

НАФТОГАЗОВА СПРАВА

Розробка нафтових та газових родовищ

УДК 622.276

DOI: 10.31471/2304-7399-2026-22(83)-125-140

МОДЕЛЮВАННЯ ТА ОПТИМІЗАЦІЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ПАРАМЕТРІВ ГІДРАВЛІЧНОГО РОЗРИВУ ПЛАСТА В НИЗЬКОПРОНИКНИХ КОЛЕКТОРАХ

Л. Б. Мороз*^{id}, Б. М. Григораш^{id}

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу;
76019, вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, Україна
e-mail: lesia.moroz.nung.edu.ua, bohdan.hryhorash-a185z23@nung.edu.ua

Актуальні проблеми сучасної нафтогазової галузі — підвищення продуктивності свердловин, що експлуатують низькопроникні та важкодоступні пласти. Основна увага зосереджена на дослідженні технології гідравлічного розриву пласта (ГРП) як одного з найбільш ефективних методів інтенсифікації видобутку вуглеводнів через створення штучних каналів високої провідності. Детально здійснено аналіз механізму формування тріщин у цільних пісковиках, використовуючи сучасне комп'ютерне моделювання. У роботі побудовано статичну модель газонафтового родовища, яка дозволила оцінити вплив різних геолого-технологічних параметрів на кінцевий дебіт. Особливу наукову та практичну цінність має дослідження хімічних аспектів процесу. Зокрема, вивчено вплив таких реагентів, як карбоксиметилгідроксипропілгуару (СМНРГ) та соляної кислоти (15% HCl) на динаміку розширення тріщин та збереження їх пропускної здатності. Оптимізовано процес закріплення тріщин. Обґрунтовано важливість ступеневого підбору концентрації пропанту під час запопювання робочої рідини. Встановлено, що правильне чергування стадій дозволяє уникнути передчасного

«стопу» свердловини та забезпечити рівномірне заповнення створених каналів. За результатами моделювання у програмному комплексі GOHFER встановлено, що впровадження запропонованих режимів ГРП дозволяє досягти вражаючих результатів: приріст дебіту газу склав близько 285%, а нафти — понад 300%. Такі показники підтверджують високу економічну доцільність методу для родовищ із погіршеними фільтраційно-ємнісними властивостями.

Ключові слова: *гідравлічний розрив пласта (ГРП), інтенсифікація видобутку, моделювання, GOHFER, пропант, СМНPG, дебіт, низькопроникний колектор, фільтраційні властивості.*

Методи дії на привибійну зону пласта відіграють ключову роль у збільшенні видобутку нафти і газу. Для забезпечення і утримування високого рівня видобутку вуглеводнів, на ряді із розвідкою та освоєнням нових родовищ, особлива увага приділяється також збільