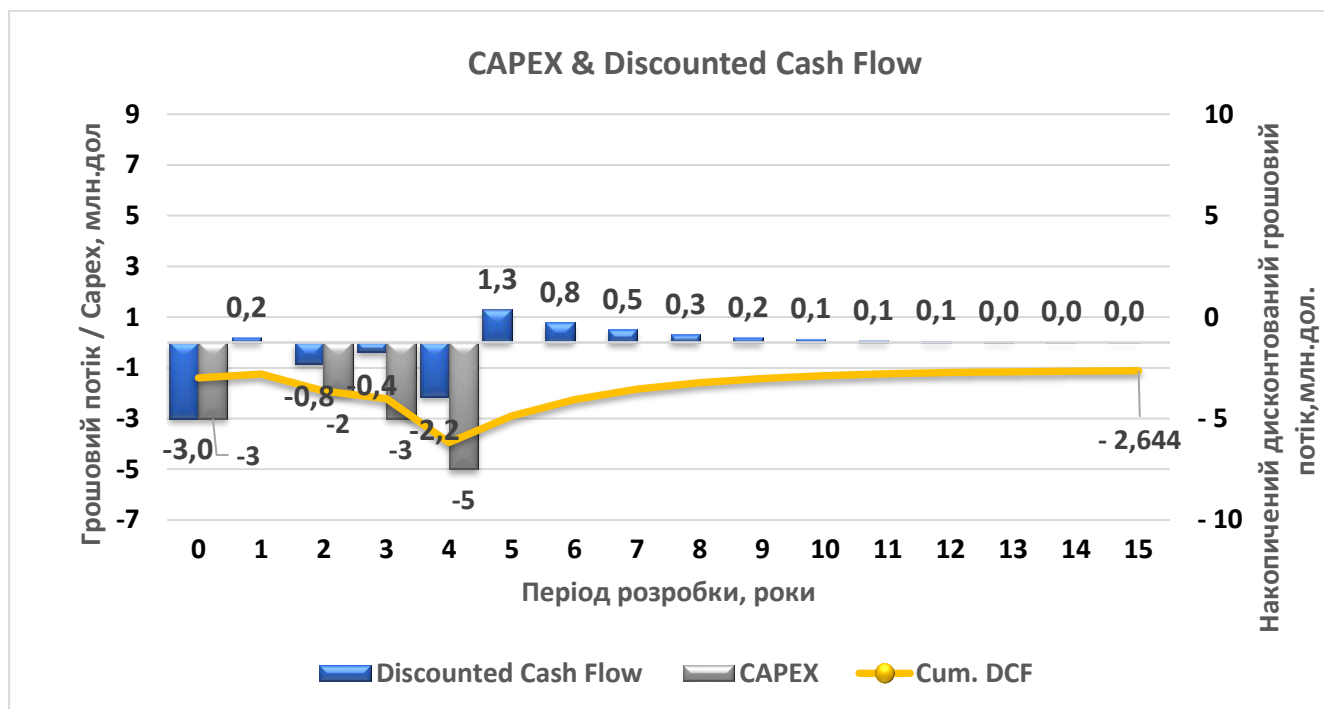


Рисунок 3.23 – Економічна ефективність розробки родовища без ГРП

Після розрахунку економіки з використанням ГРП, аналогічно була порахована економіка без використання ГРП. Основні результати показано в порівняльній таблиці 3.6.

Таблиця 3.6 – Дані основних економічних показників по родовищі

Економічні показники	Без ГРП	З ГРП
IRR	2,3%	68,2%
NPV(чистий дохід)	-2,644	13,661
Payback period (years) - undiscounted	38	5,0744
Profitability index (PI)	0,80	2,05
NPV(\$ per 1000m3)	-59,00	80,28
Gas Netback (\$ per 1000m3)	321,50	321,51
Net loss from 1day delay \$	-974	5 034

У сукупності отримані показники підтверджують, що проведення гідравлічного розриву пласта на досліджуваному родовищі на ранніх стадіях є

економічно ефективним, фінансово стійким і доцільним з точки зору як інвестора, так і держави, що забезпечує вагомі надходження до бюджету та підвищує рівень вилучення вуглеводневих ресурсів.

Таким чином, використання системи показників грошового потоку, податкового навантаження та інвестиційної ефективності забезпечує науково обґрунтований підхід до економічної оцінки проведення гідравлічного розриву пласта на родовищі та створює методичну основу для оптимізації технологічних і фінансових рішень у процесі розробки газових і газоконденсатних покладів.

Висновки до розділу 3

1. У даному розділі розглянуто особливості розробки досліджувального газового родовища та проведено аналіз ефективності застосування різних технологій гідравлічного розриву пласта (ГРП). Виконано інтегрований аналіз історії видобутку газового родовища, що охоплює оцінку застосованих технологій гідравлічного розриву пласта (ГРП), результати діагностичних нагнітальних тестів, регресійні розрахунки та характеристику параметрів утворених тріщин. Історичні дані видобутку та пластових тисків були використані для калібрування матеріально-балансової моделі у середовищі MBAL, що забезпечило узгодження між фактичними та розрахунковими показниками. Проаналізовано операції ГРП із використанням зшитого гелю та технології «slickwater». Результати DFIT та мініфракційних тестів дозволили визначити ключові параметри для корегування дизайну ГРП — довжину, висоту, провідність (FCD), чистий тиск та ефективність рідини.

2. На основі інтегрованих даних побудовано десятирічний прогноз динаміки розробки. Свердловини, оброблені за технологією «slickwater», продемонстрували вищі та стабільніші дебіти у порівнянні з класичними ГРП на зшитому гелі, особливо за умов низьких пластових тисків та своєчасного освоєння. Дослідження підкреслює важливість комплексного поєднання історичного аналізу, діагностики тріщин і регресійних методів із матеріально-балансовим

моделюванням для достовірного прогнозування довгострокової продуктивності. Отримані результати мають практичне значення для оптимізації параметрів ГРП, вибору систем рідин і планування стратегії розробки родовищ з метою максимізації коефіцієнта вилучення газу в умовах виснаження.

3. Накопичений видобуток газу по досліджувальному у родовищі станом на 01.01.2025 р. становить 99,533 млн м³, що складає 48 % від початкових видобувних запасів (197,0 млн м³). На основі матеріально-балансового моделювання у середовищі MBAL відтворено історію розробки та здійснено прогноз на десятирічний період. Результати показали поступове зниження пластового тиску з 28,56 BARa у 2025 р. до 7,74 BARa у 2035 р. та зростання коефіцієнта газовилучення з 48,57 % до 86,55 %. Кумулятивний видобуток досягне понад 170 млн м³, що підтверджує виснажувальний характер покладу і ефективність впровадження ГРП на родовищі.

4. Аналіз результатів проведення ГРП на різних свердловинах показав, що приріст дебітів безпосередньо залежить від пластового тиску. При тиску близько 55 атм (св. №11, №21) прирости становили 9–16 тис. м³/добу, при 50 атм (св. №131, №71, №91) – 6–10 тис. м³/добу, а при 45 атм (св. №161, №171) – не перевищували 6–7 тис. м³/добу. Це свідчить про необхідність проведення операцій інтенсифікації на ранніх етапах розробки.

5. Порівняльний аналіз технологій показав, що в умовах досліджувального родовища застосування технології «Slick-water» забезпечує більш стійке підвищення дебітів (12–16 тис. м³/добу після операцій) у порівнянні з класичним дизайном із закачуванням зшитого гелю та пропанту, результати якого значно варіюють залежно від початкових умов.

6. Нагнітальні тести та мініфракційні випробування підтвердили високу гетерогенність пластових умов, що проявляється у значній варіації градієнта розкриття тріщини (0,119–0,161 атм/м), ефективності рідини (37–60 %) та чистого тиску (10–36 атм).

7. Найбільш сприятливим для забезпечення керованого росту тріщини та мінімізації фільтраційних втрат є режим підтримання чистого тиску в інтервалі 25–35 атм та ефективності рідини на рівні 55–65 %.

8. Економічний розрахунок видобутку родовища показав доцільність швидкого проведення гідравлічного розриву пласта на досліджуваному родовищі.

9. Отримані результати мають практичне значення для оптимізації системи розробки родовища. Вони можуть бути використані для обґрунтування вибору технології ГРП, розробки родовища та планування буріння нових свердловин.

РОЗДІЛ 4

Лабораторні дослідження рідини гідророзриву

4.1 Методика проведення досліджень в лабораторних умовах

У даному розділі проводились лабораторні дослідження, з комбінацією різних рецептур хімічних реагентів та їхньої кількості. Лабораторні дослідження проводилось з метою знаходження оптимальних параметрів рецептури спрямованих на зменшення і уникнення забруднення пласта додатковими продуктами розпаду полімерів. Ставилось за мету досягнення необхідних реологічних властивостей технологічних рідин ГРП, в яких система буде стабільна, буде відновлювати свої реологічні властивості після фазових навантажень та передчасно не руйнуватиметься. Описана покрокова методика проведення тестів із підбору рецептури для рідин гідророзриву. Розглядається підбір хімічного складу рідини гідророзриву на водній основі (Таб. 4.1). В лабораторії проводився тест на підбір оптимальних параметрів рідини гідророзриву на температуру 85 °С. Дана рецептуру була успішно застосована при проведенні ГРП на свердловині [119].

Таблиця 4.1 – Назви хімічних реагентів, які використовувались в дослідженні

№	Компоненти	Склад
S	Стабілізатор солей	Д-Глюконат натрію (80%), кремній діоксид кристалізований (20%)
W	Прискорений зшивач	Етиленгліколь (30%), тетраборат натрію (30%), вода (40%)
D	Повільний зшивач	Улексит (55%), дизельне топливо (45%)
B	Бактерицид	2,2-дибром-2-ціано ацетамід (80%), Глюкат натрія (10%)
N	Гелеутворювач	Гуарова камедь/смола, гуар
G	Стабілізатор Глин	Етиленгліколь (30%), холін бікарбонат (50%), вода (20%)
X	Деемульгатор ПАВ	Суміш ПАВ (75%), вода (20%), Етиленгліколь (5%)
C	Деструктор рідкий	Амоній персульфат
Z	Деструктор капсульований	Капсульований амоній персульфат

Рідина гідророзриву має відповідати наступним вимогам: сумісність з пластом і пластовою рідиною; мінімальні значення тертя; набір необхідної в'язкості, та збереження показника в'язкості протягом усіх етапів ГРП; низький відсоток фільтрації в пласт; максимальний розпад реагентів після проведення ГРП з мінімальною кольматацією пласта; достатня економічна ефективність; здатність транспортувати розклинючий агент у глибину тріщини; здатність створювати

необхідну ширину тріщини; можливість швидкого вилучення рідини після проведеного ГРП та руйнування (деструкції) гелю; у випадку наявності глин, не допущення їх розбухання; можливість запобігання повторного зшивання після деструкції (Moroz et al., 2023) [118,65].

Тести рідини проводяться не тільки в стаціонарних лабораторіях, а й безпосередньо на свердловині, в польовій лабораторії. Якщо вода за всіма критеріями пройшла контроль, до неї додають полімер та інші хімічні речовини, реагенти для отримання лінійного гелю та проводять тест на вміст бактерій, оскільки бувають випадки, що на свердловинах вода стає не придатною для утворення гелю. Проба лінійного гелю не повинна втрачати в'язкість більше ніж 2 сПз на годину. Якщо фіксується дане падіння, потрібно визначити з якої ємності була взята вода для даної проби і зробити її заміну на нову. Контроль якості рідини не припиняється і під час роботи. З кожної стадії відбирається проба лінійного та зшитого гелю, в'язкість та час зшивання повинні бути без відхилень, в разі відхилення в процесі закачування показників рідини, від планових, потрібно провести перепродавлювання рідини в пласт, зупинити, знайти причину та повторно провести роботи по інтенсифікації.

В лабораторії використано наступне обладнання: аерометр, який призначений для визначення густини рідини; блендер, який використовувався для змішування хімічних реагентів; електронні ваги для точного вимірювання кількості хімічних реагентів; вимірювач кислотності з датчиком температури для визначення рН і температури; віскозиметр Ofite (800S Model, Ofite Company, США) для визначення в'язкості; реометр Brookfield (PVS Model, Brookfield Company, США), для визначення в'язкості при заданих пластових умовах. Усі прилади в лабораторії сертифіковані та проходили періодичне калібрування.

Перш за все в лабораторії проводилися дослідження води, на якій в подальшому готувалася рідина розриву. Наступний крок тест по збільшенню в'язкості лінійного гелю та тест на зшивку. Після цього проводилося тестування рідини на реометрі Brookfield (Рис. 4.1), в якому проводився тест на стабільність, на

зсув та на деструкцію. Дослідження води на сумісність з використовуваними хімреагентами здійснювалося по методиці API RP 45 [73], згідно з якою проводилися тестування води на вміст хімічних та механічних домішок, що передбачало наступні пункти.



Рисунок 4.1 – Виконання дослідження на реометрів

Визначення чистоти води, її кольору та прозорості. Визначення вмісту солі: відсоток кількості в воді не повинна перевищувати 1.5%, інакше гель швидко дегідратуватиме. Визначення вмісту заліза (Fe): кількість заліза у воді не повинна становити більше 10 мг/л, при перевищенні цієї кількості фіксується часткове зшивання полімеру, погіршення загальних якостей зшитого гелю. Визначення вмісту натрію (Na^+), калію (K) та хлориду (Cl^-): у разі високого вмісту у воді відбувається перезшивання гелю; значення має бути менше 500 мг/л. Визначення лужності, вміст бікарбонатів (HCO_3^-) вона впливає на гідратацію полімеру і за високих показників збільшує час зшивання гелю. Визначення жорсткості: визначається вмістом кальцію (Ca^{2+}) та магнію (Mg^{2+}) у воді, при великій кількості впливає на час зшивання гелю, збільшуючи його. Визначення вмісту сульфатів (SO_4^{2-}): високий вміст сульфатів сприяє утворенню щільних нерозчинних мінеральних відкладів. Визначення рівня рН, який має бути від 6.0 до 8.0: якщо рН нижче 6.0 це призводить до відсутності зшивання, якщо більше 8.0, то відбувається надто швидке зшивання лінійного гелю. Дослідження проводиться шляхом

занурення у воду смужки лакмусового папірця, універсального індикатора. Через одну-дві хвилини змінений колір індикаторного папірця порівнюють з кольором шкали, яка є в наборі.

Відповідно до теорії полімерних розчинів, критична концентрація переплутування макромолекул гуару для молекулярної маси $\sim 1,5 \times 10^6$ Да становить приблизно 2,5-3,0 кг/м³. Згідно з рекомендаціями API RP 39 [72] та узагальненими даними промислових випробувань [85, 118], оптимальний діапазон концентрацій гуару для пластових температур 70-90 °С становить 2,5-3,5 кг/м³, що і стало основою для планування експерименту. Саме тому дослідження зосереджено на концентраціях 2,8 та 3,0 кг/м³, які забезпечують формування стабільної просторової сітки, необхідної для транспортування пропанту.

З метою загущення води для утворення лінійного гелю (тест на збільшення в'язкості лінійного гелю) проведено 4 тести, з яких 3 тести – з завантаженням гелеутворювача 2,8 кг/м³ та один тест з завантаженням 3,0 кг/м³. Методика проведення досліджень (тестів) наступна: попередньо підібрана вода під ГРП нагрівалася до температури 50 градусів. Далі переміщувалась в стакан блендера в об'ємі 0,5 м³. Додавався гелеутворювач та проводилась гідратація протягом 6,5 хв (Рис. 4.2) за умови, що лопасті в блендері обертаються зі швидкістю 300 об/хв. Тоді гель в об'ємі 400 мл переміщувався в віскозиметр Ofite. Впродовж тесту фіксувалися параметри температури, рівень рН води та гелю, час гідратації і в'язкість до та після додавання гуару.



Рисунок 4.2 – Гідратація гуару в блендері

Методика проведення тесту на зшивку лінійного гелю наступна: лінійний гель переміщувався в стакан блендера в об'ємі 0.5л. Додавався зшивач та проводилась гідратація за умови, що лопасті в блендері обертаються зі швидкістю 2000 об/хв. Після додавання зшивача та хім-реагентів, в лінійний гель, фіксувались температура, час утворення куполу, час закриття воронки, та час зшивки. Для зшивки була проведена комбінація повільного і швидкого боратного зшивача.

Швидкість зсуву (тест зшитого гелю на зсув) має одиниці вимірювання об/хв. Для вимірювання швидкості зсуву використовувався реометр Brookfield. У реометрі використовується чашка, що обертається, і нерухомий шток із зазором між ними, що імітує перехід потоку. Швидкість обертання чашки надає швидкість зсуву, а шток вимірює напругу зсуву або силу опору, що діє на стінки чашки та штока (Montgomery, 2013) [67]. Це визначається шляхом вимірювання крутного моменту на штоці. Швидкість зсуву – це відносна швидкість між нерухомим штоком і чашкою, що обертається, поділена на розділову щілину.

В тестуванні проба після тесту на зшивку переміщалася в чашу і зсувалася з постійною швидкістю 100 об/хв, поки температура доводиться до рівноваги. Після нагрівання рідини, оберти збільшувалися до 500 об/хв. Так повторювалося щонайменше 4 рази у діапазоні 100 – 500 об/хв. Для проведення досліджень використано хімічний склад, наведений в таблиці 4.1 та виконано тести 1, 2, 3, 4 з загрузками хім реагентів які зазначені в таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 –Загрузка хімічних реагентів, тест 1-4

№	Тест 1	Тест 2	Тест 3	Тест 4
N, кг/м ³	2,8	2,8	2,8	3,0
G, л/м ³	2,0	2,0	2,0	2,0
X, л/м ³	1,0	1,0	1,0	1,0
S, кг/м ³	-	0,6	0,5	0,5
D, л/м ³	2,5	2,5	2,2	2,2
W, л/м ³	1,0	1,0	1,0	1,0

Основними етапами тестування на стабільність зшитого гелю були наступні. Бралась проба зшитого гелю та переміщалася на реометр Brookfield. У камері де знаходиться проба відтворюються пластові умови, тиск та температура, які будуть

максимально наближені до тих, які виникають під час гідравлічного розриву. В процесі впливу необхідно відстежувати зміни у структурі та властивостях гелю, чи стабільно поводить себе система протягом 1 години часу. Після закінчення впливу необхідно проаналізувати результати тестування. Якщо гель залишився стабільним та зберіг свої властивості, то його можна використовувати в процесі гідравлічного розриву пласта. Якщо ж знайдено ознаки руйнування, то необхідно змінити рецептуру гелю та провести повторне тестування. Так як цю рідину підібрано для свердловин з високою температурою, то проведено 3 тести (5, 6, 7) на стабільність при температурі 85 °С з параметрами, наведеними в таблиці 4.3.

Таблиця 4.3 – Загрузка хімічних реагентів, тест 5-7

№	Тест 5	Тест 6	Тест 7
N, кг/м ³	2,8	3,0	2,8
G, л/м ³	2,0	2,0	2,0
X, л/м ³	1,0	1,0	1,0
S, кг/м ³	0,5	0,5	0,6
D, л/м ³	2,2	2,2	2,5
W, л/м ³	1,0	1,0	1,0

Тест на деструкцію зшитого гелю проводиться так само, як тест на стабільність, але при цьому додаємо деструктор. Для деструкції використано рідкий (Z) і капсульований (C) деструктор (Таб. 4.4).

Таблиця 4.4 – Загрузка хімічних реагентів, тести 8-10

№	Тест 8	Тест 9	Тест 10
N, кг/м ³	2,8	3,0	2,8
G, л/м ³	2,0	2,0	2,0
X, л/м ³	1,0	1,0	1,0
S, кг/м ³	0,5	0,5	0,6
D, л/м ³	2,2	2,2	2,5
W, л/м ³	1,0	1,0	1,0
Z, кг/м ³	0,2	0,2	0,2
C, кг/м ³	0,035	0,015	0,07

Для оцінки кольтатаційної здатності залишків деструкції проводили визначення маси нерозчинного осаду. Зразок зруйнованого гелю фільтрували через

паперовий фільтр (діаметр пор 2,5 мкм), промивали дистильованою водою, висушували при 105 °С до постійної маси та зважували з точністю $\pm 0,1$ мг.

4.2 Результати підбору рецептури рідини гідророзриву

Проведене дослідження спрямоване на аналіз хімічного складу та ефективності рідин для гідророзриву пласта, зокрема, розглядається вплив полімерних систем, зшиваючих агентів, біоцидів, і інших компонентів.

Дослідження води на сумісність з використовуваними хімреагентами. Для проведення ГРП потрібна велика кількість води. Необхідно щоб вода з певного джерела, відповідала певним допустимим показникам. Для цього перед кожною операцією ГРП воду з кожного джерела доставляють до лабораторії та проводять ряд тестів. На рисунку 4.3 наведено забарвлення індикатора (стрілка зліва) після реагування його з водою та порівняння з кольором шкали (стрілка зправа).

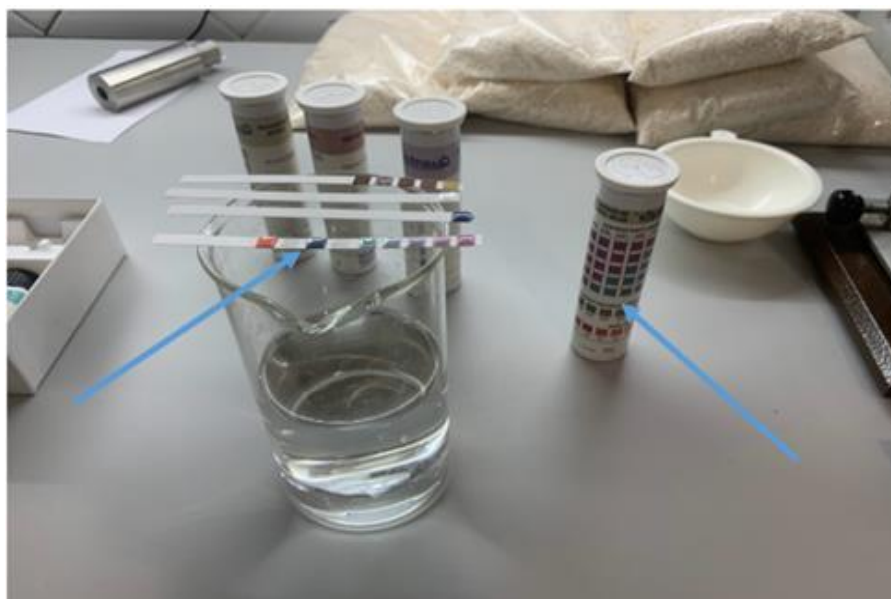


Рисунок 4.3 – Дослідження води на вміст речовин

Результати вмісту бікарбонатів кальцію і магнію, сульфатів, хлоридів, фосфатів і іонів заліза в рідині, яка використовувалась в наступних тестах наведені в таблиці 4.5.

Таблиця 4.5 – Дослідження води на вміст домішків

Показник	Одиниця виміру	Результат	Норма
Густина (25 °C)	г/см ³	0,998	1,005
pH	-	7,7	5-8,6
Na ⁺ , K ⁺	мг/л	378,8	<500
Ca ²⁺	мг/л	12	<500
Mg ²⁺	мг/л	1	<500
Fe	мг/л	0	<8
SO ₄ ²⁻	мг/л	80,3	<100
Cl ⁻	мг/л	310,5	<1000
HCO ₃ ⁻	мг/л	410,7	<600

Можна зробити висновок, що дана вода підходить для приготування технологічної рідини для ГРП проведення наступних тестів за методикою API RP 39 [72].

Тест на збільшення в'язкості лінійного гелю. Традиційно, для надання рідині розриву необхідних реологічних властивостей, використовують полімерні системи на основі гуару. Незважаючи на їх широке застосування, для подібних систем властиві недоліки, пов'язані зі зміною в'язкості в процесі закачування. Актуальною проблемою є недостатня швидкість відновлення в'язкості після зміни режиму потоку (з насосно-компресорних труб в експлуатаційну колону, з колони у отвори перфорації) та передчасного руйнування гелю. Існує проблема забруднення пласта, продуктами розпаду полімерів. Особливо це актуально при високих пластових температурах в свердловині. Лінійний гель – це рідина на водній основі, яка штучно загущена з використанням хімічних реагентів на основі гуару. Гуар – це довгий полімерний ланцюг, складений з манозної сахарози, галактози, які називаються полісахаридами. Після добавки його у воду відбувається збільшення в'язкості рідини. Збільшення в'язкості необхідне для забезпечення ефективної здатності лінійного геля переносити пропант. Результати даних досліджень показують, що даний гуар при даних завантаженнях набирає необхідну в'язкість і дану концентрацію можна використовувати для наступних тестів. В таблиці 4.6 наведені результати дослідження чотирьох проб по збільшенню в'язкості лінійного гелю після додавання в нього гуару.

Таблиця 4.6 – Дослідження лінійного гелю на блендері, тести 1, 2, 3, 4

Показник	Значення			
	Тест 1	Тест 2	Тест 3	Тест 4
Температура води, °C	50	49,7	52	53
Рівень pH води	7,70	7,9	7,9	7,8
Рівень pH лінійного гелю	8,10	8,1	8,1	8,2
В'язкість, сП	13	13	13	14,5
Час гідратації, хв	6,5	6,5	6,5	6,5
В'язкість після 2 годин, сП	16,5	16,7	16,5	18

У зв'язку з високою температурою та умов свердловини, під яку готувався даний гель необхідно було збільшити в'язкість і додати зшивач, щоб уникнути передчасного осідання пропанту на вибої і отримання стопу.

Тест на зшивку лінійного гелю. Зшитий гель складається з тих самих матеріалів, що й лінійний гель, але при цьому додають зшиваючий агент, який збільшує в'язкість лінійного гелю з менш ніж 10сП до діапазону 100 або 1000 сП. Вища в'язкість збільшує ширину тріщини, щоб вона могла сприймати вищі концентрації пропанту, зменшує втрати рідини для підвищення ефективності рідини, покращує здатність рідини до транспортування пропанту та зменшує тиск тертя. З досвіду приготування рідин, якщо відбувається передчасне утворення/зникнення воронки або цей час не настає довше 40 сек, дослід потрібно проводити з іншими концентраціями, так як гель не буде стабільним. Час зшивання рідини гідророзриву важливий елемент в процесі закачки, оскільки час зшивки має бути меншим, ніж час проходження рідини з поверхні до пласта (Таб. 4.7).

Таблиця 4.7 – Дослідження зшитого гелю на блендері, тести 1, 2, 3, 4

Показник	Значення			
	Тест 1	Тест 2	Тест 3	Тест 4
Утворення / зникнення воронки / час зшивки, с	12/15/1,15	25/30/3,30	20/25/3,15	15/20/1,50
Температура зшитого гелю, °C	40	40,5	42	40
Рівень pH зшитого гелю	8,41	8,49	8,42	8,45

Тест зшитого геля на зсув. Це тестування проводиться для визначення стабілізації системи під час зсувових навантажень в процесі закачки. А саме вихід гелю з насосно-компресорної труби (НКТ) в експлуатаційну колону та

проходження через перфорацію в пласт. Напруга зсуву рідини дорівнює силі опору на пластинах, поділеній на площу пластин, і має одиниці напруги або тиску (наприклад, psi). Швидкість зсуву (або градієнт швидкості) — це відносна швидкість двох пластин, поділена на відстань між пластинами.

Реометр Brookfield, який використовувався в дослідженні, розроблений для проведення вимірювань в умовах підвищеного тиску та температури та використовується для контролю та керування якістю при реологічних випробуваннях. Реометр призначений для вимірювання в'язкості рідких ньютонівських середовищ, а також побудови та реєстрації реологічних кривих неньютонівських середовищ при високих тисках та температурах. Після проведення тесту на зсув рідина повинна мати низьку чутливість до зсуву. Час відновлення в'язкості гелю до 400 сПз, після зниження швидкості зсуву, не повинен становити: початок відновлення в'язкості 5 сек. та повне відновлення в'язкості 1 хв. На рисунку 4.4 змодельовано вихід гелю з НКТ в експлуатаційну колону (ділянка 1) та вхід гелю в тріщину через перфораційні отвори (ділянка 2).

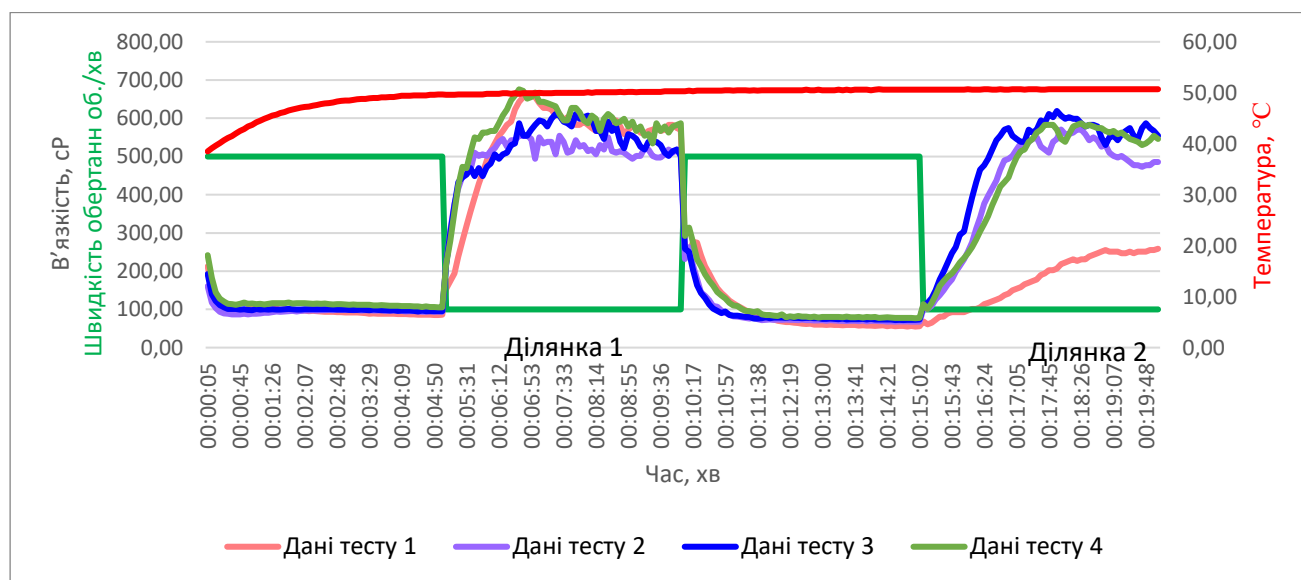


Рисунок 4.4 – Тести на зсув зшитого гелю

Перший дослід показав негативний результат, оскільки гель після зміни швидкості на ділянці 2 не відновив свої реологічні властивості (дані Тесту 1). Після

добавлення стабілізатора солей система почала відновлювати свої характеристики і набрала необхідну в'язкість (дані тестів 2, 3, 4). Так як Тест 3 найкраще відновлює свої характеристики, то з даною рецептурою проводилося дослідження на стабільність гелю.

Тест на стабільність зшитого гелю. Тест на стабільність зшитого гелю проводиться для того, щоб переконатись, що система буде поводити себе стабільно і не втрачати в'язкість впродовж процесу закачки. Під час ГРП в'язкість рідини не повинна знижуватися менше 400 сПз, так як це мінімальна в'язкість рідини ГРП, яка здатна утримувати пропант у зваженому стані. Результати проведеного тестування наведені на рисунку 4.5.

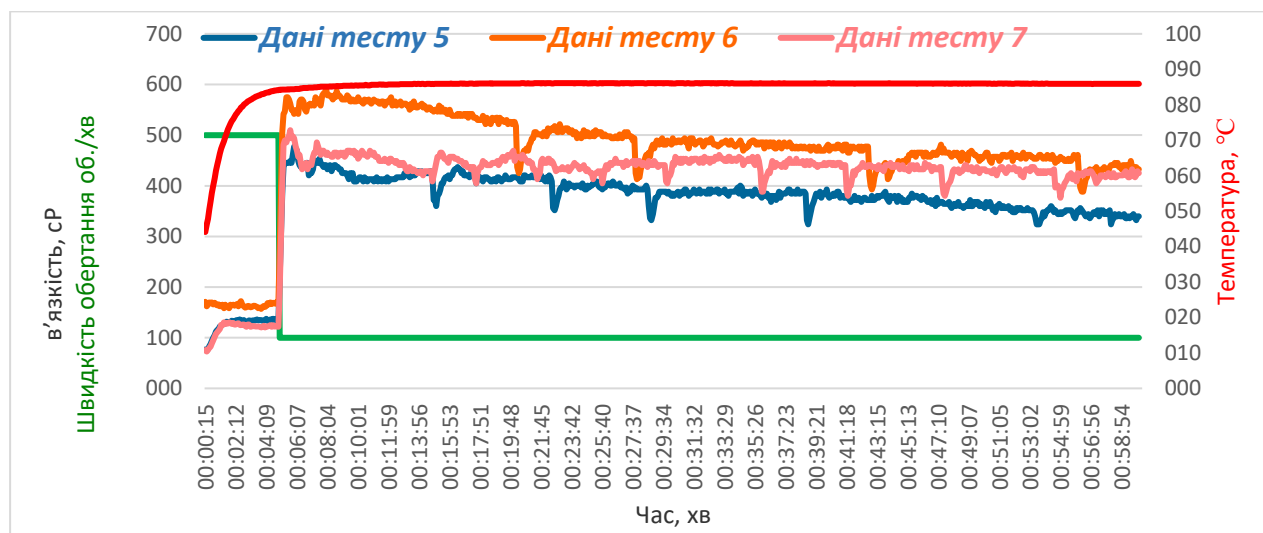


Рисунок 4.5 – Тести на стабільність зшитого гелю

Отримані значення до встановлення на реометр наведені в таблиці 4.8.

Таблиця 4.8 – Дослідження на блендері, тести 5-7

Показник	Значення		
	Тест 5	Тест 6	Тест 7
Температура води, °C	53,4	52,2	54
Рівень pH води	7,70	7,8	7,78
Рівень pH лінійного гелю	8,08	8,1	8,2
В'язкість, сП	13	15	13
Час гідратації, хв	6,5	6,5	6,5
Час зшивки / утворення /зникнення воронки, с	17/19/2	17/22/1,40	17/20/2
Температура зшитого гелю, °C	43	42	43
Рівень pH зшитого гелю	8,40	8,4	8,4

Можна зробити висновок, що дані системи поведуть себе стабільно упродовж певного часу в межах 350 – 600 сПз, Тест 5 показав, що низька концентрація гуару призводить до падіння в'язкості на 100 сПз. Якщо збільшити вміст гуару у тесті 6, то досягається збільшення в'язкості на початку, але відбувається зменшення в'язкості в часі на 150 сПз. В тесті 7 досягнуто менше падіння в'язкості (тільки на 50 сПз) при меншій концентрації гуара, за рахунок збільшення стабілізатора солей з 0,5 на 0,6 кг/м³ та концентрації повільного зшивача з 2,2 л/м³ до 2,5 л/м³. Дані системи стабільні, тому проводяться наступні тести на деструкцію.

Тест на деструкцію зшитого гелю. Цей тест – це важливий етап в процесі підготовки до гідравлічного розриву пласта, що дозволяє переконатися в тому, що гель зруйнується після закінчення робіт та не залишиться у в'язкому вигляді у пласті. Деструктори є повільної дії (капсульований) і швидкої дії (живий). Діюча рідина персульфат амонію. Часто доводиться проводити комбінацію швидкого і повільної дії для отримання бажаного результату. В таблиці 4.9 показано параметри тестів 8 – 10 на блендері.

Таблиця 4.9 – Дослідження на блендері, тести 8 – 10

Показник	Значення		
	Тест 8	Тест 9	Тест 10
Температура води, °С	42	45	46
Рівень рН води	7,90	7,96	7,92
Рівень рН лінійного гелю	8,04	8,16	8,11
В'язкість, сП	13,5	13	13
Час гідратації, хв	6,5	6,5	6,5
Час зшивки / утворення / зникнення воронки, с	16/18/1,40	12/15/1,30	17/20/2
Температура зшитого гелю, °С	37	40	43
Рівень рН зшитого гелю	8,30	8,32	8,3
Масова частка нерозчинного осаду, %	10,2	12,3	8,7

З рисунка 4.6 випливає, що час повної деструкції гелю становить 20 хв, 30 хв та 1 годину 20 хв. (дані тестів 8-10). Залежно від кількості пропанту на 1 м³ та об'єму закачування, треба вийти на такий час, щоб гель передчасно не руйнувався в процесі закачки. Також після продавки гелю в пласт, необхідно, щоб він одразу ж почав деструкцію.

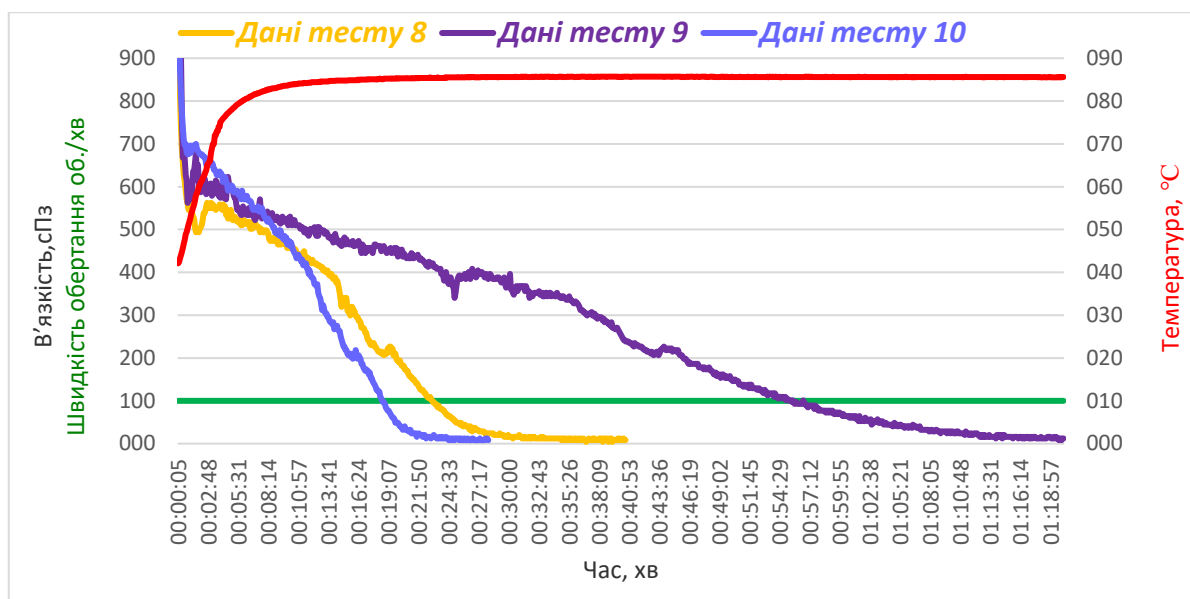


Рисунок 4.6 – Проведення тесту на деструкцію на реометрі

Із завантаженням гуару $2,8 \text{ кг/м}^3$ та додаванням живого брейкера в кількості 0.035 кг/м^3 у тесті 8, можна провести невеликий об'єм закачки в пласт. Для більших об'ємів закачування потрібно буде збільшувати концентрацію гуару до 3.0 кг/м^3 згідно з тестом 9 та зменшувати концентрацію живого брейкера. Великий вміст живого брейкера (тест 10) зменшує час закачки і виникає ризик передчасної деструкції.

Згідно з галузевими стандартами [51, 72], вміст нерозчинного залишку після деструкції не повинен перевищувати 15% від початкової маси полімеру. Отримані значення тестів 8, 9, 10 відповідають цій вимозі.

Аналізуючи вплив концентрації гуару на в'язкість лінійного гелю, було виявлено, що збільшення концентрації гуару сприяє підвищенню в'язкості гелю, що в свою чергу забезпечує ефективніше транспортування пропанту.

Додавання стабілізатора солей виявилося ефективним для підвищення стабільності гелю при високих температурах, що узгоджується з роботами (Khan *et al.*, 2021) [102]. Це підкреслює значення комплексного підходу до формування хімічного складу рідини для гідророзриву.

Інший аспект дослідження торкнувся аналізу деструкції зшитого гелю. Встановлено, що використання комбінації швидкодіючих і повільних деструкторів дозволяє досягти контрольованого розпаду гелю, що відповідає вимогам ефективної роботи ГРП.

В дослідженні доведено, що при меншому завантаженні гуару, можна зберігати необхідно вязкість, що в свою чергу призведе до зменшення забруднення пласта після розпаду гелю. Тому знайдені рецептури, а саме кількить хім. реагентів в тестах 8-10 можна використовувати при створенні дизайну проведення ГРП.

До рідини ставилась вимога, щоб в'язкість була вище 450 сПз, не падала протягом періоду закачки та відновлювала в'язкість до цієї величини після зсувових навантажень. Вдало підібрана рецептура хім. реагентів забезпечила стабільну в'язкість.

На основі порівняльного аналізу можна зробити висновок, що авторські дослідження вносять значний вклад у розуміння взаємодії хімічних компонентів у рідинах для гідророзриву та їх вплив на ефективність процесу. Однак, ідентифіковані відмінності вказують на потребу подальших детальних досліджень для розробки оптимальних рецептур рідин, з урахуванням різноманітних реагентів.

Таким чином, рецептури з використанням хімічних реагентів тестів 8-10 можна успішно використовувати для планування процесу гідравлічного розриву пласта.

4.3 Результати промислових випробувань рідини

Після розроблення та тестування рецептури в лабораторії, вибрано свердловину-кандидата під ГРП та випробувано досліджувану рецептуру. Результати промислових досліджень, моделювання та отриманих результатів, показали доцільність використання даної рецептури в умовах українських родовищ.

4.3.1. Дані по свердловині: Глибина свердловини 3390 м; інтервал перфорації 3366-3376 м, перфораторами ЗПК-62м 18 spm; В таблиці 4.10 та 4.11 зазначена конструкція свердловини та компоновка ліфта насосно-компресорних труб, які

були спущені в свердловину . Об'єм наземної лінії: 2 м, об'єм стовбура св-ни: 15,8 м³, Об'єм ліфту НКТ: 14,34 м³;

Таблиця 4.10 Конструкція свердловини:

Колона	Діаметр, мм	Інтервал, м	ВПЦ
Кондуктор	508	0-251	До гирла
Технічна колона	340	0-2165	До гирла
Технічна колона	245	0-2967	До гирла
Експлуатаційна колона	178	0-3474	До гирла

Таблиця 4.11 Компоновка ліфту НКТ:

Елемент компоновки	Ø зовн, мм	Ø внут., мм	Довжина секції, м	Об'єм, м ³
Воронка	108	76	0,154	
НКТ Ø 88,9*7,34	88,9	74,22	9,38	0,04
Перехідник	90	61	0,2	
Пакер	149,2	63,5	2,00	0,01
Перехідник	108	63	0,2	
НКТ Ø 88,9*7,34	88,9	74,22	3304	14,29

4.3.2 Геологічні дані по свердловині : тип пласта – пісковик газонасичений; ефективна товщина- 3 м; скін – 10; проникність - 0,3 мД; температура - 78 С; пористість – 11%. Каротаж зображений на рисунку 4.7. Дані по ГДС були завантаженні в програмне забезпечення MFRAC для моделювання градієнтів напружень в стволі свердловини, модуля Юнга, Коеф. Пуасона.

Згідно аналізу даних ГДС, попередньо було оцінено тиски під час закачування ГРП до 700 атм.

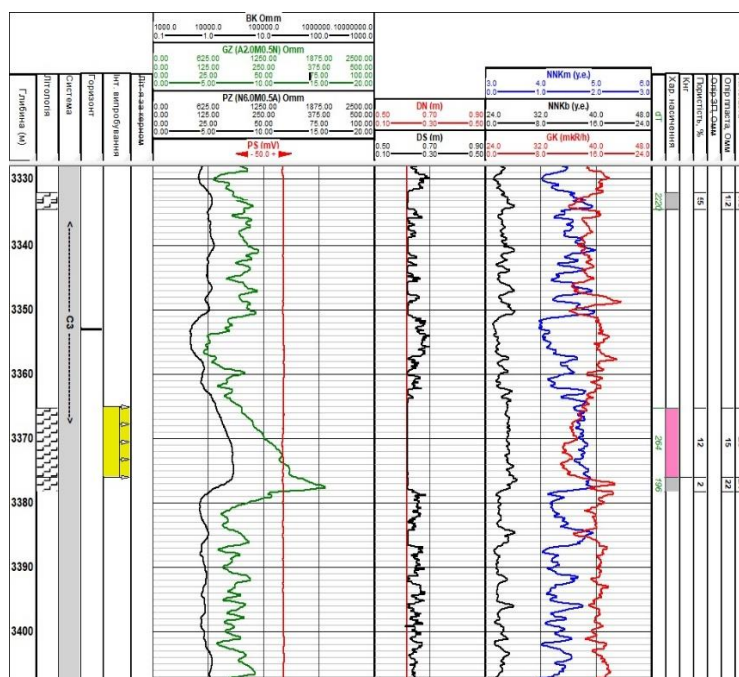


Рисунок 4.7 – Вибір об'єкта під гідравлічний розрив пласта

На рисунку 4.8 зображено інтерпретацію каротажу в програмному комплексі MFrac.

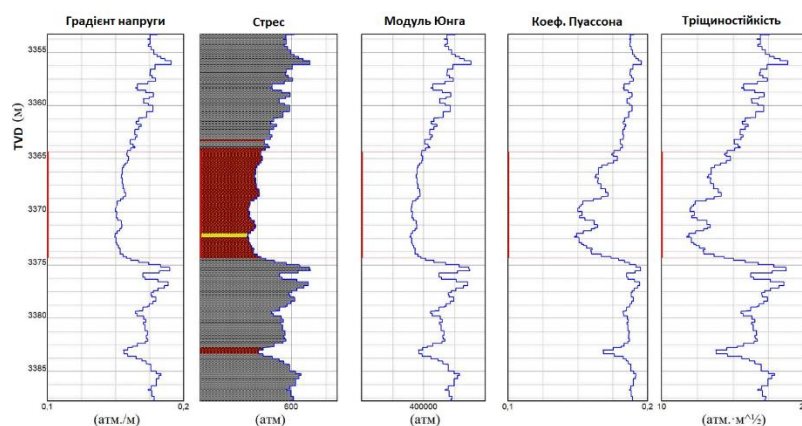


Рисунок 4.8– Інтерпретація даних ГДС

4.3.3 Короткий опис плану робіт з ГРП по свердловині.

1. Розробити рецептуру в лабораторії, згідно параметрів продуктивного пласта та умов свердловини.
2. Підготувати свердловинне обладнання до проведення ГРП. Провести проробку колони під спуск пакера. Спустити на НКТ 88,9 мм та встановити пакер на глибині 3315м.

3. Провести перфорацію горизонту перфораторами ЗПК-62м 18 spm;
4. Провести гідравлічний розрив пласта на розроблений рецептурі;
5. Підняти пакер та технологічне НКТ та спустити експлуатаційне НКТ;
6. Освоїти за допомогою койлтюбінга.

4.3.4. Результати проведеного ГРП

Після підготовки свердловини та території свердловини для проведення ГРП, на свердловині був розміщений флот гідравлічного розриву пласта з всім необхідним обладнанням для проведення операції. Також було завезено технологічну рідину в об'ємі 120м³, яка була основою проведення технологічної операції та необхідну хімію для формування гелю. На свердловині попередньо заколочено 16 м³. Сольового розчину для продавки рідини розриву в пласт.

Всі роботи проводились за попереднім дизайном гідравлічного розриву пласта затвердженим всіма підрозділами. Дизайн проведення робіт був наступний: роботу проводили при витраті насосів - 3 м³/хв. Спочатку було проведено нагнітання «подушки», об'єм якої складає 28 м³ від загального об'єму 85,2 м³. Кількість пропанту - 22 тони, який подають з концентрацією від 100 до 900 кг/м³. На кінцевому етапі провели продавку загеленим сольовим розчином густиною 1,10 г/см³ в об'ємі 15,5м³. Після чого прововели технічну витримку протягом 24 години. Витрату насосів, тиск закачування та концентрація пропанту під час закачування зображено на рисунку 4.9.

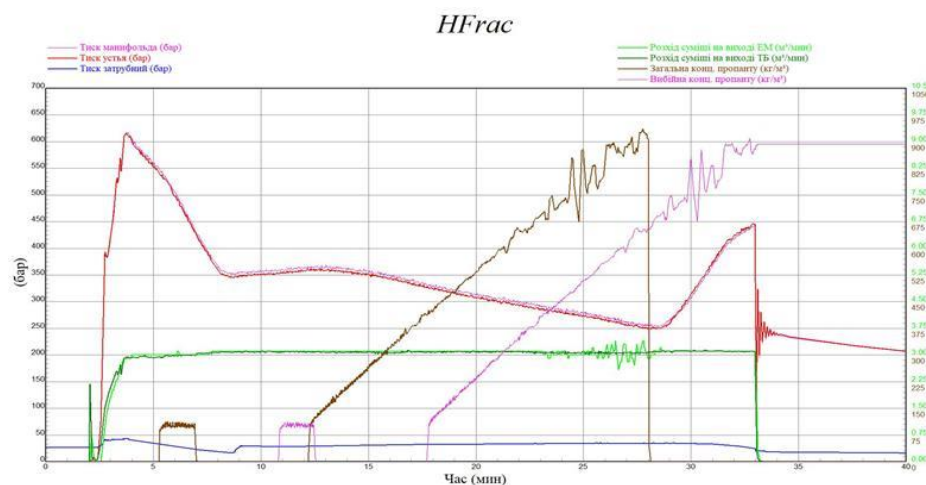


Рисунок 4.9 – Графік проведення основного гідравлічного розриву пласта

Під час проведеного гідравлічного розриву пласта, були відібрано 6 проб. Всі проби були в межах значень, які першочергово розроблялись в лабораторії (Таб. 4.12).

Таблиця 4.12 Відбір проб в процесі ГРП:

Параметр	Знач.	Лаб. значення	Допуст. відхил.	Проба № 1	Проба № 2	Проба № 3	Проба № 4	Проба № 5	Проба № 6
Темпр.	°C	40	30-40	38	37	36	39,0	37	37
В'язкість	сП	13,0	12-14	13,5	-	-	13,0	13	-
Час зшивки	с	2хв	1хв-3хв.00с	-	1хв.15с.	1хв.15с.	-	-	2хв.00с.
pH		8,1	7,8-9,0	7,98	8,38	8,31	7,96	7,98	8,34

Після проведеного аналізу (за перевірними нами промисловими даними) гідравлічного розриву пласта провели моделювання розміру та характеристики тріщини. Було встановлено, що отримано довжину тріщини 126 м; висоту 25,7 м; ширина 0,33 см; Безрозмірна провідність тріщини 1,95; провідність тріщини – 73,86 мД; коефіцієнт загальної фільтрації 23,836 Дарсі зображено на рисунку 4.10.

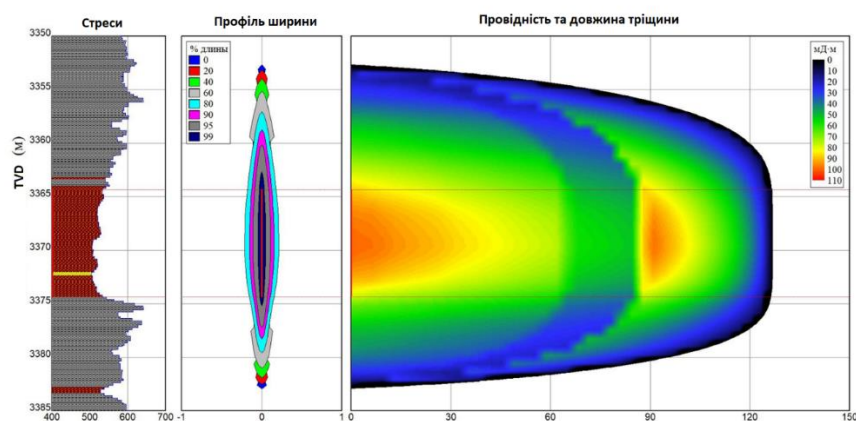


Рисунок 4.10 – Графік проведення основного гідравлічного розриву пласта

Гідравлічний розрив виконано успішно, без відхилень. Дебіт інтервалу зріс з 5 тис. до 38 тис.м³. Розроблена рецептура та спосіб проведення гідравлічного

розриву пласта були подані та опубліковані як патент на корисну модель .
Результати застосування рецептури, також відображенні в додатку Б –
впровадження на виробництві

4.4 Дослідження рідини розриву на керновій установці

Дослідження щодо впливу хімічного реагенту (гуару) на зміну проникності порід-колекторів в залежності від температури та концентрації гуару проводилися на установці дослідження проникності керну (Рис.4.11). Для проведення дослідів використані керни (лабораторні номери 1,2 та 3), відібрані зі свердловини:



Рисунок 4.11 – Керни які використовувались в дослідженні

- 1: глибина відбору 2445,58 м, геологічного віку C_2m_2 , горизонту М-2-3в, представлений пісковиком крупнозернистим, сірим вапнистим, карбонатністю 12,08%, пористістю 16,2%, початковою водопроникністю (за моделлю пластової води, 12% NaCl) 3,84 мД, газопроникністю (за стисненим повітрям) 50,39 мД, газопроникністю (за азотом) взірця 142,2 мД;
- 2: глибина відбору 2361,04 м, геологічного віку C_2m_2 , горизонту М-1н, представлений пісковиком середньозернистим, світло-сірим, карбонатністю 2,89%, пористістю 23,16%, початковою водопроникністю (за моделлю пластової води, 12% NaCl) 4,98 мД, газопроникністю (за стисненим повітрям) 36,27 мД, газопроникністю (за азотом) взірця 128,8 мД;
- 3: глибина відбору 2300 м, геологічного віку C_2m_2 , горизонту М-1в, представлений пісковиком, сірим, карбонатністю 3%, пористістю 18%, початковою водопроникністю (за моделлю пластової води, 12% NaCl) 4,98 мД,

газопроникністю (за стисненим повітрям) 60,24 мД, газопроникністю (за азотом) взірця 148 мД.

Оскільки через різні петро-фізичні властивості керну, було прийняте рішення проводити дослідження для кожного керну окремо. Підбір рецептури для керну відбувався пропорційно: більшої заправки для більш проникного керну, та меншої заправки для меншого (Таб. 4.13).

Таблиця 4.13– Склад рідин для проведення дослідження

Ч/ч	Температура дослід, °С	Концентрація реагенту, кг(л)/м ³			
		гелеутворювач (гуар)	стабілізатор глин	відновлю-вальний агент	стабілізатор солей
1	60	2,8	2,0	1,0	0,5
2	70	4,0	2,0	1,0	0,5
3	80	6,0	2,0	1,0	0,5

Досліджуваний об'єкт: лінійний гель із різною концентрацією гелеутворювача (гуару), склад та фізико-хімічні властивості досліджувальних рідин наведено в таблиці 4.14.

Таблиця 4.14 – Фізико-хімічні властивості досліджуваних рідин

Ч/ч	Концентрація гуару в лінійному гелі, кг/м ³	Динамічна в'язкість гелю, сП	рН		Температура, °С	
			гелю	води	гелю	води
1	2,8	18,0	8,98	7,8	43,0	40,0
2	4,0	34,0	8,6	7,8	45,0	40,0
3	6,0	65,0	8,64	7,86	53,0	45,0

Методика досліджень: взірець керну розміром 3х3 см встановлений в кернотримач при температурі згідно табл. 1 та тиску обжиму керну 300 атм. Виконано насичення керну моделлю пластової води (12% розчин NaCl) та стисненого повітря, заміряна початкова водо- та газопроникність взірця відповідно.

Після цього взірець керну насичений лінійним гелем, час витримки 4 години при тиску 10 атм. Після технологічної витримки, керна промитий 12% розчином NaCl при тиску 10 атм до виходу умовно прозорої рідини. Виконаний замір водо- та газопроникності взірця шляхом протиснення через взірець керну 12% розчину NaCl та стисненого повітря відповідно.

Розрахунок водопроникності для всіх досліджень виконаний за формулою:

$$K_{\text{пр}} = \frac{Q \cdot \mu \cdot L \cdot 1000}{\Delta P \cdot S}, \text{ мД}, \quad 4.1$$

де $K_{\text{пр}}$ — коефіцієнт проникності, мД;

Q — об'ємна витрата рідини, $\text{см}^3/\text{с}$;

μ — динамічна в'язкість рідини, сП;

L — довжина зразка керну, см;

1000 — перевідний коефіцієнт для отримання значення коефіцієнту проникності з одиниць виміру Д (Дарсі) у мД (міліДарсі);

ΔP — перепад тиску, атм;

S — площа поперечного перетину керну, см^2 .

Розрахунок газопроникності для всіх досліджень виконаний за формулою:

$$K_{\text{пр}} = \frac{2 \cdot Q \cdot \mu \cdot L \cdot T_{\text{пл}} \cdot P_6}{F \cdot (P_1^2 - P_2^2) \cdot T_{\text{ст}}}, \text{ мД}, \quad 4.2$$

де $K_{\text{пр}}$ — коефіцієнт проникності, мД;

Q — об'ємна витрата рідини, $\text{см}^3/\text{с}$;

μ — динамічна в'язкість рідини, сП;

L — довжина зразка керну, см;

$T_{\text{пл}}$ — температура в моделі пласта, °К;

P_6 — атмосферний тиск, МПа;

F — площа поперечного перетину керну, см^2 ;

P_1 — надлишковий тиск на вході, МПа;

P_2 — надлишковий тиск на виході, МПа;

$T_{\text{ст}}$ — температура при стандартних умовах, °К.

Результати лабораторних досліджень з визначення впливу гуару на зміну проникності порід-колекторів в залежності від температури та концентрації наведені в таблиці. 4.15.

Таблиця 4.15 – Результати лабораторних досліджень з визначення впливу гуару на зміну проникності порід-колекторів в залежності від температури та концентрації.

Ч/ч	Лабораторний номер взірця	Концентрація гуару в лінійному гелі, кг/м ³	Проникність, мД			
			Водопроникність за моделлю пластової води (12% NaCl)		Газопроникність за стисненим повітрям	
			Початкова, перед проведенням дослідження	Після насичення взірця керну лінійним гелем	Початкова, перед проведенням дослідження	Після насичення взірця керну лінійним гелем
1	1	2,8	3,84	0,85	50,39	5,38
2	2	4,0	4,98	0,54	36,27	2,48
3	3	6,0	16,66	1,2	60,24	2,03

Отримані значення проникності свідчать, що гуар погіршив фільтраційні властивості досліджуваного взірця керну. Звертаємо увагу на те, що результати дослідження дійсні лише для даних взірців (Рис. 4.12).

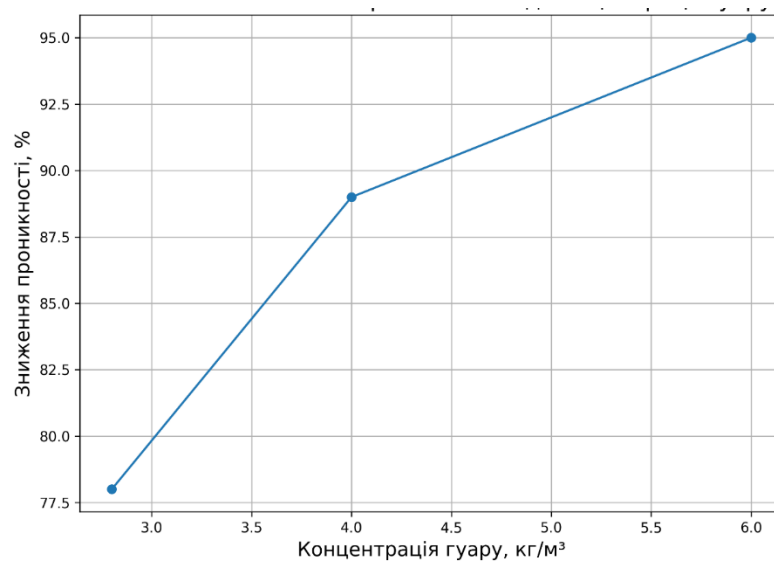


Рисунок 4.12 – Графіки залежності у % по водо- та газопроникності керну

За результатами проведеного дослідження з визначення впливу гуару на зміну проникності порід-колекторів в залежності від температури та концентрації гуару з взірця кернів, представлених пісковиком, відібраних зі свердловини (гор. М-2-3в, М-1н, М-1в), встановлено зниження проникності від лінійного гелю із концентрацією гуару 2,8, 4,0 та 6,0 кг/м³ при температурах проведення дослідження 60, 70 та 80°C відповідно:

- за водопроникністю:
 - для лінійного гелю із концентрацією гуару 2,8 кг/м³ на 78% (з 3,84 до 0,85 мД);
 - для лінійного гелю із концентрацією гуару 4,0 кг/м³ на 89% (з 4,98 до 0,54 мД);
 - для лінійного гелю із концентрацією гуару 6,0 кг/м³ на 95% (з 16,66 до 1,2 мД);
- за газопроникністю:
 - для лінійного гелю із концентрацією гуару 2,8 кг/м³ на 89,32% (з 50,39 до 5,38 мД);
 - для лінійного гелю із концентрацією гуару 4,0 кг/м³ на 93,2% (з 36,27 до 2,48 мД);
 - для лінійного гелю із концентрацією гуару 6,0 кг/м³ на 96,63% (з 60,24 до 2.03 мД).

4.5 Розробка способу визначення напрямку розповсюдження тріщин після проведення ГРП

Метою дослідження є розроблення та обґрунтування способу визначення напрямку розповсюдження тріщин після гідравлічного розриву пласта шляхом закачування рідкого індикатора разом із рідиною розриву. Запропоноване технічне рішення призначене для застосування у нафтогазовій сфері, зокрема для встановлення просторової орієнтації тріщин, що утворюються внаслідок гідравлічного розриву пласта (ГРП) [155].

Відомим аналогом є спосіб [113], який використовується у геофізичних дослідженнях для визначення спрямування тріщин у вуглеводневих колекторах. Він базується на свердловинному сейсмічному моніторингу, який забезпечує отримання оперативної інформації про зміни геологічного середовища під час експлуатації покладів. Методика передбачає встановлення геофонів у сусідній свердловині та фіксацію сейсмічних хвиль, згенерованих штучними чи

природними джерелами у процесі ГРП. Оцінка змін параметрів поширення хвиль (швидкості, амплітуди, анізотропії) дає змогу визначити напрямок та просторову орієнтацію зон тріщинуватості. Недоліки методу: результати суттєво залежать від якості реєстрації сейсмічних сигналів, а техногенні чи природні завади можуть знижувати точність. Крім того, необхідність встановлення спеціалізованих датчиків і джерел збудження робить цей спосіб досить витратним.

Інший відомий підхід [154] передбачає поверхневий мікросейсмічний моніторинг під час ГРП. Для цього на денній поверхні розміщують масив датчиків, які реєструють вібрації ґрунту, що виникають при розриві. На основі отриманих даних визначають локацію, масштаб, механізм руйнування породи та орієнтацію тріщини. Недоліком цього варіанту, як і попереднього, є висока вартість обладнання (спеціалізованих сейсмодатчиків) та складність інтерпретації даних.

Найближчий аналог. Найбільш подібним до запропонованого рішення є метод [153], що ґрунтується на низькочастотному розподіленому акустичному зондуванні (DAS). На відміну від традиційної сейсміки з дискретними геофонами, тут використовується оптичне волокно як суцільний сенсор, що дозволяє отримувати значно деталізованішу інформацію про процес ГРП. Недолік цього способу полягає у високій чутливості оптичного волокна до зовнішніх чинників – температури, тиску, вібрацій, що може спричиняти похибки вимірювань.

Мета та суть запропонованого рішення. Завданням корисної моделі є встановлення напрямку поширення тріщин після виконання ГРП. Поставлена мета досягається тим, що в рідину розриву разом із технологічною рідиною додатково закачують рідкий індикатор (метод міченої рідини).

На рисунку 4.13 показано схему розповсюдження тріщини: 1 – свердловина, в якій проводять ГРП; 2 – утворена тріщина; 3–6 – видобувні свердловини. Схема ілюструє результат ГРП у свердловині 1 та формування вертикальної тріщини 2 у продуктивному нафтовому чи газовому пласті.

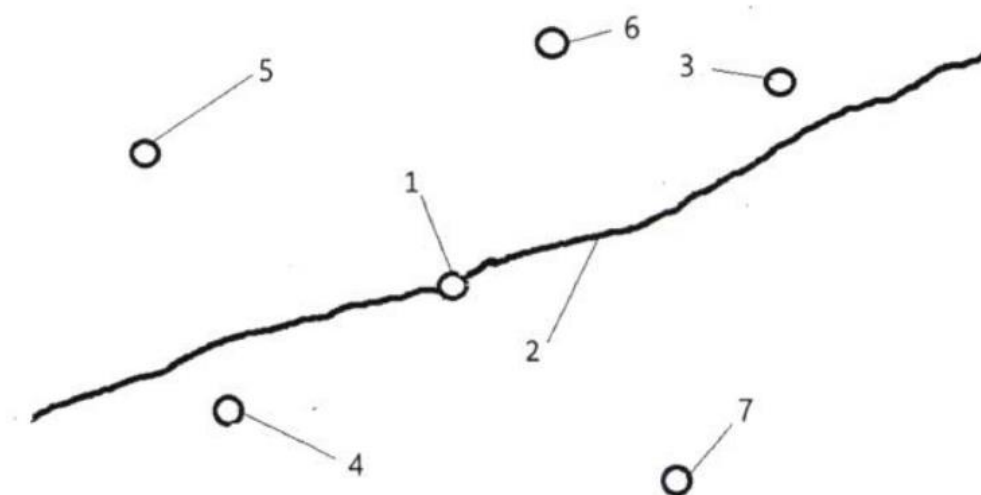


Рисунок 4.13 - Схема розповсюдження тріщини та свердловин.

Перед початком операції у рідину розриву вводять індикатор. Прикладами таких індикаторів, які, зокрема, використовуються на родовищах ПАТ «Укрнафта», є: аміачна селітра (NH_4NO_3), карбамід (NH_2CONH_2), дигідроортофосфат натрію (NaH_2PO_4), а також флуоресцеїн.

Індикатор разом із технологічною рідиною переміщується по тріщині, проникає в поровий простір прилеглої зони та першочергово потрапляє у видобувні свердловини, розташовані найближче до утвореної тріщини. Аналізуючи проби продукції з найближчих оточуючих свердловин відносно свердловини, де виконувався ГРП, визначають напрямок поширення тріщини.

Приклад реалізації. У свердловині 1 планується проведення ГРП. На етапі підготовки до рідини розриву додають індикатор (наприклад, флуоресцеїн) у кількості 0,01 %. Після завершення операції відбирають проби з навколишніх видобувних свердловин. Результати лабораторних аналізів і динаміка концентрації індикатора у пробах продукції засвідчують наявність гідродинамічного зв'язку між свердловиною 1 та видобувними свердловинами (позиції 2–7). Оскільки індикатор найраніше зафіксовано у свердловинах 3 та 4, роблять висновок, що тріщина утворилася саме в напрямку, показаному на графічному зображенні.

Висновки до розділу 4

В даній роботі було проведено комплексне дослідження, спрямоване на аналіз основних вимог до рідин гідророзриву та оптимізацію їх рецептур для застосування в умовах пластової температури 85 °С. Ця робота сприяє глибшому розумінню важливості вибору відповідних хімічних компонентів та їх концентрацій для підвищення ефективності процесу гідророзриву. Особлива увага була приділена оптимізації рецептури рідини гідророзриву, яка забезпечує б не лише досягнення необхідної в'язкості та реологічних властивостей але й забезпечувала їх стабільність упродовж операції.

Результати досліджень показали, що вибір води, сумісної з хімічними реагентами, є критично важливим для приготування ефективної рідини гідророзриву. Тестування різних типів гуару показало, що вибір більш якісного гуару дозволяє досягти потрібної в'язкості при нижчих концентраціях, що має нижчий вплив з точки зору продуктів розпаду, після деструкції. Експерименти, спрямовані на аналіз реологічних характеристик зшитих гелів під впливом зсувних навантажень, підтвердили здатність трьох конкретних концентрацій відновлювати необхідну в'язкість вище 450 сПз. Подальше вивчення стабільності цих гелів показало, що дві підібрані рецептури ефективно утримували свої властивості протягом однієї години, не знижуючи в'язкість до позначки нижче 450 сПз. Дослідження та деструкцію зшитого гелю підкреслили важливість правильного вибору концентрацій деструкторів для забезпечення швидкого розпаду гелю після виконання процедури гідророзриву та більш швидкого очищення ПЗП, у тому числі за рахунок більш глибокої деструкції гелю, без утворення комкоподібних згустків при його розпаді.

Також у розділі виконано експериментальне дослідження впливу лінійного гелю на основі гуару на зміну фільтраційних властивостей пісковикових порідколекторів за різних температур і концентрацій гелеутворювача. Дослідження проведено на кернах, відібраних з горизонтів М-2-Зв, М-1н та М-1в, що відрізняються пористістю, карбонатністю та початковими значеннями водо- і

газопроникності, що дало змогу оцінити характер дії реагенту для колекторів із різними петрофізичними властивостями.

Встановлено, що насичення зразків керну лінійним гелем із концентрацією гуару 2,8; 4,0 та 6,0 кг/м³ за температур 60, 70 та 80 °С відповідно призводить до істотного погіршення фільтраційних властивостей порід як за водо-, так і за газонасичення. За результатами вимірювань водопроникності зафіксовано її зниження на 78 %, 89 % та 95 % для концентрацій гуару 2,8; 4,0 та 6,0 кг/м³ відповідно, що свідчить про формування стійкого гідродинамічного опору в поровому просторі після контакту породи з полімерною системою.

Аналогічна тенденція встановлена і для газопроникності. Для досліджуваних зразків керну зниження газопроникності після обробки лінійним гелем становить 89,32 %, 93,2 % та 96,63 % відповідно для концентрацій гуару 2,8; 4,0 та 6,0 кг/м³. Отримані результати свідчать, що збільшення концентрації гелеутворювача супроводжується різким зростанням ступеня блокування порових каналів і зменшенням ефективного перерізу фільтрації як для рідинної, так і для газової фаз.

Показано, що вплив лінійного гелю на проникність має чітко виражений концентраційно-температурний характер, оскільки з підвищенням концентрації гуару та температури проведення дослідів зростає в'язкість гелевої системи та її здатність до утримання в поровому просторі, що проявляється у зростанні ступеня деградації фільтраційних властивостей колекторів.

Розроблено спосіб визначення напрямку розповсюдження тріщин після проведення гідравлічного розриву пласта включає закачування рідкого індикатора разом з рідиною розриву для виявлення напрямку розповсюдження тріщин.

Дану рецептуру було успішно випробувано під час проведення гідравлічного розриву пласта та отримано додатковий дебіт по свердловині. Дану рецептуру рекомендовано до використання на виробництві, зафіксовано актом впровадження на виробництві.

РОЗДІЛ 5

РОЗРОБКА ТА ДОСЛІДЖЕННЯ ПРИЛАДУ ДЛЯ ВПЛИВУ НА ПРИВИБІЙНУ ЗОНУ ПЛАСТА

5.1 Розробка та опис приладу

Після того, як було виконано аналіз існуючих конструкцій поршневих пристроїв, що використовуються у промисловості для освоєння свердловин. Розглянуто приклади з насосними, компресорними та гідравлічними механізмами. Особливий акцент зроблено на рішеннях, які здатні функціонувати на основі бурових агрегатів без зовнішніх джерел живлення. Після аналізу обрано базові технічні параметри й обґрунтовано габарити, приєднувальні характеристики, вимоги до матеріалів, кінематичну схему і будову пристрою. Запропонований пристрій отримав назву «пристрій для освоєння та дослідження свердловин», і його загальну конструктивну схему представлено на рисунку 5.1. Схему пристрою, роботу якого було досліджено в цій статті, наведено у роботі [106].

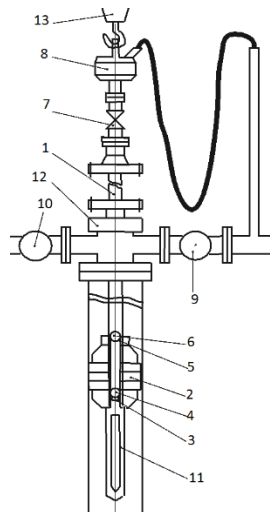


Рисунок 5.1 – Схема пристрою для освоєння і дослідження свердловин:

1-колона бурильних чи насосно-компресорних труб; 2- сваб; 3-зрізне сидло сваба під кульовий запірний елемент 4 ; 5-зрізне сидло клапана для відбирання кольматанта під кульовий запірний елемент 6; 7-засувка; 8-вертлюг; 9,10-засувки міжтрубного простору; 11-контейнер для встановлення глибинного манометра; 12- превентор; 13-талева система бурового верстата.

Він складається з колони бурильних або насосно-компресорних труб (НКТ) 1, в нижній частині якої розміщено сваб 2. У трубній колоні передбачено клапани з елементами зрізного типу 5, що працюють із кульовими запірними елементами 6. Такі клапани забезпечують виловлення кольматантів, які вимиваються з породи при свабуванні. Діаметри куль змінюються по висоті – від меншого знизу до більшого зверху – що дозволяє їм вільно рухатися крізь сідла, розташовані вище. Кількість таких клапанів залежить від ступеня очікуваного забруднення зони.

За потреби прямого промивання сідла 3 і 5 можна зрізати, створивши у трубах надлишковий тиск за допомогою насосного агрегату. Щоб уникнути небажаного фонтанування, у конструкції передбачено превентор 12. У верхній частині трубної колони для регулювання дебіту встановлюється засувка 7. Вся система приводиться в дію за допомогою талевої системи бурової установки 13. Під час освоєння свердловини свердловинна рідина відводиться через вертлюг 8 у факельну лінію, а з міжтрубного простору – через засувку 10.

Запис тиску та температури ведеться манометром, що розміщується у герметичному контейнері 11, який спускається до вибою разом із пристроєм.

Конструкція сваба, показана на рисунку 5.2, включає корпус 14, навколо якого змонтовано кожух 15. Разом вони формують кільцевий простір, де розміщено поршень 16 зі штовхачем. На останньому за допомогою різьби встановлюється розрізна стопорна втулка 17, яка працює за принципом храпового механізму. Гайка 18 виконує функцію обмеження ходу поршня, а натискна втулка 19 передає зусилля на еластичні ущільнюючі елементи 20. Центральний канал 21 з'єднується з кільцевим простором через радіальний отвір 22. У нижній частині корпусу 14 розміщено клапан з фрезерованим сідлом 3 для запірної елементи 4, який дозволяє керувати тиском у кільцевому просторі для попереднього деформування ущільнюючих компонентів перед спуском у свердловину.

Перед зануренням у свердловину здійснюється попереднє налаштування ступеня стиснення ущільнювальних елементів сваба. Кульовий запірний елемент 4

вкидається у центральний канал 21, де створюється тиск, що передається через поршень 16 і штовхач на натискну втулку 19.

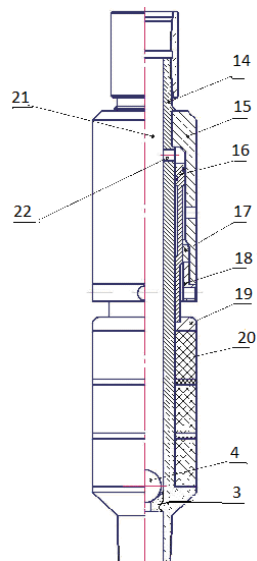


Рисунок 5.2 – Схема конструкції сваба:

3-різне сідло сваба під кульовий запірний елемент 4; 14-корпус; 15-кожух; 16-поршень з штовхачем; 17-розрізна стопорна втулка; 18-регулююча гайка; 19-натискна втулка; 20-ущільнюючі елементи; 21-центральный осьовий канал; 22-радіальний канал;

Цей тиск зумовлює стиснення ущільнювачів 20. Фіксація обраної деформації здійснюється втулкою 17 та регулювальною гайкою 18, які встановлюють бажаний зазор між свабом і стінками експлуатаційної колони, враховуючи їхню шорсткість та наявність сполучних елементів.

Щоб уникнути пошкодження ущільнювачів при спуску, тиск у центральному каналі спускається, і ущільнювачі повертаються у початковий стан.

Далі, через превентор 12 у свердловину послідовно спускаються контейнер з манометром 11, який фіксує динаміку тиску, сам сваб 2, а також кульові запірні елементи 6 для клапанів фіксації кольматанту. Після досягнення заданої глибини труби 1 обладнуються вертлюгом 8 і засувкою 7 та приєднуються до талевої системи 13.

Коли сваб встановлено над інтервалом перфорації, до колони труб вкидають кульовий запірний елемент 4. Після того як він сяде на сідло 3, насосом створюють

тиск, який передається через канал 22 у кільцеву порожнину, де призводить до розширення ущільнювальних елементів 20. Це забезпечує тісне прилягання сваба до стінок обсадної колони. Після цього вводяться інші кульові запірні елементи 6 до клапанів у трубах.

Далі закривають засувку 9 та відкривають засувку 10. Талевою системою виконуються зворотно-поступальні рухи сваба 2 у свердловині. При русі колони вгору під свабом створюється область зниженого тиску (депресія), що ініціює притік рідини з пласта, яка захоплює коьматант. Під час зворотного ходу колони (вниз), відбувається нагнітання тиску (репресія), відкриваються зворотні клапани і рідина з коьматантом переміщується у труби. Через засувку 7 і вертлюг 8 вона виводиться на поверхню.

Після чергового руху вгору клапани закриваються, рідина з коьматантом затримується над ними, а з пласта надходить наступна порція флюїду. Це циклічне свабування дозволяє поступово очищати привибійну зону та зменшувати гідростатичний тиск, що стимулює приплив газу чи рідини з пласта.

У ході свабування, коли пристрій виконує зворотно-поступальні переміщення, глибинний манометр у контейнері 11 безперервно фіксує зміни вибійного тиску. Це дозволяє будувати повні криві розвитку депресії та репресії, а також подальшого відновлення пластового тиску після зняття навантаження. Таке безперервне моніторування дає змогу оперативно реагувати на зміну притоку та ефективно управляти процесом освоєння.

Зворотно-поступальні цикли продовжуються доти, поки не спостерігається ознак притоку нафти чи не починається природне фонтанування. У разі появи фонтанування, що свідчить про формування стабільного припливу, рух колони припиняють. Для контролю витрати флюїду закривають превентор 12, а за допомогою засувки 7 поступово відкривають доступ до факельної лінії, забезпечуючи регульоване розвантаження зони біля вибою та винесення залишків коьматанта.

Після завершення фази активного промивання та стабілізації притоку свердловину тимчасово закривають. В цей момент глибинний манометр продовжує запис кривої відновлення пластового тиску в умовах статичного стану. Це необхідно для оцінки продуктивності свердловини та побудови моделей подальшої експлуатації.

Наступним етапом є заповнення свердловини спеціальною глушильною рідиною, яка забезпечує її герметизацію під час вилучення пристрою. Після підйому пристрою з свердловини проводиться остаточне переобладнання гирла для нормальної експлуатації – встановлюється фонтанна арматура або інше обладнання, передбачене проектом розробки родовища.

Для уточнення характеристик пристрою виготовлено макетний зразок та стенд для моделювання режимів його роботи. Проведено випробування макетного зразка у два етапи: перший – застосування макету із зазором між ущільнюючим вузлом і обсадною колоною; другий – застосування макету без зазору між ущільнюючим вузлом і обсадною колоною.

Під час проведення випробувань визначались наступні параметри: час (швидкість) спуско-підймальних операцій; осьове зусилля при спуску та при підйомі; об'єм витісненої рідини через колону НКТ. На основі макетування та попередніх розрахунків розроблено конструкцію та ескізи основних вузлів та загальний вид пристрою.

При виконанні робіт також проведено досліді та уточнені розрахунки конструктивних елементів пристрою, а саме: дослідження по визначенню ходу поршня, необхідного для стискання гумових манжет до заданого розміру та зусилля для такого стискання, необхідного для забезпечення визначеного зазору в кільцевому просторі при переведенні пристрою з транспортного положення в робоче; розрахунки геометричних характеристик гідроциліндра та поршня в залежності від зусилля тиску, необхідного для переведення пристрою в робоче положення; розрахунки зрізних елементів пристрою, виходячи з умов переведення

в робоче положення при оптимальному тиску та його знятті; розрахунки конструктивних елементів пристрою на міцність.

Для вивчення зміни діаметра ущільнюючих манжет від їх стискання були виготовлені спеціальні шаблони під різні типорозміри експлуатаційної колони. Пристрій приєднувався до гідравлічного преса і створювався тиск в порожнині пристрою до початку дотику ущільнюючої манжети до внутрішньої поверхні шаблону відповідного діаметра. Робоча характеристика повинна визначатись для кожного комплекту ущільнюючих манжет.

За результатами розрахунків на міцність опрацьовано вимоги до матеріалів і комплектуючих, посадок та шорсткості спряжуваних поверхонь і вимоги до точності їх взаємного розташування. Визначено твердість поверхонь, які підлягають термообробці, та вимоги до покриття окремих деталей з стаціонарний твердомір Роквелла NOVOTEST TC-P комплектується двома інденторами-кулька з діаметром 1,5875 мм та алмазна конусна пірамідка з кутом 120 °, випробувальні навантаження 60, 100 та 150 кг. Для деталей, що безпосередньо входять в контакт із внутрішньою поверхнею обсадної колони і сприймають максимальні навантаження під час спуску пристрою та його подальшого переміщення в колоні в процесі роботи, підібрано спеціальні леговані сталі із цементуванням зовнішнього шару з подальшим гартуванням на твердість HRC 52...56. Така технологія дозволяє отримати високу твердість поверхневого шару при пластичній серцевині і забезпечити міцність та зносостійкість при дії знакоперемінних навантажень максимальних значень.

При конструюванні манжет ущільнюючого вузла пристрою враховано, що матеріал манжет повинен забезпечувати високі значення твердості, опору розриву, а також високі значення відносного видовження, стійкість до дії агресивного середовища при температурі до 120 °С. Водночас манжети повинні мати малий відсоток залишкової деформації для полегшення зняття і підйому пристрою на поверхню.

Комплект робочих креслень на пристрій було передано в Долинську РВБ ПАТ «Укрнафта» і організовано виготовлення експериментального зразка. Здійснювався конструкторський нагляд та супровід виготовлення всіх складових частин пристрою, зокрема: корпуса та вузла гідроциліндра, вузла регулювання величини діаметра ущільнюючих манжет, ущільнюючого вузла, центратора 1 з фрикційними башмаками 2 (Рис. 5.3). Особлива увага приділялась конструктивним особливостям та технологічності гідроциліндра, поршня і центратора.



Рисунок 5.3 – Корпус пристрою з гідроциліндром

Організовано також виготовлення комплектів запасних частин та інструменту і приладдя до пристрою (Рис.5.4), а саме: зрізних і стопорних гвинтів; ущільнюючих та захисних кілець; зрізних сідел; стопорних і обмежуючих кілець; шаблонів для калібрування зовнішнього діаметра ущільнюючих манжет; спеціального інструменту.



Рисунок 5.4 – Комплект запасних частин до пристрою:

Попередні випробування проводилися на стендовому обладнанні в лабораторії (Рис. 5.5).



Рисунок 5.5 – Проведення попередніх випробувань пристрою на стенді

Випробування проведені шляхом створення тиску в порожнині пристрою. Під дією тиску поршень починає рухатись в гідروциліндрі, стискаючи гумові манжети до заданого діаметру в залежності від внутрішнього діаметра експлуатаційної колони та необхідного зазору між стінкою колони та пристроєм. В робочому положенні поршень та манжети фіксуються стопорним вузлом. Величина ходу поршня і, відповідно, діаметр манжет в робочому положенні регулюються за допомогою спеціального обмежувача.

Під час випробувань проведено серію циклів переведення пристрою в робочий стан при різному положенні обмежувача та визначено параметри і характеристики, які необхідні для його налагодження перед застосуванням під експлуатаційні колони різного внутрішнього діаметра. Згідно з отриманими даними визначена робоча характеристика пристрою для двох комплектів ущільнюючих манжет під експлуатаційні колони діаметром 146 і 168 мм. Після виготовлення, налагодження пристрою для діаметру експлуатаційної колони 146 мм та доводки його до робочого стану були проведені дослідно-промислові випробування.

Метою випробувань була перевірка на функціонування та дослідження робочих параметрів пристрою при різних режимах роботи в реальних умовах експлуатації. Технічна характеристика дослідного взірця пристрою для впливу на привибійну зону свердловин наведені в таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 – Основні технічні характеристики пристрою

Технічна характеристика	Числове значення
Діаметр експлуатаційної колони, в якій може бути застосований пристрій, мм	146
Товщина стінки експлуатаційної колони, мм	від 6,5 до 10,7
Діапазон встановлення діаметрів ущільнюючого вузла, мм	від 118 до 133
Тиск, необхідний для переведення пристрою в робоче положення, МПа	10
Тиск зрізу сідла клапанного вузла перед підйомом пристрою із свердловини, МПа	від 20 до 25
Принцип переведення в робоче положення	гідравлічний
Габаритні розміри, мм: - зовнішній діаметр корпусу - зовнішній діаметр центратора - довжина	118 140 1515
Приєднувальна різьба до колони НКТ ГОСТ 633-80	73
Робочий діапазон роботи корпусу приладу, МПа	До 70

Перші дослідно-промислові випробування пристрою проводилися нами з метою визначення його працездатності і відлагодження роботи всіх його вузлів в промислових умовах.

Результати досліджень по визначенню ходу поршня, необхідного для стискання гумових манжет до заданого розміру наведені в таблиці 5.2 і на рисунку 5.6.

Таблиця 5.2 – Дослідження по визначенню ходу поршня, необхідного для стискання гумових манжет до заданого розміру

Типорозмір обсадної колони	Внутрішній діаметр шаблона, мм	Робочий хід поршня, мм (комплект манжет №1)	Робочий хід поршня, мм (комплект манжет №2)	Тиск спрацьовування, МПа
146x10,7	124,6	23	29	3,0
146x9,5	127	30	35	4,2
146x8,5	129	35	39	4,2
146x7,7	130,6	38	43	4,8
146x7,0	132	42	47	4,8

Роботи по розробці технічної документації, виготовленню та впровадженню пристрою для освоєння та дослідження свердловин, проводилися нами в Науково-дослідному і проєктному інституті НДПІ ПАТ «Укрнафта».

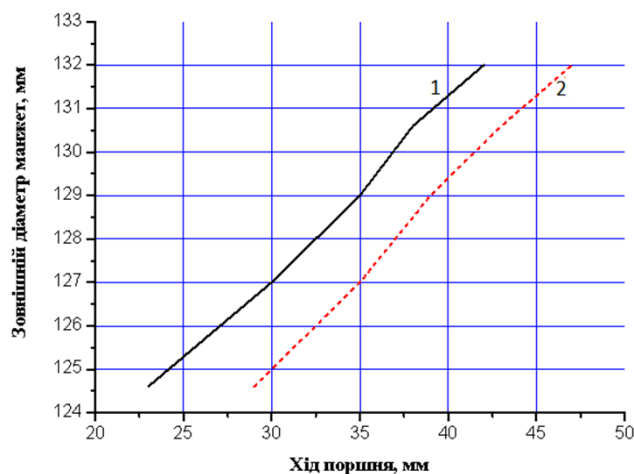


Рисунок 5.6 – Залежність діаметра ущільнюючої манжети пристрою -146 від величини ходу поршня з штовхачем

З урахуванням відповідних розрахунків та ескізного опрацювання вузлів і деталей проведено уточнення конфігурації розмірів кожної деталі та конструкції в цілому. Визначено геометричні характеристики та основні розміри складових частин пристрою. В таблиці 5.3 наведено результати розрахунків осьового зусилля, яке виникає в процесі роботи пристрою.

Таблиця 5.3 – Розрахунок навантажень при роботі пристрою на прикладі типової свердловини з усередненими даними

Параметри	Одиниця виміру	Значення
Внутрішній діаметр свердловини	м	0,126
Зовнішній діаметр бурильних труб	м	0,073
Товщина стінки бурильних труб	м	0,007
Глибина свабування	м	3000
Густина рідини	кг/м ³	1000
Густина матеріалу труб	кг/м ³	7850
Результати розрахунків		
Маса труб	кг	34163,5
Об'єм затрубного простору	м ³	24,838

Маса рідини в затрубному просторі	кг	24838,2
Об'єм рідини в трубах	м ³	8,198
Маса рідини в трубах	кг	8197,76
Додаткова маса (від тертя сваба)	кг	200
Загальна маса на гаку	кг	67399,5
Навантаження на гаку	кН	661,19
Площа труб	м ²	0,00145
Напруження в трубах	МПа	455,31

Також було виконано порівняльну характеристику розробленого пристрою з свабом та струменевим насосом. Результати зображено в таблиці 5.4.

Таблиця 5.4 – Порівняння характеристика 3 пристроїв

Характеристика / Критерій	Розроблений пристрій	Стандартний сваб (Wireline Swab)	Гідравлічний струминний насос (Hydraulic Jet Pump)
Принцип дії	Механічне свабування з регульованим гідравлічним притиском ущільнювачів та можливістю створення знакозмінних навантажень (депресія-репресія)	Механічне свабування за рахунок підйому колони або канату з зафіксованими ущільнювальними манжетами	Гідродинамічний Робоча рідина високого тиску створює зону розрідження, яка всмоктує пластовий флюїд
Регулювання діаметра ущільнювачів	Так (наявний вузол регулювання величини діаметра ущільнюючих манжет)	Ні (манжети фіксованого діаметра, розраховані на типорозмір колони)	Не потребує (ущільнення забезпечується посадкою в пакер або ніпель)
Можливість проведення ГДС (КВТ) без додаткових спусків	Так (вмонтований контейнер для глибинного манометра 11)	Ні (потребує окремого спуску манометра або реєстрації на гирлі)	Частково (тиск фіксується на поверхні, вибірні вимірювання потребують окремого устаткування)
Здатність виносити кольматант із ПЗП	Висока (створюються цикли депресії 5-9 МПа та репресії, що сприяє відриву та виводу часток)	Низька (лише пасивне видалення рідини; частинки можуть осідати на манжетах, що призводить до заклинювання)	Середня (забезпечує винос піску та твердих часток за рахунок високих швидкостей потоку, але не створює циклічних навантажень)
Необхідність додаткового обладнання	Мінімальна (використовується наявне обладнання бурової або КРС; насосний агрегат – лише для активації)	Середня (потребує спеціальної лебідки та канату)	Висока (потребує потужної насосної установки на поверхні, ємностей для робочої рідини)
Ризик заклинювання в свердловині	Низький (наявність вузла регулювання та можливість зняття тиску дозволяє зменшити діаметр манжет для підйому)	Високий (часто трапляється через осідання піску на манжетах або нерівності колони)	Низький (відсутні рухомі елементи, що труться об колону; спуск/підйом здійснюється циркуляцією рідини)

5.2 Промислові дослідження роботи пристрою для впливу на привибійну зону пласта виснажених родовищ

Після розробки прилада і його тестування на стенді, були проведені дослідження на свердловинах 2-Монастирчани і 811 Пасічна, які знаходилися в довготривалій бездії і в яких не можна було очікувати суттєвого збільшення дебіту в результаті проведення даних робіт.

Конструкція свердловини 2-Монастирчани наступна: кондуктор 324 мм спущений на глибину 705 м і зацементований до устя. Технічна колона 245 мм спущена на глибину 4221 м і зацементована до устя. Експлуатаційна колона 146 мм спущена на глибину 4221 м і зацементована до устя. Колона опресована тиском 40,7 МПа. Марка сталі труб експлуатаційної колони Д і Е, товщина стінок 9,5...10,7 мм. Пробурений вибій складає 4221 м, штучний вибій 3850 м. Інтервал перфорації знаходиться в межах 3603 – 4221 м. пластовий тиск 19,2 МПа.

Експлуатаційна колона була прошаблонувана шаблоном діаметром 118 мм і довжиною 2,5 м до глибини 3350 м. Після цього в свердловину був спущений пристрій з глибинним манометром АМТ, циркуляційним клапаном КЦЗ-102-60М та обпресовочним сідлом на рівномісній колоні НКТ діаметром 73 мм групи міцності не нижче №80 на глибину 3300 м. Під час спуску НКТ шаблонували шаблоном діаметром 59 мм. Спущену колону НКТ обпресували тиском 25 МПа. Вибійний тиск на місці встановлення пристрою був 18,7 МПа, а температура 87 °С. Вага колони НКТ перед початком випробувань була 28,5 т.

Свердловина 2 – Монастирчани введена в експлуатацію у 1991 році з початковим дебітом газу 150 тис. м³/доб і конденсату 17 т/доб. Початковий пластовий тиск становив 49,8 МПа. Упродовж 1991-1993 рр. дебіт газу досить суттєво знизився до 30 тис.м³/д і утримувався на цьому рівні до 2002 р. У 2003 – 2005 роках дебіт газу становив від 17 до 9 тис.м³/доб при робочих тисках 3,5/7,0 МПа.

За перший рік експлуатації свердловини спостерігається різке падіння пластового тиску від 49,8 до 31,4 МПа, тобто до середнього по покладу. В

подальшому, із зменшенням відборів, падіння тиску дещо уповільнилось, тиск, заміряний у 2007 р. знаходився на рівні 23 МПа.

Випробування проводилися з допомогою піднімального агрегата А-50. Обпресовку НКТ, перевід пристрою з транспортного стану в робочий та зріз сидла проводили з допомогою насосного агрегата ЦА-320. Для збору відкачуваної із свердловини рідини використовували ємкість загальним об'ємом 30 м³ і автоцистерну.

Гирло свердловини було обв'язано по схемі, наведеній на рис. 5.1. Шланг вертлюга був заведений у ємність. Випробування проводилися в два етапи: перший-циклічне переміщення пристрою в експлуатаційній колоні з зупинками на 40 секунд у верхній і нижній точці і другий – без таких зупинок.

Пристрій також був випробуваний в свердловині 811-Пасічна.

Конструкція свердловини наступна: кондуктор 324 мм спущений на глибину 1838 м і зацементований до устя. Технічна колона 245 мм спущена на глибину 3610 м і зацементована до устя. Експлуатаційна колона 168 мм спущена до глибини 1901 м колона 146 мм спущена на глибину в інтервалі 1901 – 3970,29 м і зацементована до устя. Колона опресована тиском 28,9 МПа. Марка сталі труб експлуатаційної колоні Д, Е і К товщина стінок 8,9...10,7 мм. Пробурений вибій складає 4400 м, штучний вибій 3970 м. Поточний стан вибою: голова аварійних НКТ 73 – 3661,3 м Інтервал перфорації знаходиться в межах 3895 – 3897 м. пластовий тиск 47,8 МПа на глибині 3960 м.

Експлуатаційна колона була прошаблонувана шаблоном діаметром 118 мм і довжиною 2,5 м до глибини 3350 м. Після цього в свердловину був спущений пристрій -146 з глибинним манометром АМТ, циркуляційним клапаном КЦЗ-102-60М та обпресовочним сидлом на рівномісній колоні НКТ діаметром 73 мм групи міцності не нижче №80 на глибину 3300 м. Під час спуску НКТ шаблонували шаблоном діаметром 59 мм. Спущену колону НКТ обпресували тиском 25 МПа. Вибійний тиск на місці встановлення пристрою був 18,7 МПа, а температура 87 °С. Вага колоні НКТ перед початком випробувань була 28,5 т.

Результати випробувань наведені в таблиці 5.4. У результаті проведених випробувань свабувального пристрою було здійснено аналіз його роботи в різних режимах експлуатації. Загалом виконано 36 циклів, кожен з яких складався з робочого ходу пристрою у двох напрямках – вгору та вниз. На різних етапах випробувань довжина робочого ходу змінювалася та становила 4 або 8 метрів. При цьому кількість циклів у серії варіювалася від 5 до 15.

Таблиця 5.5 – Результати випробувано пристрою -146 в свердловині 2-
Монастирчани

Етапи робіт	Початок етапу, год. /хв.	Робочий хід пристрою, м	Кількість циклів	Зусилля на гаку при підйомі без врахування ваги колони НКТ, тс	Середня швидкість підйому, м/с	Розвантаження колони НКТ при спуску, тс	Середня швидкість спуску, м/с	Максимальна депресія, МПа	Максимальна репресія, МПа
1. Долив 3,8 м ³ пластової води в колону НКТ до тиску 1 МПа (посадка пристрою)	12/32	-	-	-	-	-	-	-	-
2. Циклічні переміщення пристрою в експлуатаційній колоні (з зупинками 40 с у верхній та нижній точках)	12/50	4	5	5,8	0,13	4,8	0,13	5	2,1
	13/05	8	5	6,3	0,13	12,7	0,13	5,7	5,7
3. Циклічні переміщення пристрою в експлуатаційній колоні (без зупинок у верхній та нижній точках)	13/22	8	15	7,6	0,18	4,9	0,40	9,0	5,4
4. Зупинка на стабілізацію тиску	13/35	-	-	-	-	-	-	-	-
5. Циклічні переміщення пристрою в експлуатаційній колоні (без зупинок у верхній та нижній точках)	14/28	8	15	8,0	0,20	6,7	0,50	8,7	5,6
6. Циклічні переміщення пристрою в експлуатаційній колоні (з зупинками 40 с у верхній та нижній точках)	14/ 42	8	5	7,1	0,13	7,7	0,26	8,9	6,1
7. Зупинка на стабілізацію тиску	14/55	-	-	-	-	-	-	-	-
8. Долив 0,41 м ³ пластової води в колону НКТ до тиску 8 МПа (зріз штифта циркуляційного клапана).	15/15	-	-	-	-	-	-	-	-
9. Підйом інструменту з свердловини	15/54	-	-	-	-	-	-	-	-

У процесі аналізу швидкісних характеристик пристрою було встановлено, що середня швидкість його руху вгору змінювалася в межах 0,13 – 0,20 м/с, а при русі вниз – від 0,13 до 0,50 м/с. Збільшення швидкості спуску до 0,50 м/с може бути пов'язане зі зниженням гідравлічного опору при опусканні сваба. Водночас така варіативність швидкісного режиму є важливим фактором, що впливає на ефективність процесу свабування, оскільки визначає динаміку зміни тиску в свердловині.

Аналіз зусиль, що виникають на гаку пристрою, дозволив оцінити навантаження на сваб та особливості підйому рідини. При русі вгору зусилля змінювалися від 5,8 до 8,0 тс, що свідчить про змінний гідравлічний опір. При русі вниз відбувалося розвантаження, яке коливалося в межах від 4,8 до 12,7 тс. Таке зростання силового навантаження при опусканні сваба може бути пов'язане з особливостями руху рідини у свердловині, а також із можливими гідродинамічними ефектами, що впливають на процес розвантаження стовпа рідини.

Важливим показником ефективності роботи сваба є створювана депресія на пласт, яка була зафіксована за допомогою глибинного манометра. Вона змінювалася в межах 5,0 – 9,0 МПа, що свідчить про значний рівень зниження пластового тиску та потенціал інтенсифікації припливу вуглеводнів у свердловину. Водночас значення репресії, що виникали під час спуску сваба, коливалися від 2,1 до 6,1 МПа. Високі значення репресій можуть свідчити про тимчасове зменшення припливу флюїду через ефект закачування рідини назад у пласт, що потребує оптимізації параметрів свабування.

Варіювання швидкості руху пристрою в широкому діапазоні дозволяє адаптувати процес до різних гідродинамічних умов. Максимальні зусилля на гаку при підйомі до 8,0 тс вказують на здатність пристрою працювати в умовах значних гідравлічних опорів. Високі значення репресії під час руху вниз можуть негативно впливати на ефективність відкачування, що потребує коригування швидкісного режиму. Оптимізація алгоритму регулювання руху пристрою дозволить

мінімізувати негативний вплив репресійних процесів та забезпечити стабільний приплив рідини. Таким чином, результати випробувань підтверджують ефективність свабування як методу інтенсифікації припливу та вказують на необхідність подальших досліджень щодо оптимізації режимів роботи пристрою.

Оброблення кривої зміни тиску під час створення циклів депресія-репресія дає можливість встановити фільтраційні характеристики пласта і їх зміни в результаті проведення робіт. Фактично ведеться запис кривих відновлення пластового тиску у кожному циклі створення депресій-репресій. (Рис.5.7)

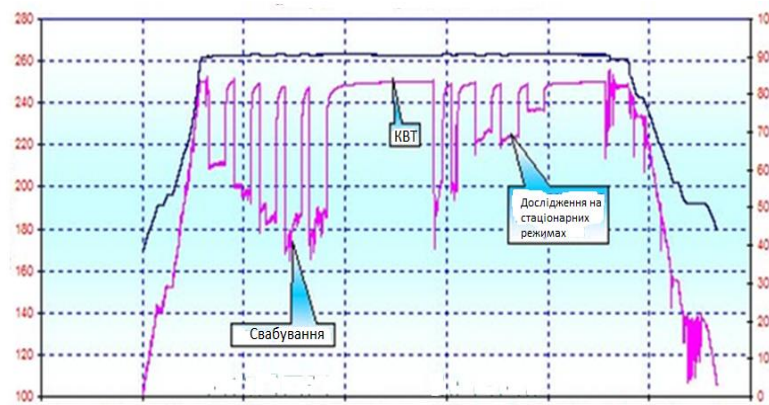


Рисунок 5.7 – Діаграма зміни вибієного тиску при свабуванні і одночасному дослідженні свердловини

Результати проведення робіт по випробуванню пристрою подібні до випробування в свердловині 2 Монастирчани.

Підсумовуючи, ці дослідження не тільки допомагають оптимізувати використання свабування на практиці, але й забезпечують глибше розуміння процесів, що відбуваються у свердловинах, та способів їх контролювання і мінімізації потенційних ризиків.

В процесі проведення випробувань здійснено запис зміни тиску в часі манометром, який знаходився нижче пристрою. Цей запис наведено на рисунку 5.8.

Перевагою досліджуваного пристрою є те, що з його використанням не застосовується додаткова техніка (компресор, насосний агрегат, геофізична лебідка, пакер тощо) окрім тієї, яка є в розпорядженні бурової бригади чи бригади капітального ремонту. Динамічне збудження свердловини досягається створенням

гідродинамічних циклічних навантажень (депресій, репресій) на привибійну зону пласта з метою її очищення від кольматанта. Окрім того в процесі освоєння свердловини конструкція пристрою передбачає проведення гідродинамічних досліджень.

Пристрій може бути використаний для освоєння свердловин а також для впливу на привибійну зону пласта перед чи після проведенням гідравлічного розриву пласта, кислотної обробки , обробки поверхнево-активними речовинами і т ін з метою попереднього очищення привибійної зони.

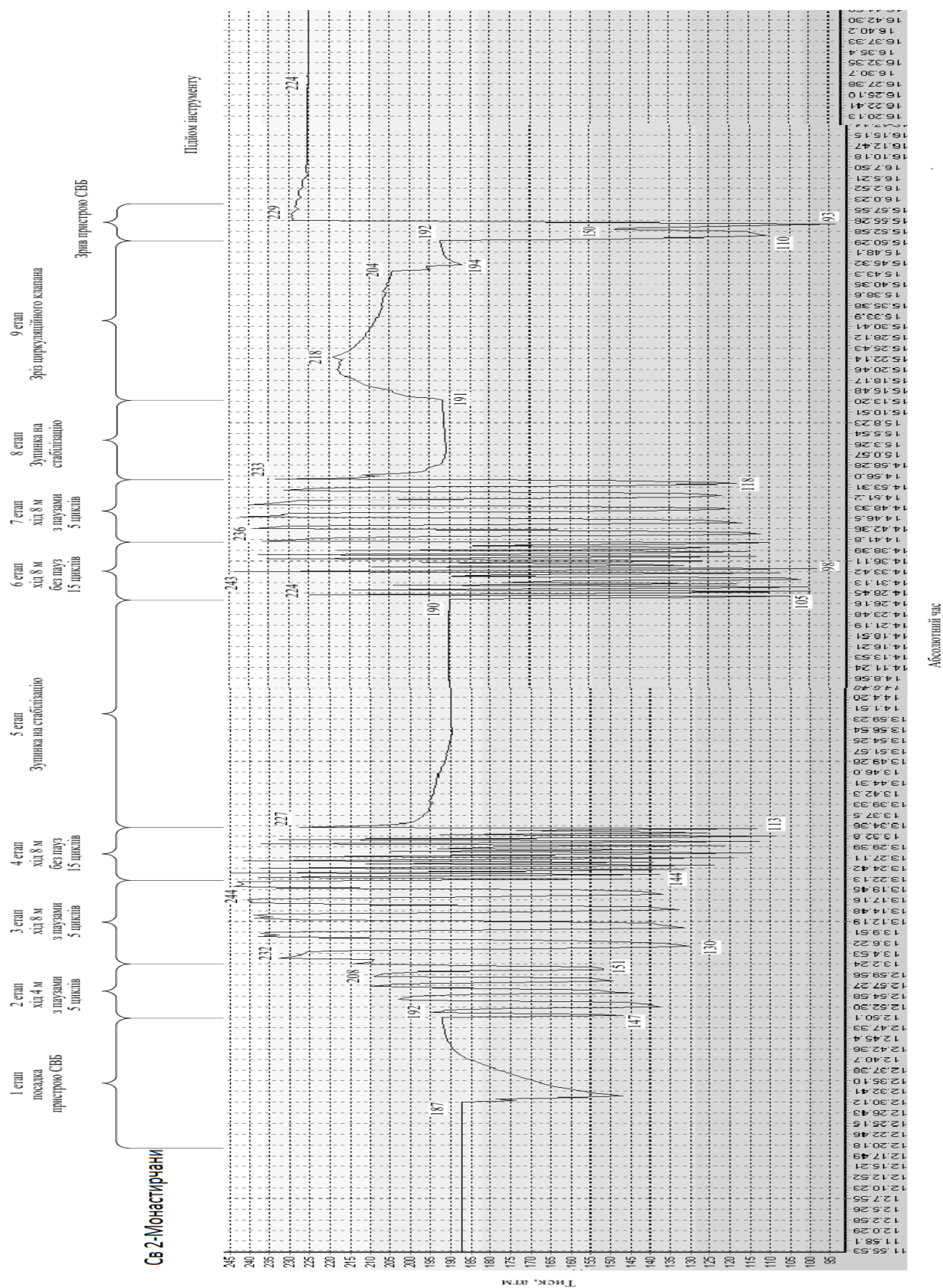
5.3 Інтерпритація результатів дослідження впливу пристрою на привибійну зону пласта

Інтерпритація досліджень була проведена за допомогою метода Міннеєва, який використовується у гідродинамічних дослідженнях свердловин для визначення пластового тиску ($P_{пл}$) за результатами побудови кривої відновлення тиску (КВТ, або pressure build-up test, PBU).

Метод Міннеєва базується на емпіричній апроксимації кривої відновлення тиску після зупинки свердловини. Ідея полягає в тому, що у момент припинення відбору тиск у вибійній зоні поступово відновлюється до значення пластового тиску. Міннеєв запропонував математичну залежність, яка описує зміну тиску в часі, що дозволяє екстраполювати криву до нескінченного часу ($t \rightarrow \infty$) і знайти значення $P_{пл}$.

Метод Міннеєва широко використовується для:

- в визначення пластового тиску у свердловинах, де неможливо провести довгі тести;
- оцінки ступеня виснаження пласта;
- контролю ефективності гідророзриву пласта чи інших методів стимуляції;
- калібрування гідродинамічних моделей у програмах типу PROSPER, MBAL, Карра тощо.



Методика наступна. Стаціонарний режим фільтрації є окремим випадком нестаціонарного, при якому величина депресії дорівнює різниці між пластовим та вибійним тисками. Тому рівняння, що описують ці режими, прирівнюють $q_1 = q_2 = q$:

$$q_1 = \frac{2 \cdot 10^{-3} \cdot k \cdot h \cdot \Delta P}{\mu \cdot \left[\ln\left(\frac{r_d}{r_c}\right) + C \right]} \quad (5.1)$$

Де, q_1 – дебіт свердловини, тис.м³/добу;

k – проникність пласта, м²;

h – ефективна товщина пласта, м;

μ – в'язкість за пластових умов, Па·с;

ΔP – різниця між пластовим та вибійним тисками, МПа;

r_d – радіус контуру живлення, м;

r_c – радіус свердловини, м;

C – скін фактор.

$$q_2 = \frac{(4 \cdot 10^{-3} \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot \Delta P(t))}{\mu \cdot \ln \frac{2,25 \cdot \chi \cdot t}{r_{пр}^2}} \quad (5.2)$$

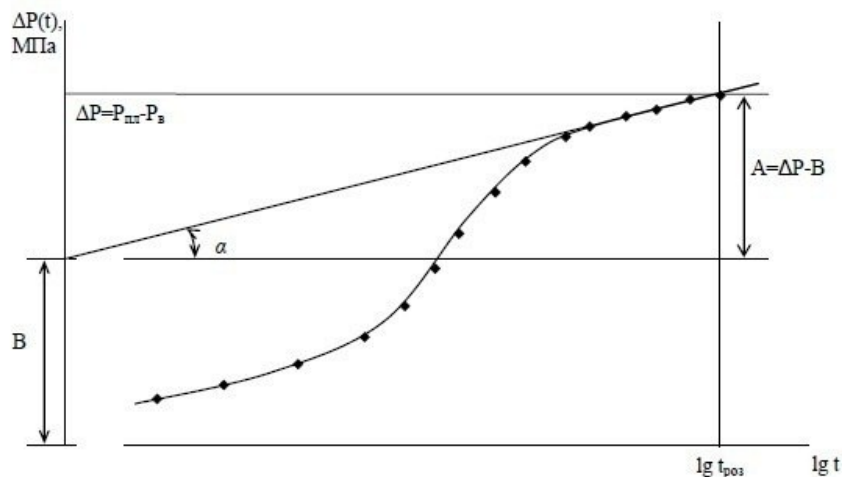
Де q_2 – дебіт свердловини у неусталеному режимі, тис.м³/добу;

χ – п'єзопровідність пласта, м²/с.

t – час роботи свердловини, с;

$r_{пр}$ – приведений радіус свердловини.

За результатами КВТ будують графік у координатах $\lg t - \Delta P(t)$, який зображений на рисунку 5.9. Прямолінійну ділянку на рисунку екстраполують на початок координат. Вираховують кутовий коефіцієнт i та відрізки на осі ординат B та A .

Рисунок 5.9 – КВТ в координатах $\lg t - \Delta P(t)$

Визначають розрахунковий час дослідження $t_{роз}$ за формулою:

$$t_{роз} = 10^{\frac{A}{i}} \quad (5.3)$$

Якщо прямолінійна ділянка вибрана правильно, то значення фактичного часу і розрахункового повинні співпадати.

Визначають оціночні параметри ПЗП

– радіус контуру живлення R_x визначають за формулою:

$$R_k = 0.63 \cdot \sqrt{\frac{q \cdot t_{роз}}{i \cdot h \cdot (m \cdot \beta_p + \beta_n)}} \quad (5.4)$$

де, q_1 – дебіт свердловини, тис.м³/добу;

m – пористість пласта;

β_p – В'язкість рідини, Па⁻¹;

β_n – В'язкість породи, Па⁻¹.

Приведений радіус свердловини $r_{пр}$ визначають за формулою:

$$r_{пр} = R_k \cdot e^{-\frac{1.15 \cdot \Delta P}{i}} \quad (5.5)$$

– скінефект S визначають за формулою:

$$S = \frac{1,15 \cdot \Delta P}{i} - \ln \frac{R_d}{r_c} \quad (5.6)$$

– коефіцієнт досконалості свердловини δ визначають за формулою:

$$\delta = \frac{\ln \frac{R_k}{r_c}}{1,15 \cdot \frac{\Delta P}{i}} \quad (5.7)$$

Визначають фільтраційні параметри ПЗП:

– гідропровідність ПЗП $\varepsilon_{пзп}$ визначають за формулою:

$$\varepsilon_{пзп} = \frac{q \cdot \ln \frac{R_k}{r_c}}{2 \cdot 10^{-3} \cdot \pi \cdot \Delta P} \quad (5.8)$$

– проникність пласта $k_{пзп}$ визначають за формулою:

$$k_{пзп} = \frac{\varepsilon_{пзп} \cdot \mu_p}{h} \quad (5.9)$$

– п'єзопровідність пласта χ визначають за формулою:

$$\chi_{пзп} = \frac{10^{-3} \cdot k_{пзп}}{\mu_p \cdot (m \cdot \beta_p + \beta_n)} \quad (5.10)$$

Визначають фільтраційні параметри пласта:

– гідропровідність пласта ε визначають за формулою:

$$\varepsilon = \frac{\varepsilon_{пзп}}{\delta} \quad (5.11)$$

де δ – коефіцієнт досконалості свердловини.

– проникність пласта k визначають за формулою:

$$k = \frac{\varepsilon \cdot \mu_p}{h} \quad (5.12)$$

– пезопровідність пласта χ визначають за формулою:

$$\chi = \frac{R_k^2}{2.25 \cdot t_{\text{роз}}} \quad (5.13)$$

– поточний коефіцієнт продуктивності свердловини K визначають за формулою:

$$K = \frac{2.73 \cdot 10^{-3} \cdot \varepsilon}{\lg \frac{R_k}{r_{\text{гп}}}} \quad (5.14)$$

Всі розрахунки по даним формулах були виконані в спеціальному програмному забезпеченні для інтерпретації ГДДС, розробленого від УкрНГІ, ПАТ «Укрнафта».

Перед проведенням досліджень було проведено запис кривої падіння вибійного тиску (КПТ-1) до проведення циклічної дії на приви́бійну зону пласта зображено на рисунку 5.10.

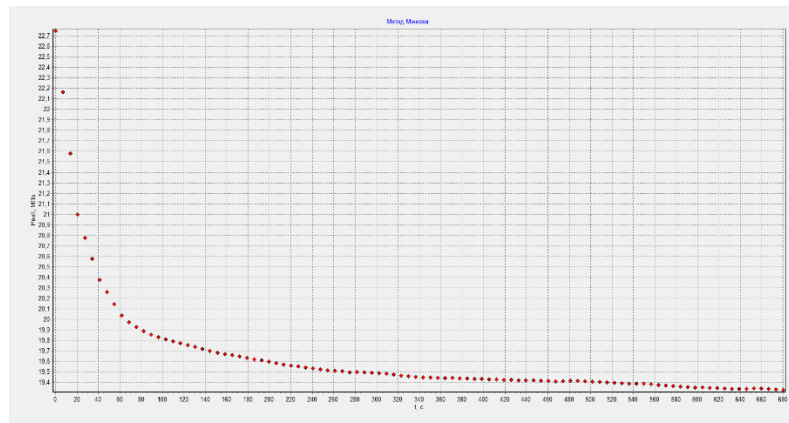


Рисунок 5.10 – Запис кривої падіння вибійного тиску (КПТ-1) до дії пристрою

На поданому графіку на осі X відкладено час (t , с), а на осі Y – тиск ($P_{\text{віб}}$, МПа). Кожна червона точка відповідає експериментальному вимірюванню вибійного тиску під час періоду відновлення. Крива різко спадає на початку (через швидке відновлення після зупинки свердловини) і поступово вирівнюється, прямує

до - значення пластового тиску. Початкове значення 22,7 МПа, а наприкінці крива стабілізується біля 19,4 МПа.

На наведеному рисунку 5.11 зображено результати інтерпретації кривої падіння вибійного тиску, отриманої під час дослідження свердловини методом Міннеєва в програмному забезпеченні УкрНДІгазу перед проведенням циклічної дії на приви́бійну зону пласта (ПЗП).

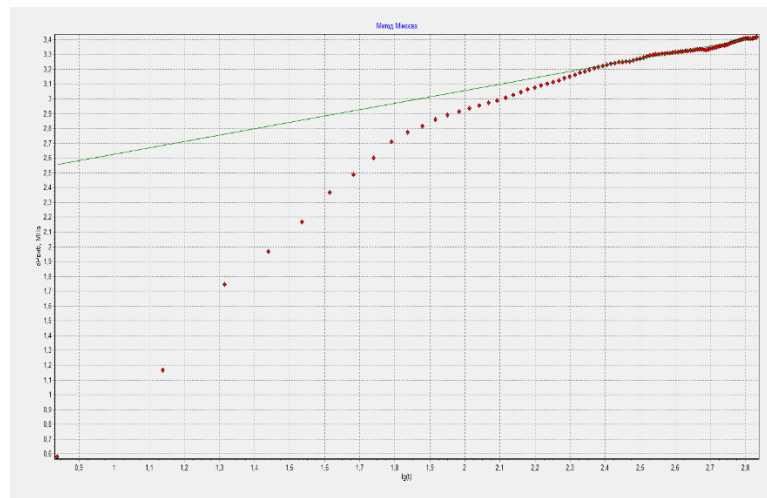


Рисунок 5.11 – Інтерпретація даних кривої падіння вибійного тиску (КПТ-1) до дії пристроя

На осі абсцис відкладено логарифм часу після зупинки свердловини, а на осі ординат – вибійний тиск. Червоні точки відповідають фактичним вимірюванням тиску, а зелена пряма відображає регресійну залежність, побудовану для визначення основних параметрів гідродинамічного стану пласта. На початковому етапі тиск знижується нерівномірно, що вказує на вплив скінефекту, пов'язаного з наявністю забрудненої або частково ізольованої приви́бійної зони. На стабільній ділянці крива наближається до лінійної, що дозволило методом Міннеєва розрахувати ефективні параметри свердловини.

Отримані результати показують, що приведений радіус свердловини становить 0,0000745 м. Значення скінефекту дорівнює 9,58, що свідчить про істотний опір притоку флюїду у приви́бійній зоні. Репресія на пласт склала

3,846 МПа, тоді як втрати через скінефект досягають 2,427 МПа, тобто понад 60 % перепаду тиску пов'язано саме з неефективністю ПЗП.

Коефіцієнт відношення приймальностей дорівнює 0,368, що відображає наявність зон із зниженою проникністю. Коефіцієнт досконалості свердловини 0,37 підтверджує значне погіршення гідродинамічного зв'язку між свердловиною та пластом, що потребує виконання заходів інтенсифікації.

Після підтвердження того що дана свердловина потребує впливу на ПЗП Проведена інтерпретація кривої падіння тиску засвідчила низьку продуктивність свердловини внаслідок високого скінефекту та невисокої досконалості, а також дала кількісні параметри, необхідні для подальшого планування ПЗП-впливу. Проведено випробування пристроєм зазначені в розділі промислових досліджень, та повторно записаний запис кривої падіння тиску (КПТ-2)

На рисунку 5.12 зображено криву падіння вибієного тиску після проведення впливу на привибійну зону пласта (ПЗП).

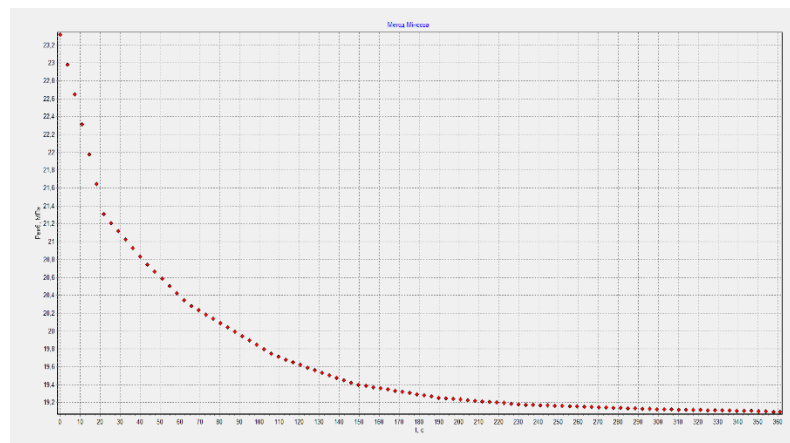


Рисунок 5.12 – Запис кривої падіння вибієного тиску (КПТ-2) після дії пристрою

Порівняно з попереднім дослідженням до обробки, характер кривої змінився – спостерігається швидше зниження тиску на початковій ділянці та більш плавний вихід на стабілізацію. Це свідчить про покращення гідродинамічного зв'язку між свердловиною та пластом після здійснення дії на ПЗП.

На рисунку 5.13 представлено результати інтерпретації другої кривої падіння тиску (КПТ-2), отриманої після проведення циклічної дії на привибійну зону пласта (ПЗП) за методом Міннєєва.

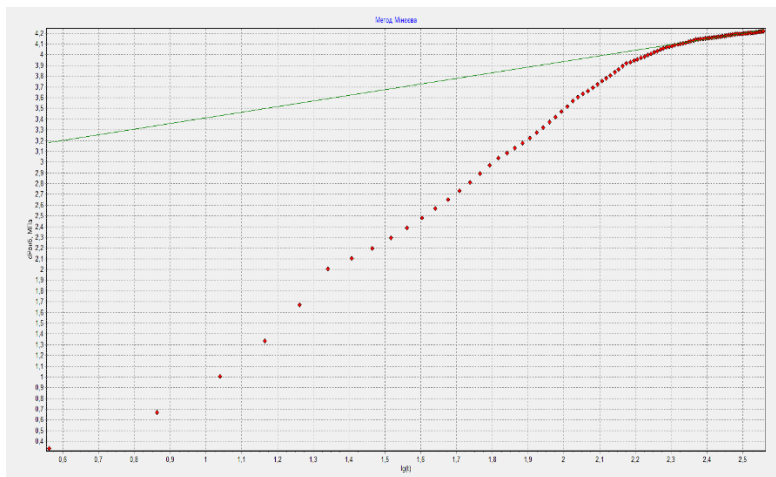


Рисунок 5.13 – Інтерпритація даних кривої падіння вибійного тиску (КПТ-2) до дії пристроя

Аналіз залежності у напівлогарифмічних координатах показує покращення гідродинамічного стану свердловини порівняно з попереднім дослідженням до обробки. Крива стала більш лінійною на основній ділянці, що свідчить про відновлення стабільного режиму фільтрації та зменшення впливу додаткових опорів у привибійній зоні.

З отриманих розрахункових даних визначено, що приведений радіус свердловини становить 0,00189 м, що відображає ефективніше проникнення флюїду в пласт. Скін-ефект зменшився до 4,04, тобто майже вдвічі у порівнянні з попереднім значенням 9,58, що свідчить про істотне зниження опору притоку та очищення привибійної зони після циклічного впливу. Репресія на пласт становить 4,415 МПа, а втрати через скін-ефект — 1,849 МПа, що також менше ніж до обробки (2,427 МПа), тобто ефективність привибійної зони значно підвищилася.

Показники коефіцієнта відношення приймальностей (0,59) та коефіцієнта досконалості свердловини (0,58) демонструють помітне покращення проникності

та гідродинамічного зв'язку між свердловиною і пластом. Це свідчить про успішне відновлення робочих властивостей ПЗП і зростання її ефективної площі фільтрації.

На наведеному рисунку 5.14 представлено графоаналітичний метод оцінки технологічної ефективності проведених робіт за результатами гідродинамічних досліджень свердловини.

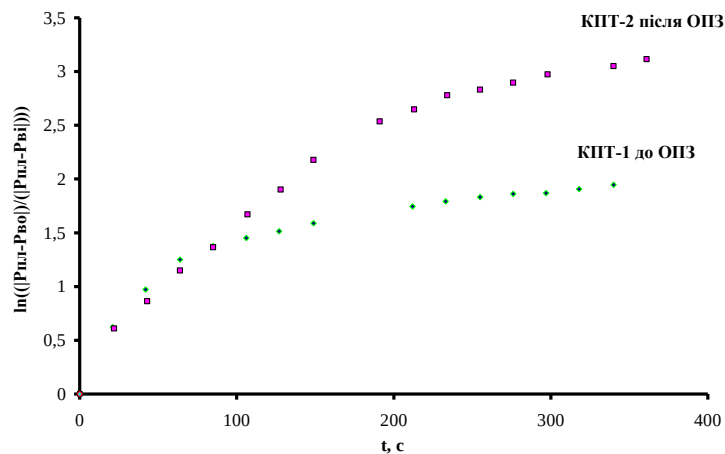


Рисунок 5.14 – Графоаналітичний метод оцінки технологічної ефективності проведених робіт за даними гідродинамічних досліджень

По осі абсцис відкладено логарифм приведенного часу, а по осі ординат — тиск на вибої або приведений тиск. Дві серії експериментальних точок відображають зміни характеристик свердловини до і після впливу на привибійну зону пласта (ПЗП): Фіолетові точки — дані першого дослідження (КПТ-1), тобто стан свердловини до проведення циклічної дії; Зелені точки — результати другого дослідження (КПТ-2), тобто стан свердловини після впливу на ПЗП.

Як видно з графіка, після обробки (зелені точки) тиск на вибої при тих самих умовах знижується швидше, а лінійна ділянка кривої має менший нахил, що свідчить про зменшення скінефекту та покращення проникності привибійної зони. Зміщення кривої вниз означає зниження втрат тиску на фільтрацію, тобто збільшення ефективного притоку флюїду до вибою свердловини.

Таким чином, за результатами графоаналітичного порівняння можна зробити висновок, що технологічний ефект обробки позитивний – приви́бійна зона очищена, фільтраційні опори зменшені, що забезпечує підвищення продуктивності свердловини.

Визначені параметри технологічної ефективності на основі результатів гідродинамічних досліджень зображені в таблиці 5.6.

Таблиця 5.6 – Результати проведених досліджень

Оціночні параметри	До ОПЗ	Після ОПЗ
Скін-ефект	9,58	4,04
Репресія, МПа	3,846	4,415
Втрати репресії в ПЗП через скін-ефект, МПа	2,427	1,849
Коефіцієнт досконалості свердловини, частки	0,37	0,58

5.4 Застосування пристрою для впливу на приви́бійну зону пласта до гідравлічного розриву пласта та на етапі освоєння свердловин

Гідравлічний розрив пласта (ГРП) є одним із найбільш ефективних методів інтенсифікації припливу флюїдів у свердловини зі щільних порід та виснажених родовищ. Типова технологія проведення ГРП включає кілька послідовних етапів: дослідження властивостей свердловини та пласта; підготовка свердловини до проведення гідравлічного розриву пласта; закачування рідини-пісконосія з пропантом; нагнітання продавлюючої рідини; завершальне освоєння свердловини.

Однак, як показано в науковій літературі та практичному досвіді, успішність ГРП часто залежить не лише від якості проведення самого розриву, але й від якісних досліджень стану приви́бійної зони пласта до проведення ГРП та швидкості освоєння після процесу закачування рідини розриву та пропанту [89].

Частою проблемою, що виникає перед проведенням ГРП, є відсутність проведення якісних досліджень забрудненої приви́бійної зони пласта. Для ефективного проектування процесу ГРП, розрахунку точних параметрів дизайну ГРП та економічної ефективності, виникає необхідність отримання даних пластового тиску, скіна ПЗП, проникності та будови покладу[91].

Окрім цього ефективність гідравлічного розриву пласта безпосередньо залежить не лише від якості дизайну самої тріщини, а й від фінального етапу — швидкості освоєння свердловини та виведення її на сталий режим роботи. Навіть ідеально сформована тріщина може мати низьку фактичну провідність через негативні явища, що виникають у процесі ГРП та освоєння. Головним серед них є скін-ефект, який, хоча й має бути негативним після успішного ГРП, часто набуває позитивного значення через довготривале освоєння та осідання залишків полімеру на стінках тріщини та в пропантній пачці.

Методика та рекомендації застосування пристрою на етапі підготовки до та після ГРП включає наступні операції:

На етапі спуску та установлення пристрою, пристрій спускається на колоні НКТ відповідного діаметра (найчастіше діаметром 73 мм) до глибини, збігаючись з інтервалом перфорації об'єкта ГРП. При цьому шаблонування експлуатаційної колони здійснюється за стандартною методикою з використанням калібрувальних шаблонів, як описано у розділі 5.1. Після досягнення розрахункової глибини НКТ обпресовується до гідравлічного переводу пристрою в робоче положення.

На етапі діагностики стану привибійної зони, слід провести запис кривої падіння вибійного тиску (КПТ) для визначення коефіцієнта досконалості свердловини та величини скін-ефекту. Це дозволить кількісно оцінити ступінь забруднення привибійної зони та обґрунтувати необхідність проведення впливу.

На етапі проведення циклічного впливу на привибійну зону, після установлення пристрою у робочому положенні проводяться зворотно-поступальні рухи свердловинної колони з амплітудою 4-8 метрів та частотою, що визначається за фактичними умовами роботи (як описано у розділі 5.2). Залежно від ступеня забруднення, рекомендується виконати 10-40 циклів із контролем змін вибійного тиску за допомогою вмонтованого глибинного манометра.

У процесі циклічного впливу, створюється депресія 5-10 МПа, що ініціює приплив флюїду з пласта та вивільнення коьматантів; у момент спуску колони створюється репресія, що забезпечує втиснення винесених коьматантів вверх

через клапани у трубах; глибинний манометр безперервно реєструє зміни тиску, що дозволяє оперативно регулювати режим роботи.

Вибір режиму роботи залежить від характеру пласта: для низькопроникних пластів ($k < 0,01$ мкм²) рекомендуються повільні цикли (амплітуда 4 м, частота 3-5 циклів на годину) з тривалими паузами для стабілізації тиску; для більш проникних пластів можна збільшити амплітуду до 8 м та частоту циклів. Різке зростання амплітуди депресії свідчить про посилення припливу та підвищення ефективності процесу. Якщо депресія стагнує, необхідно збільшити амплітуду або частоту циклів.

Тривалість впливу визначається емпірично: зазвичай достатньо 20-40 циклів, але для сильно забруднених зон може знадобитися більше операцій. Критерієм завершення є стабілізація вибійного тиску та зникнення закисних частинок у видаленій рідині.

Після завершення циклічного впливу пристрій піднімається на поверхню.. Порівняння параметрів КПТ на початку свабування та після впливу (скін-ефект, коефіцієнт досконалості свердловини, гідропровідність) дозволяє кількісно оцінити ступінь забруднення привибійної зони та проектування ГРП.

Крім використання перед ГРП, доцільно використовувати пристрій при проведенні освоєння свердловин на завершальному етапі технології ГРП. Це дозволить вилучати закачану рідину, залишки хім. реагентів та зменшення скіну ГРП. Після ГРП у тріщині залишаються не до кінця зруйновані полімерні компоненти рідини ГРП. Контрольований імпульсно-хвильовий вплив, створюваний пристроєм, здатний генерувати достатню енергію, яка сприяє фізико-хімічній деструкції та подрібненню цих в'язких залишків. Це полегшує їхнє подальше винесення на поверхню при освоєнні.

Циклічна дія пристрою виконує роль свабування, що видаляє ці залишки і прискорює відновлення провідності привибійної зони пласта. При цьому створюється достатня депресія для ініціювання природного припливу флюїду з пласта. Гідродинамічні цикли, створювані пристроєм, сприяють вирівнюванню

тиску у привибійній зоні та забезпеченню стабільного припливу газу або нафти. Дія пристрою створює змінний перепад тиску, який, проходячи через пропантну пачку, ефективно деблокує пори та сприяє активному витісненню рідини ГРП та розпушеного кольматанта назад у свердловину. Цей процес можна розглядати як більш ефективний та цілеспрямований метод освоєння порівняно з пасивним зниженням тиску. Це особливо важливо для низькопроникних пластів, де природна фільтрація відбувається повільно та пластів з пониженим пластовим тиском. Окрім цього, зразу можна провести запис тиску під час освоєння та визначати коефіцієнт продуктивності свердловини вже на етапі завершальних робіт. Це дає можливість оперативно скорегувати режими подальшої експлуатації.

За результатами випробувань в умовах виснажених родовищ, пропонується інтегрувати розроблений пристрій, що використовує контрольований, пульсуючий або імпульсно-хвильовий вплив, у технологічний цикл операцій гідравлічного розриву пласта (ГРП), як для підготовки свердловини, так і для наступного освоєння. На відміну від традиційних методів підготовки, які вимагають залучення спеціалізованого обладнання та дорогих хімічних реагентів, запропонований пристрій вирізняється економічністю та автономністю, оскільки розташовується безпосередньо у свердловині та приводиться в дію стандартною буровою установкою або піднімальним агрегатом, що вже є на майданчику. Додатковою критичною перевагою є можливість одночасної діагностики та регульованості режимів роботи, що дозволяє оперативно адаптуватися до поточних пластових умов та отримувати повну діагностичну інформацію. Застосування пристрою в процесі освоєння безпосередньо після ГРП має ключове значення для вирішення проблем кольматації пропантної пачки (залишками рідини ГРП, дрібними частинками пласта) та низької ефективності освоєння, які є типовими для традиційних методів (зниження рівня рідини, використання азоту). Контрольований хвильовий вплив пристрою здатний мінімізувати позитивний скін-ефект та максимізувати фактичну провідність тріщини шляхом ефективного очищення її стінок і пропантної пачки від в'язких фільтратів рідини ГРП.

Висновки до розділу 5

Проведеними стендовими і промисловими випробуваннями доведено можливість свабування свердловини безпосередньо в експлуатаційній колоні і проведення гідродинамічних досліджень безпосередньо в процесі свабування.

Розроблений пристрій призначений для застосування в експлуатаційних колонах діаметром 146 та 168 мм. Максимальний робочий тиск, на який розрахований корпус пристрою, становить 70 МПа, що відповідає умовам глибоких свердловин (до 4000-4500 м). Діапазон робочих температур, за яких забезпечується працездатність ущільнювальних елементів, становить від +10 до +120 °С. Пристрій найбільш ефективний у свердловинах із пластовим тиском не менше 5-10 МПа, що забезпечує створення необхідної депресії для виносу кольматанту.

За результатами цих досліджень сконструйовано і виготовлено пристрій, а також випробувано його в свердловинах 2-Монастирчани і 811-Пасічна.

Створювана депресія на пласт, яка була зафіксована за допомогою вмонтованого у пристрій глибинного манометра, змінювалася в межах 5,0 – 9,0 МПа, що свідчить про значний рівень зниження вибірного тиску та потенціал інтенсифікації припливу вуглеводнів у свердловину. Водночас значення репресії, що виникали під час спуску сваба, коливалися від 2,1 до 6,1 МПа.

Аналіз зусиль, що виникають на гаку під час роботи пристрою, дозволив оцінити навантаження на сваб та особливості підйому рідини. При русі вгору зусилля змінювалися від 5,8 до 8,0 тс, що свідчить про змінний гідравлічний опір. При русі вниз відбувалося розвантаження, яке коливалося в межах від 4,8 до 12,7 тс.

Максимальні зусилля на гаку при підйомі до 8,0 тс вказують на здатність пристрою працювати в умовах значних гідравлічних опорів.

Регулювання швидкості руху пристрою дозволяє змінювати значення депресії і репресії на пласт.

Результати дослідно-промислових випробувань в свердловині підтвердили працездатність і ефективність пристрою при створенні гідродинамічної дії (циклів

депресій-репресій) на привибійну зону пласта. Також успішно випробувана можливість проведення гідродинамічних досліджень в процесі застосування пристрою.

За результатами інтерпретації кривої падіння вибійного тиску, зареєстрованої до проведення обробки привибійної зони пласта (ПЗП) циклічною дією, встановлено наявність значного забруднення працюючого інтервалу ПЗП, що проявляється у високому позитивному скінефекті ($s = 9,58$) та низькому коефіцієнті досконалості свердловини ($0,37$). Це свідчить про підвищений опір притоку флюїду до вибою свердловини і необхідність проведення робіт з відновлення проникності.

За даними гідродинамічних досліджень до і після обробки ПЗП підтверджується доцільність і висока ефективність проведених робіт з очистки ПЗП за допомогою пристрою СВБ. У результаті проведення впливу коефіцієнт досконалості свердловини зріс з $0,37$ до $0,58$, а коефіцієнт продуктивності збільшився у $1,57$ разів, що свідчить про суттєве покращення фільтраційних параметрів та відновлення працездатності привибійної зони пласта.

Пристрій для освоєння та дослідження свердловин може бути ефективно застосований як на етапі підготовки та досліджень до гідравлічного розриву пласта, так і на етапі освоєння свердловин після ГРП. Його використання сприяє отримання даних з досліджень, очищенню привибійної зони від кольматантів, зниженню скін-ефекту ГРП, пришвидченого видалення рідини на етапі освоєння та поліпшенню гідродинамічного зв'язку між свердловиною та пластом, що в свою чергу забезпечує більшу ефективність ГРП-операцій та стійкіший приплив флюїдів після введення свердловини в експлуатацію.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

Дисертація є закінченою науково-дослідною роботою, в якій на основі теоретичних узагальнень, аналізу промислових даних, лабораторних експериментів та дослідно-промислових випробувань вирішено актуальне науково-прикладне завдання підвищення ефективності технології проведення гідравлічного розриву пласта (ГРП) з урахуванням кольматації та зміни властивостей привибійної зони (ПЗП). Отримано такі основні результати:

1. Проведений аналіз сучасного стану технологій впливу на ПЗП підтвердив, що основною причиною зниження продуктивності свердловин є її кольматація. Встановлено, що ГРП є найбільш ефективним методом відновлення проникності, однак його результативність критично залежить від комплексного врахування геолого-фізичних параметрів пласта, стану ПЗП (скін-фактор), типу робочої рідини та своєчасності освоєння свердловини після операції.
2. Удосконалено методику вибору об'єктів для проведення ГРП. Запропоновано комплексний підхід у вигляді «дерева рішень», який включає п'ять блоків критеріїв (геолого-петрофізичні, гідродинамічні, структурно-геологічні, технічні та економічні). Використання даної методики дозволяє підвищити обґрунтованість вибору об'єктів для інтенсифікації, мінімізувати ризики неуспішного проведення ГРП та забезпечити економічну доцільність проведення ГРП.
3. Удосконалено методику прогнозування дебіту свердловин після гідравлічного розриву пласта (ГРП), яка, на відміну від існуючих підходів, інтегрує в матеріально-балансове моделювання у програмному середовищі PROSPER результати діагностичних нагнітальних тестів (DFIT), що дозволяє підвищити достовірність вхідних параметрів (пластовий тиск та проникність) та точність прогнозу.
4. На основі аналізу історії видобутку та результатів ГРП на 12 свердловинах досліджуваного родовища встановлено закономірності впливу різних

факторів на ефективність інтенсифікації. Виявлено пряму залежність між початковим дебітом свердловини на випробуванні та зростанні продуктивності після проведення ГРП. Свердловини з початковим більшим дебітом показують більший потенціал після ГРП. Доведено, що величина приросту дебіту газу прямо пропорційна поточному пластовому тиску. Виявлено, що збільшення тривалості перебування рідини в пласті після ГРП понад 10 діб призводить до погіршення фільтраційних властивостей та зниження кінцевого дебіту в середньому на 15–20%.

5. Інтерпретація діагностичних нагнітальних тестів (DFIT) та моделювання у програмному середовищі MFRAC дозволили визначити оптимальні параметри дизайну ГРП для умов низькопроникних колекторів. Встановлено, що для забезпечення ефективного дренажу необхідно підтримувати чистий тиск у тріщині на рівні 25–35 атм. Встановлено нелінійну залежність: за зростання FCD від 2,8 до 7,0 спостерігалось підвищення продуктивності, однак подальше збільшення FCD (15 –19) призводило до обмежених приростів (9 – 10 тис. м³/добу). Підтверджено, що технологія Slickwater в умовах досліджуваного родовища забезпечує формування довших тріщин та вищі дебіти у порівнянні з традиційними гелями.
6. Створено та інтегровано матеріально-балансову модель досліджуваного родовища у середовищі MBAL, що дозволило з високою точністю відтворити історію видобутку та динаміку пластового тиску. Прогнозне моделювання на 10 років показало, що впровадження ГРП на ранніх стадіях розробки дозволяє підвищити кінцевий коефіцієнт газовилучення до 86,55% за 15 років розробки родовища. Розраховані показники (NPV = 13,66 млн дол. США, IRR = 68,2%, термін окупності 5 років) свідчать про високу інвестиційну привабливість технології. Встановлено, що вартість затримки початку робіт становить близько 5 034 дол. США на добу, що підкреслює важливість мінімізації організаційних простоїв. Базовий сценарій показав, що розробка досліджуваного родовища без ГРП не доцільно.

7. Лабораторними дослідженнями обґрунтовано оптимальні рецептури рідин для ГРП на основі гуару з концентрацією 2,8 кг/м³, комбінацією зшивачів та деструкторів. Підтверджено, що розроблені рецептури забезпечують необхідну в'язкість (>450 сП) та стабільність за температури 85 °С.
8. Експериментально на кернях доведено, що збільшення концентрації гуару з 2,8 до 6,0 кг/м³ призводить до зростання ступеня кольматації (зниження газопроникності з 89% до 97%), що вказує на необхідність використання мінімально достатніх концентрацій полімеру.
9. Розроблено, виготовлено та випробувано у промислових умовах новий пристрій для впливу на приви́бійну зону пласта. Гідродинамічні дослідження до та після обробки засвідчили зниження скін-ефекту з 9,58 до 4,04 та підвищення коефіцієнта досконалості свердловини з 0,37 до 0,58.
10. Запропоновано комплексну технологію, яка передбачає використання розробленого пристрою на етапах підготовки до ГРП (для оцінки реального стану ПЗП) та післяопераційного освоєння (для прискореного винесення рідини та залишкового полімеру). Доведено, що таке поєднання сприяє зменшенню негативного впливу кольматації, підвищенню ефективності дренавання низькопроникних колекторів та забезпечує стійкіший приплив вуглеводнів після введення свердловини в експлуатацію.
11. Результати дисертаційної роботи впроваджено у практику вітчизняних нафтогазовидобувних підприємств, що підтверджується відповідними актами. Розроблені методичні підходи, оптимальні рецептури рідин та технічні рішення дозволяють підвищити техніко-економічну ефективність розробки газових родовищ України.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Бойко, В. С. (2004). *Розробка та експлуатація нафтових родовищ: Підручник*. Реал-Принт, 2004.-695с.
2. Вдовиченко, А. І. (2015). Передові технології інтенсифікації нафтогазовидобутку в Україні. У *Економічний розвиток: теорія, методологія, управління* (С. 74–79). Матеріали III Міжнародної науково-практичної конференції. Будапешт–Прага–Київ.
3. Возний, В. Р., & Дудра, О. В. (2013). Аналіз методів інтенсифікації припливу вуглеводнів на родовищах НГВУ «Бориславнафтогаз» і оцінка коефіцієнта нафтогазовилучення. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ, (1(46))*, 215–225. [URL: http://elar.nung.edu.ua/handle/123456789/3381](http://elar.nung.edu.ua/handle/123456789/3381)
4. Возний, В. Р., & Катрич, В. Д. (2015). Руйнування зони кольмітації гідроімпульсними пристроями. У *Нафтогазова енергетика 2015* (С. 102–104). Івано-Франківськ. [URL: http://elar.nung.edu.ua/handle/123456789/7264](http://elar.nung.edu.ua/handle/123456789/7264)
5. Григораш, В. В., & Андрусак, А. М. (2005). *Дослідження реологічних властивостей рідин для ПГРП у пластових умовах на віскозиметрі з використанням цифрових технологій* (Звіт НДЦ). ВАТ “Укрнафта”.
6. Григораш, В. В., & Бурмич, Ф. М. (2000). Визначення гідравлічних втрат під час потужного гідророзриву пласта гелями та розчинами полімерів. У *Нафта і газ України* (Т. 2, С. 140–142). Івано-Франківськ.
7. Григораш, В. В., Дранчук, М. М., Кісьліс, І. С., & Лаврик, Л. М. (2006). Параметри рідини для гідравлічного розриву пласта – основні вимоги та їх дослідження. *Методи та прилади контролю якості, (17)*, 97–101.
8. Григораш, В. В., & Кісьліс, І. С. (2004). Визначення гідравлічних втрат під час руху рідин в трубах у процесі потужного гідророзриву пласта. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ, (1(10))*, 75–78.
9. Григораш, В. В., Качмар, Ю. Д., Кісьліс, І. С., & Антонюк, І. М. (2005). Удосконалення конструкції віскозиметра ВСН–2М. *Нафтова і газова промисловість, (6)*, 42–45.

10. Григораш, В. В. (2004). Розробка комп'ютеризованої системи контролю за процесом потужного гідророзриву пласта. *Методи та прилади контролю якості*, (12), 107-112.
11. Грицишин, В. І. (2012). *Петрофізична характеристика колекторів нафтових і газових родовищ Карпатського регіону і Дніпровсько-Донецької западини*: Монографія. Лілея НВ. [URL: http://elar.nung.edu.ua/handle/123456789/5042](http://elar.nung.edu.ua/handle/123456789/5042)
12. Довідник з нафтогазової справи. (1996). За заг. ред. В. С. Бойка, Р. М. Кондрата, Р. С. Яремійчука. К.; Львів.
13. Єгер, Д. О., Лещенко, І. Ч., & Гришаненко, В. П. (2019). Проблеми та перспективи стабілізації і наросування видобутку природного газу в Україні. *Проблеми загальної енергетики*, (1), 4–11.
14. Єгер, Д. О. та ін. (2005). *Моделювання геологічної будови покладів нафти і гідродинаміки процесів їх розробки*. Львів-Київ.
15. Зезекало, І. Г., & Думенко, Г. А. (2021). Проблеми використання пневморозриву для інтенсифікації видобутку вуглеводневої сировини на газоконденсатних родовищах України. *Вісник Національного технічного університету "ХПІ". Серія: Хімія, хімічна технологія та екологія*, (1(5)), 32–37.
16. Зезекало, І., Іваницька, І., & Агеїчева, О. (2020). Основні принципи відновлення продуктивності свердловин закольматованих у процесі їх буріння та експлуатації методом кислотних обробок. *Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: Інноваційні дослідження у наукових роботах студентів*, (6), 90–94. <https://doi.org/10.20998/2220-4784.2020.06.14>
17. Качмар, Д. Ю., Бурмич, Ф. М., Андрусак, А. М., & Цьомко, В. В. (2002). Аналіз застосування потужних гідророзривів у глибоких свердловинах України. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*, (1), 17-21.
18. Качмар, Ю. Д., & Лісовий, Г. А. (1993). Удосконалення планування і організації робіт при ГРП. *Нафтова та газова промисловість*, (1), 29-31.

19. Качмар, Ю. Д., & Цьомко, В. В. (2000). Аналіз розкриття, розвитку і закріплення тріщини під час гідророзриву пласта. *Нафтова та газова промисловість*, (3), 27-29.
20. Качмар, Ю. Д., & Цьомко, В. В. (2005). Методика комплексного проектування гідророзриву пласта. *Нафтова та газова промисловість*, (4), 12-15.
21. Качмар, Ю. Д. (1991). До визначення тисків і витрат рідини при плануванні ГРП. *Нафтова і газова промисловість*, (2), 25–27.
22. Качмар, Ю. Д. (1997). *Дослідження технології та моделювання ПГРП на ПЕОМ*. ЦНДЛ.
23. Качмар, Ю. Д., Андрусак, А. М., Григоращ, В. В., Бурмич, Ф. М., і др. (2004). *Дослідження реологічних властивостей рідин для ПГРП у пластових умовах на віскозиметрі з використанням цифрових технологій* (Звіт ЦНДЛ ВАТ “Укрнафта”, Н/З № 101342). Івано-Франківськ.
24. Качмар, Ю. Д., Бурмич, Ф. М., Андрусак, А. М., & Григоращ, В. В. (2003). *Нові технології потужного гідророзриву пласта* (Збірник наукових праць). Івано-Франківськ.
25. Качмар, Ю. Д., Бурмич, Ф. М., і др. (2000). *Удосконалення технології ПГРП та її впровадження на родовищах НГВУ ‘Чернігівнафтогаз’* (Звіт ЦНДЛ ВАТ “Укрнафта”, Договір № 00/79). Івано-Франківськ.
26. Качмар, Ю. Д., Меркуров, А. Б., Бурмич, Ф. М., & Савка, В. М. (1999). Застосування потужних гідравлічних розривів пласта на родовищах України. *Нафтова та газова промисловість*, (4), 28-31.
27. Качмар, Ю. Д., Світлицький, В. М., Синюк, Б. Б., & Яремійчук, Р. С. (2004). *Інтенсифікація припливу вуглеводнів у свердловину* (Кн. 1). Центр Європи.
28. Карпенко, О., Соболев, В., Миронцов, М., & Карпенко, І. (2020). Аналіз впливу геологічних чинників на глибину зони проникнення фільтрату при первинному розкритті гранулярних колекторів за даними ГДС. *Вісник*

Київського Національного Університету імені Тараса Шевченка. Серія: Геологія, (4(91)), 16-21.

29. Кондрат, О. Р., Кондрат, Р. М., & Климишин, Я. Д. (2011). Експериментальні дослідження процесів очищення приви́бійних зон газоконденсатних свердловин від сконденсованих вуглеводнів. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ, (3), 80–84.* [URL: http://elar.nung.edu.ua/handle/123456789/3795](http://elar.nung.edu.ua/handle/123456789/3795)
30. Кондрат, Р. М. (2005). Активний вплив на процеси розробки родовищ природних газів з водонапірним режимом для збільшення газовилучення конденсату. *Наука та інновації, 1(5), 12-23.*
31. Кондрат, Р. М. (2021). *Технологія розробки газових і газоконденсатних родовищ: Підручник.* ІФНТУНГ, 471 с.
32. Кондрат, Р. М., & Кондрат, О. Р. (2008). Нові технології інтенсифікації видобування природного газу та газового конденсату із родовищ. *Прикарпатський вісник. НТШ, (1(1)), 212-220.*
33. Кондрат, Р. М., & Хайдарова, Л. І. (2019). Дослідження впливу характеристик розкриття газоносних пластів перфорацією на видобувні можливості свердловини. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ, (4(73)), 46-53.*
34. Кондрат, Р. М., Кондрат, О. Р., & Хайдарова, Л. І. (2020). Напрями підвищення ефективності дорозробки виснажених родовищ природних газів. *Нафтогазова галузь: Перспективи нарощування ресурсної бази (С. 111-113).* Івано-Франківськ.
35. Кондрат, Р. М., Кондрат, О. Р., & Хайдарова, Л. І. (2022). Удосконалення технологій дорозробки виснажених газових покладів. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ, (2(83)), 26-36.*
36. Кондрат, Р. М., Мороз, Л. Б., & Михайлюк, В. Д. (2013). Інтенси́фікація припливу нафти до свердловини із застосуванням поверхнево-активних

- систем. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*, (3). [URL: http://elar.nung.edu.ua/handle/123456789/3236](http://elar.nung.edu.ua/handle/123456789/3236)
37. Кондрат, Р. М., Щепанський, М. І., & Хайдарова, Л. І. (2020). Дослідження впливу забруднення приви́бійної зони пласта і параметрів перфораційних каналів на продуктивність газових свердловин. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*, (3(76)), 23-32.
 38. Копей, І. Б., Середюк, В. Д., Дем'янчук, Я. М., & Лялюк, М. Я. (2021). Використання комплексної дії для запобігання та ліквідації асфальт-смоло-парафінових відкладів у стовбурі свердловини. *Науковий Вісник Івано-Франківського Національного Технічного Університету Нафти і Газу*, 2(51), 47–54. [https://doi.org/10.31471/1993-9965-2021-2\(51\)-47-54](https://doi.org/10.31471/1993-9965-2021-2(51)-47-54)
 39. Купер, І. М. (2019). *Device for well completion and investigation* (Патент України № 12).
 40. Купер, І. М., & Михайлишин, Б. І. (2023). Освоєння свердловин виснажених родовищ. *Міжнародний науковий форум нафтогазова енергетика* (С. 55-57). Івано-Франківськ.
 41. Мислюк, М. А., Рибчич, І. Й., & Яремійчук, Р. С. (2004). *Буріння свердловин: Довідник* (Т. 3: Вертикальне та скероване буріння). "Інтерперес ЛТД". 294 с.
 42. Мислюк, М. А. (2010). Моделювання прийняття технологічних рішень в бурінні. *Нафтова і газова промисловість*, (3), 11–15.
 43. Мороз, Л., Угриновський, А., & Попович, Н. (2021). Дослідження гідравлічного розриву пласта на нафтових свердловинах з метою інтенсифікації відбору. *InterConf*, (87), 332-337. <https://doi.org/10.51582/interconf.21-22.11.2021.040>
 44. Нагорний, В. П., & Денисюк, І. І. (2013). *Технології інтенсифікації видобутку вуглеводнів*. НАН України, Ін-т геофізики ім. С.І. Субботіна. 268с.
 45. Нові методи підвищення нафтовилучення пластів: Монографія / К. О. Оганов та ін. (2005). Наук. думка. [URL: http://elar.nung.edu.ua/handle/123456789/4974](http://elar.nung.edu.ua/handle/123456789/4974)

46. Новітні методи розкриття та освоєння пластів з аномально низькими пластовими тисками (АНПТ) / О. О. Іванків та ін. (2007). *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу*, (2), 48–53. URL: <http://elar.nung.edu.ua/handle/123456789/1565>
47. Рибалка, С., & Карпенко, О. (2016). Колекторські властивості теригенних порід на великих глибинах центральної частини Дніпровсько-Донецької западини. *Вісник Київського Національного Університету імені Тараса Шевченка. Серія: Геологія*, (1(72)), 56-59.
48. Розробка технологій інтенсифікації припливу газу з застосуванням гідророзриву пластів та гідропіскоструминної перфорації на конкретних свердловинах (Звіт про НДР) / Український науково-дослідний інститут природних газів; керівник Б. Буняк; відп. виконав.: В. Соболев та ін. (2003).
49. Світлицький, В. М., & Чайченко, Б. І. (2013). Підвищення продуктивності свердловин шляхом одночасної дії на приви́бійну зону пласта хімічними реагентами з імпульсно-хвильовим впливом. *Нафтогазова галузь України*, (6), 26–27. URL: <http://elar.nung.edu.ua/handle/123456789/3673>
50. Світлицький, В. М. (2014). До питання підвищення продуктивності нафтогазових свердловин. *Нафтогазова галузь України*, (1), 12–15. URL: <http://elar.nung.edu.ua/handle/123456789/3691>
51. СОУ 11.2-30019775-138:2008. Свердловини на газ та нафту. Технологія гідравлічного розриву пласта. (2008). ДК "Укргазвидобування".
52. Соболев, В. В. (2005). Напрямки вдосконалення технології гідропіскоструминної перфорації газоконденсатних покладів. *Проблеми нафтогазової промисловості*, (2), 171-173.
53. Старостін, В. А., & Нагорняк, Р. І. (2014). Фільтраційна модель нафтогазових родовищ як критерій контролю виявлення пропущених продуктивних інтервалів. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*, (1(50)), 140-150.

54. Стефурак, Р. І., & Яремійчук, Р. С. (2023). Деякі аспекти впровадження сучасних технологій буріння глибоких нафтових і газових свердловин (оглядова стаття). *Мінеральні ресурси України*, (3), 30-38. <https://doi.org/10.31996/mru.2023.3.30-38>
55. СТП 320-30019775.004-2004. Інструкція з технології проведення гідравлічного розриву пласта в свердловинах. (2004). ДК "Укргазвидобування".
56. Ткаченко, М. В. (2019). Новітні рішення в ГРП. У *Нафта і газ. Наука – освіта – виробництво: шляхи інтеграції та інноваційного розвитку* (С. 6–9). ТзОВ «Трек- ЛТД».
57. Файфер, О. В., & Продайко, Г. А. (2017). Аналіз ефективності проведення гідророзриву пласта на родовищах Дніпровсько-Донецької западини. У *Нафтогазова енергетика 2017* (С. 327–329). Івано-Франківськ.
58. Фесенко, Ю. Л., Кривуля, С. В., & Соболев, В. В. (1996). Системний аналіз динаміки об'ємів видобутку газу з родовищ на завершальній стадії їх розробки (на прикладі Шебелинського газоконденсатного родовища). У В. С. Бойка, Р. М. Кондрата, Р. С. Яремійчука (Ред.), *Довідник з нафтогазової справи* (С. 620). К.; Львів.
59. Хайдарова, Л. І., & Гедзик, Н. М. (2021). Підвищення продуктивності видобувних свердловин на газових родовищах шляхом покращення стану приви́бійної зони пласта. У *The IV International Science Conference «Prospects and achievements in applied and basic sciences»* (Р. 698-703). Budapest, Hungary.
60. Хомин, В., Цьомко, В., Гоптарьова, Н., Броніцька, Н., & Трубенко, А. (2019). Геолого-промислові особливості розкриття та випробування слабопроникних газонасичених відкладів. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія*, (1(84)), 42–48.
61. Худін, М. В., & Карпаш, О. М. (2013). Аналіз сучасного стану методів і засобів підвищення продуктивності нафтових свердловин імпульсно-хвильовими діями на пласти. *Науковий вісник Івано-Франківського*

- національного технічного університету нафти і газу, (1), 89–97. [URL: http://elar.nung.edu.ua/handle/123456789/2473](http://elar.nung.edu.ua/handle/123456789/2473)
62. Цьомко, В. В. (2006). Удосконалення технології гідророзриву пласта на пізній стадії родовищ. *Проблеми нафтогазової промисловості*, (4), 134-145.
 63. Яремійчук, Р. С., & Качмар, Ю. Д. (1997). *Освоєння свердловин*. Світ. 252 с
 64. Яремійчук, Р. С., & Яремійчук, Я. С. (2007). *Освоєння свердловин: Довідник*. вид. Львів. Центр Європи, 368с.
 65. Abdelaal, A. A., Aljawad, M. S., Alyousef, Z., & Almajid, M. M. (2021). A review of foam-based fracturing fluids applications: From lab studies to field implementations. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 95, 104236. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2021.104236>
 66. Adebisi, F. M. (2020). Paraffin wax precipitation/deposition and mitigating measures in oil and gas industry: a review. *Petroleum Science and Technology*, 38(21), 962-971. <https://doi.org/10.1080/10916466.2020.1804400>
 67. Akhundova, N. R., Rzazade, S. A., Aliyeva, O., & Bahshaliyeva, S. O. (2023). Compression of liquids from the operating wells to the surface applying the sequential approximation. *Nafta-Gaz*, 3, 184–189. <https://doi.org/10.18668/NG.2023.03.04>
 68. Al-Hajri, S., Negash, B. M., Rahman, M. M., Haroun, M., & Al-Shami, T. M. (2022). Perspective Review of polymers as additives in water-based fracturing fluids. *ACS Omega*, 7(9), 7431-7443. <https://doi.org/10.1021/acsomega.1c06739>
 69. Almatova, B., Balgynova, A., & Turezhan, A. (2024). Improving the efficiency of operation of complicated oil and gas wells. *Scientific Journal "Bulletin of the K. Zhubanov Aktobe Regional University"*, 76(2), 58-66. <https://doi.org/10.70239/arsu.2024.t76.n2.08>
 70. Almubarak, T., Ng, J., Alkhaldi, M., Panda, S., & Nasr-El-Din, H. (2020). Insights on Potential Formation Damage Mechanisms Associated with the Use of Gel Breakers in Hydraulic Fracturing. *Polymers*, 12. <https://doi.org/10.3390/polym12112722>

71. Al-Obaidi, S., Wj, C., & Aa, P. (2021). Assessment of the condition of the near-wellbore zone of repaired wells by the skin factor. *OSF Preprints*. <https://doi.org/10.31219/osf.io/7sjtb>
72. API RP 39. (1998). *Recommended Practices on Measuring the Viscous Properties of a Cross-Linked Water-Based Fracturing Fluid* (1998 Edition). American Petroleum Institute.
73. API RP 45. (1998). *Recommended Practice for Analysis of Oilfield Waters* (3rd Edition). American Petroleum Institute.
74. Bell, W. T., Sukup, R. A., & Tariq, S. M. (1995). *Perforating* (SPE Monograph, Vol. 16). Society of Petroleum Engineers.
75. Bentley, R. W., Mannan, S. A., & Wheeler, S. J. (2007). Global oil & gas depletion: An overview. *Energy Policy*, 35(2), 1021–1044. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2006.01.004>
76. Cao, X., Shi, Y., Li, W., Zeng, P., Zheng, Z., Feng, Y., & Yin, H. (2021). Comparative Studies on Hydraulic Fracturing Fluids for High-Temperature and High-Salt Oil Reservoirs: Synthetic Polymer versus Guar Gum. *ACS Omega*, 6(39), 25421–25429. <https://doi.org/10.1021/acsomega.1c03394>
77. Chen, B., Barboza, B. R., Sun, Y., Bai, J., Thomas, H. R., Dutko, M., ... & Li, C. (2022). A review of hydraulic fracturing simulation. *Archives of Computational Methods in Engineering*, 29, 3241–3298. <https://doi.org/10.1007/s11831-021-09653-z>
78. Cinco-Ley, H., Samaniego, F., & Dominguez, N. (1978). *Transient pressure behavior for a well with a finite-conductivity vertical fracture* (SPE 6014-PA). SPE Journal, 18(4), 253–264. <https://doi.org/10.2118/6014-PA>
79. Cinco-Ley, H., & Samaniego-V. F. (1981). Transient Pressure Analysis for Fractured Wells. *Journal of Petroleum Technology*, 33(9), 1749-1766.
80. Cleary, M. P., Wright, C. A., & Wright, T. B. (1991). Experimental and Modeling Evidence for Major Changes in Hydraulic Fracturing Design and Field Procedures. *SPE 21494*, Proc., SPE Gas Technology Symposium, Houston, Texas, 131-146.

81. Cooke, C. E. Jr. (1973). Conductivity of Fracture Proppants in Multiple Layers. *Journal of Petroleum Technology*, 25(9), 1101-1107.
82. Denysiuk, I., Skurativska, I., Hubar, I., Saliuk-Kravchenko, O., & Taraduda, D. (2024). Wave Methods for Oil Extraction Enhancing: Theoretical Support, Safety Issues, and Prospects. In V. Babak, & A. Zaporozhets (Eds.), *Systems, Decision and Control in Energy VI* (Studies in Systems, Decision and Control, Vol. 561). Springer, Cham. https://doi.org/10.1007/978-3-031-68372-5_17
83. Economides, M. J., & Nolte, K. G. (1989). *Reservoir Stimulation*. Prentice-Hall, Inc.
84. Economides, M. J., & Nolte, K. G. (2000). *Reservoir Stimulation* (3rd ed.). John Wiley & Sons.
85. Economides, M. J., Oligney, R. E., & Valkó, P. (2002). *Unified Fracture Design*. Orsa Press.
86. El-hoshoudy, A., Zaki, E., & El-Saeed, S. (2020). Experimental and Monte Carlo simulation of palmitate-guar gum derivative as a novel flooding agent in the underground reservoir. *Journal of Molecular Liquids*, 319, 112502. <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2020.112502>
87. Ely, J. W. (1994). *Stimulation Engineering Handbook*. PennWell Books.
88. Fang, S., Wang, J., Zhang, Y., Li, H., Liu, J., & Xue, Q. (2024). Numerical simulation and experimental investigation of the propagation law of plasma pulse shock waves. *Physica Scripta*, 100(1), 015608. <https://doi.org/10.1088/1402-4896/ad9ae4>
89. Geertsma, J., & de Klerk, F. (1969). A Rapid Method of Predicting Width and Extent of Hydraulically Induced Fractures. *Journal of Petroleum Technology*, 21(12), 1571–1581. <https://doi.org/10.2118/2458-PA>
90. Gidley, J. L., Holditch, S. A., Nierode, D. E., & Veatch, R. W. Jr. (1989). *Recent Advances in Hydraulic Fracturing* (SPE Monograph, Vol. 12). Society of Petroleum Engineers.

91. Holditch, S. A., Robinson, B. M., & Whitehead, W. S. (1986). "Pre-Fracture and Post-Fracture Formation Evaluation Necessary to Characterize the Three-Dimensional Shape of a Hydraulic Fracture". *SPE 14086*, presented at SPE 1986 International Meeting on Petroleum Engineering, Beijing, China, March 17-20, 1986.
92. Howard, G. C., & Fast, C. R. (1970). *Hydraulic Fracturing* (SPE Monograph, Vol. 2). Society of Petroleum Engineers.
93. Huang, Y., Yao, X., Dai, C., Wu, Y., Li, L., & Yuan, B. (2023). A Supramolecular Reinforced Gel Fracturing Fluid with Low Permeability Damage Applied in Deep Reservoir Hydraulic Fracturing. *Gels*, 10(1), 2. <https://doi.org/10.3390/gels10010002>
94. Hubbert, M. K., & Willis, D. G. (1957). Mechanics of Hydraulic Fracturing. *Transactions of the American Institute of Mining, Metallurgical, and Petroleum Engineers*, 210, 153-166.
95. Iwaszczuk, N., Zapukhliak, I., Iwaszczuk, A., Dzoba, O., & Romashko, O. (2022). Underground Gas Storage Facilities in Ukraine: Current State and Future Prospects. *Energies*, 15(18), 6604. <https://doi.org/10.3390/en15186604>
96. Jara, C., Sánchez, C., Tinta, S., Garcia, L., Sánchez, A., Freire, J., Chirinos, G., & Salguero, R. (2024, June). *Implementation of an artificial lift system by using non-conventional progressive cavity pumps in shallow and low production wells in Block 2 "Gustavo Galindo Velasco", Santa Elena, Ecuador*. Paper presented at the SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference, Houston, Texas, USA. <https://doi.org/10.15530/urtec-2024-4055466>
97. Jatykov, T., & Bimuratkyzy, K. (2022). A Chemical Design Example of Hydraulic Fracturing Fluids in High-Temperature Hydrocarbon Reservoirs: Case Study. *Trends in Sciences*, 19(24). <https://doi.org/10.48048/tis.2022.4610>
98. Jennings, A. R. Jr. (1991). Good Wells Make the Best Candidates for Well Stimulation. *SPE Production Engineering*, 6(4), 371-376.

99. Jennings, A. R. Jr. (1996). Fracturing Fluids – Then and Now. *Journal of Petroleum Technology*, 48(7), 604-611.
100. Karev, V., & Kovalenko, Y. (2023). Results of Physical Modelling of Deformation and Filtration Processes in the Bottomhole Zone of UGS Wells During Gas Extraction and Injection. In *Geomechanical Aspects of Operation of Underground Gas Storage* (pp. 95–119). Springer, Cham. https://doi.org/10.1007/978-3-031-34765-8_7
101. Karpenko, O., Sobol, V., Myrontsov, M., & Karpenko, I. (2021). Detection of intervals / layers in sections of the wells with anomalous areas of drilling mud filtrate contamination according to the well logging (with negative test results of horizons). *E3S Web of Conferences*, 280, 09007. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202128009007>
102. Khan, H., Spielman-Sun, E., Jew, A., Bargar, J., Kavscek, A., & Druhan, J. (2021). A Critical Review of the Physicochemical Impacts of Water Chemistry on Shale in Hydraulic Fracturing Systems. *Environmental Science & Technology*, 55(2), 707–726. <https://doi.org/10.1021/acs.est.0c04901>
103. Khan, Z. H., Hafeez, Q., Ahmed, R., Memon, S. A., & Khan, R. A. (2023, October). *Plunger Lift Application in Packer Wells – Success Stories, Challenges & Lessons Learnt*. Paper presented at the ADIPEC, Abu Dhabi, UAE. <https://doi.org/10.2118/216748-MS>
104. Khristianovic, S. A., & Zheltov, Y. P. (1955). Formation of Vertical Fractures by Means of Highly Viscous Liquid. In *Proc., Fourth World Pet. Cong.* (Sec. 2, pp. 579-586).
105. Kuper, I., Doroshenko, V., & Myhailiuk, V. (2021). To the issues of retrograde condensate extraction. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*, 21(2), 16-23. [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2021-2\(79\)-16-23](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2021-2(79)-16-23)
106. Kuper, I., & Mykhailyshyn, B. (2025). Research on the operation of a device for influencing the bottomhole zone of wells in depleted fields. *Prospecting and*

- Development of Oil and Gas Fields*, 25(1), 39-49.
<https://doi.org/10.63341/pdogf/1.2025.39>
107. Kuper, I., Mykhailyshyn, B., & Lartseva, I. (2025). Identification of hydraulic fracturing impact factors on the skin effect in the near-wellbore zone of the reservoir. *Technology Audit and Production Reserves*, 4(1(84)), 40–49.
<https://doi.org/10.15587/2706-5448.2025.333613>
 108. Liu, S., Huang, J., Tang, S., Shi, S., Wu, X., & Liu, X. (2020). Experimental Study on the Damage of Artificial Fracture Permeability in Coal during the Flow Back of Guar-Based Fracturing Fluid. *Geofluids*, 2020, 8302310.
<https://doi.org/10.1155/2020/8302310>
 109. Liao, L., Li, G., Liang, Y., & Zeng, Y. (2022). Diagnostic fracture injection tests analysis and numerical simulation in Montney Shale formation. *Energies*, 15(23), 9094. <https://doi.org/10.3390/en15239094>
 110. Martins, J. P., Leung, K. H., Jackson, M. R., Stewart, D. R., & Carr, A. H. (1992). Tip Screen-Out Fracturing Applied to the Ravenspurn South Gas Field Development. *SPE Production Engineering*, 7(3), 252-258.
 111. Matkivskyi, S. V., & Matiishyn, L. I. (2023). Assessment of the influence of contamination of the bottomhole zone of the formation on the performance characteristics of production wells. *Precarpathian Bulletin of the Shevchenko Scientific Society*, (18(68)), 98–107. [https://doi.org/10.31471/2304-7399-2023-18\(68\)-98-107](https://doi.org/10.31471/2304-7399-2023-18(68)-98-107)
 112. Maut, P. P., Prakash, Y., Dutta, U. A., Saikia, P. P., Sowmyanarayanan, N. M., & Yadav, A. (2024, October). *Plunger lift system: A field implementation case study in Upper Assam Shelf Basin*. Paper presented at the Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition (APOGCE), Perth, Australia.
<https://doi.org/10.2118/221173-MS>
 113. Maxwell, S.C., Rutledge, J., Jones, R., Fehler, M., (2010). Petroleum reservoir characterization using downhole microseismic monitoring. *Geophysics*, 75, 5, 75A129-75A137. <https://doi.org/10.1190/1.3477966>

114. Medlin, W. L., & Massé, L. (1979). Laboratory Investigation of Fracture Initiation Pressure and Orientation. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 19(2), 129-144.
115. Meyer, B. R. (1985). Frac Model in 3D – 1: New Simulator Makes Fracture Design Routine. *Oil & Gas Journal*, (June 17).
116. Meyer, B. R. (2000). *Meyer Fracturing Simulators: User's Guide*. Meyer & Associates.
117. Montgomery, C. (2013). Fracturing Fluids. In *InTech*.
<https://doi.org/10.5772/56192>
118. Moroz, L. B., Uhrynovskyi, A. V., & Kogut, G. M. (2023). Investigation of the effect of polymer concentration in fracturing fluid on crack size and permeability during hydraulic fracturing. *Archives of Materials Science and Engineering*, 122(2), 70-77. <https://doi.org/10.5604/01.3001.0053.9594>
119. Mykhailyshyn, B., & Kuper, I. (2024). Improving the formulation of hydraulic fracturing fluid. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*, 24(1), 44-54. <https://doi.org/10.69628/pdogf/1.2024.44>
120. Myslyuk, M. A., & Kravets, V. P. (2024). Intensification of the development of wells at the Zahidnohrestyshchensky field. *Mineral Resources of Ukraine*, (4), 42-49. <https://doi.org/10.31996/mru.2024.4.42-49>
121. Nordgren, R. P. (1972). Propagation of a Vertical Hydraulic Fracture. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 12(4), 306-314.
122. Okon, A. N., & Udoh, F. D. (2017). Production optimization of gas wells using MBAL. *International Journal of Petroleum and Petrochemical Engineering (IJPPE)*, 3(3), 90–100. <https://doi.org/10.20431/2454-7980.0303010>
123. Perkins, T. K., & Kern, L. R. (1961). Widths of Hydraulic Fractures. *Journal of Petroleum Technology*, 13(9), 937-949.
124. Pogrebnyak, V. G., Chudyk, I. I., Pogrebnyak, A. V., & Perkun, I. V. (2022). Perforation of oil and gas wells by a high-velocity jet of polymer solution. *Nafta-Gaz*, 78(1), 3-12. <https://doi.org/10.18668/NG.2022.01.01>

125. Quainoo, A. K., Bavoh, C. B., & Negash, B. M. (2022). Rheological and viscoelastic property characterizations of amino acid-based hydraulic fracturing fluids. *Energy & Fuels*, 36(7), 3539-3548. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.1c04396>
126. Qu, Z., Wang, J., Guo, T., Shen, L., Liao, H., Liu, X., ... & Hao, T. (2021). Optimization on fracturing fluid flowback model after hydraulic fracturing in oil well. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 204, 108703. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108703>
127. Sanei, M., Duran, O., Devloo, P. R., & Santos, E. S. (2022). Evaluation of the impact of strain-dependent permeability on reservoir productivity using iterative coupled reservoir geomechanical modeling. *Geomechanics and Geophysics for Geo-Energy and Geo-Resources*, 8(2), 54. <https://doi.org/10.1007/s40948-022-00344-y>
128. Semenyaka, O. G., Kushnarov, S. I., Kotsaba, V. I., Volovetskyi, V. B., & Shchyrba, O. M. (2019). Pilot testing of development wells technology to restore performance. *Mechanics and Advanced Technologies*, (2(86)), 93–104. <https://doi.org/10.20535/2521-1943.2019.86.189053>
129. Shajari, M., & Rashidi, F. (2021). Evaluation of thermodynamics effect on mineral scale formation in water injection wells supported by laboratory experiments. *AUT Journal of Mechanical Engineering*, 5(3), 439-450. <https://doi.org/10.10.22060/ajme.2021.18473.5900>
130. Sharma, P., & Kudapa, V. K. (2021). Study on the effect of cross-linked gel polymer on water shutoff in oil wellbores. *Materials Today: Proceedings*, 46(21), 11252-11257. <https://doi.org/10.1016/j.matpr.2021.07.506>
131. Shidhani, R., Shueili, A., Salmi, H., & Jaboob, M. (2022, January). *Impact of Delayed Flowback on Well Performance: Case Study*. Paper presented at the SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition, Abu Dhabi, UAE. <https://doi.org/10.2118/205269-ms>

132. Shumakov, Y. A., Karacali, O., & Zhiyenkulov, M. (2024, May). *Overcoming Flow Assurance Issues in Deepwater Gas Well Testing and Clean-Up Operations: Best Practices and Lessons Learned*. Paper presented at the Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA. <https://doi.org/10.4043/35484-MS>
133. Smith, M. B., & Hannah, R. R. (1996). High Permeability Fracturing: The Evolution of a Technology. *Journal of Petroleum Technology*, 48(7), 628-ff.
134. Song, J., Navarrete, R., Asadi, M., & Jin, B. (2020, February). *New High Viscosity Friction Reducers for Proppant Transport in Hydraulic Fracturing*. Paper presented at the SPE International Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition, The Woodlands, Texas, USA. <https://doi.org/10.2118/199330-ms>
135. Timur, A. (1968). An Investigation of Permeability, Porosity, and Residual Water Saturation Relationship for Sandstone Reservoirs. *The Log Analyst*, (9), 3-5.
136. Ugrynovskiy, A. V., Moroz, L. B., Potiatynnyk, T. V., Dyriv, R. I., & Rushchak, V. B. (2024). Analysis of the peculiarities of application of capillary systems in gas wells of the Carpathian fields. *Oil and Gas Power Engineering*, 1(41), 7–19. [https://doi.org/10.31471/1993-9868-2024-1\(41\)-7-19](https://doi.org/10.31471/1993-9868-2024-1(41)-7-19)
137. Valkó, P., & Economides, M. J. (1995). *Hydraulic Fracture Mechanics*. Wiley.
138. Vargas, G., Andrade, R., Loureiro, B., & Soares, E. (2020). Rheological properties of a cross-linked gel based on guar gum for hydraulic fracture of oil wells. *Journal of the Brazilian Society of Mechanical Sciences and Engineering*, 42(9), 429. <https://doi.org/10.1007/s40430-020-02579-w>
139. Wang, J., Guo, P., Jiang, H., & Zhou, F. (2022). A novel multifunction fracturing fluid compounding of nano-emulsion and viscous slickwater for unconventional gas and oil. *Arabian Journal of Chemistry*, 15(4), 103749. <https://doi.org/10.1016/J.ARABJC.2022.103749>
140. Wang, J., Zhou, F., Bai, H., Li, Y., & Yang, H. (2020). A comprehensive method to evaluate the viscous slickwater as fracturing fluids for hydraulic fracturing applications. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 193, 107359. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107369>

141. Wang, L. (2025). Optimization strategies for hydraulic fracturing in unconventional reservoirs: A review. *International Journal of Earth Sciences Knowledge and Applications*, 7(1), 122–127. <https://doi.org/10.5281/zenodo.15342893>
142. Warpinski, N. R., & Teufel, L. W. (1987). Influence of geologic discontinuities on hydraulic fracture propagation. *Journal of Petroleum Technology*, 39(2), 209-220. <https://doi.org/10.2118/15949-PA>
143. Warpinski, N. R., Wright, T. B., Uhl, J. E., Engler, B. P., Drozda, P. M., Peterson, R. E., & Branagan, P. T. (1996, October). *Microseismic Monitoring of the B-Sand Hydraulic Fracture Experiment at the DOE/GRI Multi-Site Project*. Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, USA. <https://doi.org/10.2118/36450-MS>
144. Xu, H., Zhou, F., Li, Y., Su, H., Yang, S., Yao, E., & Zhu, Y. (2023). Preparation and properties evaluation of novel silica gel-based fracturing fluid with temperature tolerance and salt resistance for geoenergy development. *Arabian Journal of Chemistry*, 16(12), 105324. <https://doi.org/10.1016/j.arabjc.2023.105324>
145. Yan, X., You, L., Kang, Y., Deng, S., & Xu, C. (2022). Formation Damage Induced by Oil-Based Drilling Fluid in a Longmaxi Shale Gas Reservoir: A Comprehensive View of the Drilling, Stimulation, and Production Processes. *Energy & Fuels*, 36(21), 12694-12705. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.2c03100>
146. Yan, Y., Guan, Z., Xu, Y., Zhang, X., & Yan, W. (2020, September). *Numerical Modelling of Radial Crack Propagation in Cement Sheath During Hydraulic Fracturing*. Paper presented at the SPE Europec Featured at 82nd EAGE Conference and Exhibition, Virtual. <https://doi.org/10.2118/200634-ms>
147. Yan, Y., Guan, Z., Xu, Y., & Yan, W. (2019). Numerical investigation of perforation to cementing interface damage area. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 179, 257–265. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.04.031>

148. Yang, S., Yu, W., Zhao, M., Ding, F., & Zhang, Y. (2024). A Review of Weak Gel Fracturing Fluids for Deep Shale Gas Reservoirs. *Gels*, 10(5), 345. <https://doi.org/10.3390/gels10050345>
149. Zhao, M., Li, Y., Xu, Z., Wang, K., Gao, M., Lv, W., & Dai, C. (2020). Dynamic cross-linking mechanism of acid gel fracturing fluid. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 607, 125471. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2020.125471>
150. Zhao, M.-W., et al. (2024). Preparation and performance evaluation of the slickwater fracturing fluid with high temperature resistance. *Petroleum Science*, 21(2), 793–806. <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2023.11.004>
151. Zheng, X., Junfeng, S. H. I., Gang, C. A. O., Nengyu, Y. A. N. G., Mingyue, C. U. I., Deli, J. I. A., & He, L. I. U. (2022). Progress and prospects of oil and gas production engineering technology in China. *Petroleum Exploration and Development*, 49(3), 644-659. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(22\)60054-5](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(22)60054-5)
152. AU Patent 2017230727B2, Frank P. Filice, Ge Jin, Dana M. Jurick, Kyle R. Krueger, Charles CMosher, Baishali Roy, Ali Tura, "Systems and methods for automated well integrity evaluation", issued 10 2017.03.09
153. US Patent 8938363B2, Beasley et al., "Active seismic monitoring of fracturing operations and determining characteristics of a subterranean body using pressure data and seismic 1 data", issued 2015-01-20.
154. UA Patent 162590 U, Kuper I. M., Mykhailyshyn B. I., "Method for determining the direction of fracture propagation after hydraulic fracturing of a formation,"issued 2026-04-08.

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА

Наукові праці, в яких опубліковані основні наукові результати дисертації

Статті в наукових фахових виданнях України

1. Mykhailyshyn, B., & Kuper, I. (2024). Improving the formulation of hydraulic fracturing fluid. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*, 24(1), 44-54. <https://doi.org/10.69628/pdogf/1.2024.44> **(Фахове видання України)**
Здобувачем проведено лабораторні дослідження з оптимізації рецептури рідини гідророзриву, зокрема досліджено вплив концентрації гуару на реологічні властивості та стабільність гелю, проаналізовано результати тестів на зсув, стабільність та деструкцію та підібрано рецептуру ГРП; І. Купер здійснив участь у розробці рецептури та брав участь в інтерпретації результатів.
2. Kuper, I., Mykhailyshyn, B., & Lartseva, I. (2025). Identification of hydraulic fracturing impact factors on the skin effect in the near-wellbore zone of the reservoir. *Technology Audit and Production Reserves*, 4(1(84), 40 – 49. <https://doi.org/10.15587/2706-5448.2025.333613> **(Фахове видання України; видання, що індексується в базі Scopus)**
Здобувачем особисто виконано комплексне моделювання продуктивності свердловини до та після ГРП; Купер здійснював порівняльний аналіз прогнозних показників з фактичними; І. Ларцева долучилася до аналізу геологічних даних.
3. Kuper, I., & Mykhailyshyn, B. (2025). Research on the operation of a device for influencing the bottomhole zone of wells in depleted fields. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*, 25(1), 39 – 49. <https://doi.org/10.63341/pdogf/1.2025.39> **(Фахове видання України)**
Здобувачем виконано інтерпретацію гідродинамічних досліджень, що підтвердили зменшення скіну після впливу пристрою на ПЗП, запропоновано впровадження пристрою до та після ГРП; І. Купер брав участь у розробленні конструкції пристрою для впливу на привибійну зону, плануванні експерименту та аналізі результатів.

Статті індексовані міжнародною базою цитування Scopus

4. Mykhailyshyn, B., & Kuper, I. (2026). Optimization of Hydraulic Fracturing Parameters to Increase Gas Well Productivity. In *Advances in Science and Technology* (Vol. 172, pp. 134–143). Trans Tech Publications Ltd. <https://doi.org/10.4028/p-fTmNK4> **(публікація у матеріалах міжнародної наукової конференції, індексованих у наукометричній базі Scopus)**
Здобувачем виконано аналіз промислових даних гідравлічних розривів пласта (ГРП) по родовищу, встановлено залежності дебіту від пластового тиску, тривалості освоєння та типу технології ГРП, підготовлено матеріали до друку; І. Купер сформулював мету дослідження та узагальнив висновки;

Патенти України

5. Купер І. М., Михайлишин Б. І. Спосіб визначення напрямку розповсюдження тріщин після проведення гідравлічного розриву пласта : пат. 162590 Україна, МПК E21B43/26. № u202501646 ; заявл. 14.04.2025 ; опубл. 08.04.2026.

Опубліковані праці апробаційного характеру

6. Купер І.М., Михайлишин Б.І. Механічні властивості порід під час проведення гідравлічного розриву пласта. Нафта і газ. Наука – Освіта – Виробництво: шляхи інтеграції та інноваційного розвитку. Матеріали всеукраїнської науково-практичної конференції (м. Дрогобич, 11 – 12 травня 2023 р.) – Дрогобич. – С. 50 – 53. (Тези конференції) *Здобувачем проаналізовано вплив механічних властивостей гірських порід на ефективність проведення ГРП; Купер здійснив постановку завдання та допоміг у встановленні кореляційних зв'язків між механічними властивостями та ефективністю ГРП.*
7. Михайлишин Б.І., Купер І.М. Екологічні ризики під час гідравлічного розриву сланцевих порід. Надрокористування в Україні. Перспективи інвестування. Матеріали Восьмої міжнародної науково-практичної

- конференції (9-12 жовтня 2023 р., м. Львів). Державна комісія України по запасах корисних копалин (ДКЗ). – С. 415 – 417. (Тези конференції) *Здобувачем систематизовано основні екологічні ризики та забруднення , пов'язані з технологією ГРП; Купер здійснив загальне керівництво та допоміг у формулюванні висновків щодо екологічної безпеки застосування ГРП.*
8. Михайлишин Б.І., Купер І.М. Рідини гідророзриву на гуаровій основі. Міжнародний науковий форум нафтогазова енергетика. Збірник тез. (м. Івано-Франківськ, 12-14 жовтня 2023 р.). С. 55 – 57. (Тези конференції) *Здобувачем проаналізовано вплив концентрації полімеру, стабілізатора солей та зшивачів на реологічні характеристики гелю; І.М. Купер взяв участь у формуванні висновків та формуванні майбутніх напрямків дослідження.*
 9. Купер І.М., Михайлишин Б.І. Освоєння свердловин виснажених родовищ. Міжнародний науковий форум нафтогазова енергетика. Збірник тез. (м. Івано-Франківськ, 12-14 жовтня 2023 р.). С. 55 – 57 (Тези конференції) *Здобувачем проаналізовано основні проблеми освоєння свердловин в умовах низьких пластових тисків, обґрунтовано ефективність застосування пристрою застосування для виклику припливу та очищення ПЗП; І.М. Купер взяв участь у розробленні конструкції приладу, визначив основні вимоги до технології освоєння виснажених родовищ.*
 10. Михайлишин Б.І. Аналіз технологій впливу на привибійну зону пласта. Надрокористування в Україні. Перспективи інвестування. Матеріали Дев'ятої міжнародної науково-практичної конференції (7-11 жовтня 2024 р., м. Львів). Державна комісія України по запасах корисних копалин (ДКЗ). С. 378 – 379. (Тези конференції) *Здобувачем особисто проведено критичний аналіз сучасних технологій впливу на привибійну зону пласта, обґрунтовано доцільність застосування гідравлічного розриву пласта, як найбільш ефективного методу.*

11. Михайлишин Б.І., Купер І.М. Вимоги до параметрів рідини при проведенні гідравлічного розриву пласта. «Наукова весна». Матеріали чотирнадцятої міжнародної науково-технічної конференції аспірантів та молодих вчених (27-29 березня 2024р., м Дніпро). Дніпро. – С. 18 – 19. (Тези конференції) *Здобувачем на основі аналізу літературних джерел та результатів власних лабораторних досліджень сформульовано основні вимоги до технологічних рідин для ГРП; І.М. Купер здійснив постановку завдання дослідження та допоміг у систематизації вимог відповідно до умов українських родовищ.*
12. Михайлишин Б.І., Купер І.М. Методичні підходи до відбору свердловин-кандидатів під гідравлічний розрив пласта. Надрокористування в Україні. Перспективи інвестування. Матеріали Десятої міжнародної науково-практичної конференції (6-10 жовтня 2025 р., м. Львів). Державна комісія України по запасах корисних копалин (ДКЗ). К.: ДКЗ, 2025. С. 577-578. (Тези конференції) *Здобувачем розроблено структуру методики відбору свердловин-кандидатів для ГРП у вигляді ієрархічного «дерева рішень», визначено ключові критерії (геолого-петрофізичні, гідродинамічні, технічні) та їх порогові значення; І.М. Купер брав участь у формуванні економічного блоку критеріїв та узагальненні результатів дослідження.*
13. Михайлишин Б.І., Купер І.М. Моделювання тріщин гідравлічного розриву пласта, для збільшення впливу на привибійну зону. Міжнародний науковий форум нафтогазова енергетика. Збірник тез. (м. Івано-Франківськ, 30 жовтня – 1 листопада 2025 р.) С-144-146. (Тези конференції) *Здобувачем виконано аналіз моделювання геометрії тріщин ГРП у програмному комплексі MFRAC; І.М. Купер здійснив аналіз моделей тріщин.*
14. Михайлишин Б.І., Ларцева І.І., Лобунець К.М., Сучасні технології проведення гідророзриву пласта. Збірник наукових праць XVIII Міжнародної науково-практичної конференції «Академічна й університетська наука: результати та перспективи», 09 – 12 грудня 2025

року – Полтава: Полтавська політехніка 2025. – 420 с. (Тези конференції) *Здобувачем узагальнено сучасний світовий досвід та перспективні напрямки розвитку технологій ГРП; І.Ларцева долучилася до аналізу технологій проведення ГРП у карбонатних колекторах; К.М. Лобунець здійснив огляд сучасного обладнання для проведення ГРП.*

15. Купер І.М. , Михайлишин Б.І. Встановлення можливостей підвищення нафтовилучення родовищ на пізній стадії розробки Міжнародний науковий форум нафтогазова енергетика. Збірник тез. (м. Івано-Франківськ, 30 жовтня – 1 листопада 2025 р.) С-173-174. (Тези конференції) *Здобувачем виконано аналіз ефективності методів інтенсифікації видобутку, визначено вплив геолого-технічних факторів на коефіцієнт нафтовилучення та обґрунтовано доцільність комплексного застосування технологій впливу на пласт. Іван Купер здійснив постановку задачі дослідження, наукове керівництво та узагальнення отриманих результатів.*

ДОДАТОК Б

ЗАТВЕРДЖУЮ
 Начальник департаменту
 стимуляції видобутку вуглеводнів
 АТ «УКРГАЗВИДОБУВАННЯ»
О.А. Навлушонок
 « 7 » квітня 2026р.

АКТ

про використання у АТ «Укргазвидобування» наукових результатів дисертаційної роботи

Я, Головачов О.С., склав цей акт про те, що наступні результати дисертаційної роботи «Удосконалення технології гідравлічного розриву пласта на основі інтелектуального прогнозування та мінімізації забруднення колектора» представленої на здобуття наукового ступеня доктора філософії здобувача кафедри видобування нафти і газу Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу Михайлишина Богдана Ігоровича у 2022–2026 роках використовувалися та впроваджені у практичній діяльності АТ «Укргазвидобування»:

1. Методика комплексного вибору свердловин-кандидатів для проведення гідравлічного розриву пласта, яка базується на ієрархічному «дереві рішень» з п'яти блоків критеріїв (геолого-петрофізичні, гідродинамічні, структурно-геологічні, технічні та економічні), що дозволяє підвищити обґрунтованість вибору об'єктів для інтенсифікації ГРП та мінімізувати ризики неефективних операцій.
2. Методика прогнозування дебіту до та після ГРП шляхом інтеграції даних діагностичних нагнітальних тестів з моделюванням у програмних середовищах KAPPA, PROSPER та MFRAC, що дозволяє підвищити точність прогнозів експлуатації свердловин.
3. Успішно проведено ГРП на свердловині з розробленою рецептурою рідини на основі гуару концентрацією 2,8 кг/м³ з комбінацією зшивачів та деструкторів, адаптованої до умов пластової температури 85 °С, яка забезпечила необхідну в'язкість та стабільність при зниженому полімерному навантаженні.

Начальник відділу гідравлічного розриву пластів

 О.С. Головачов /
 (підпис)

« 7 » квітня 2026р.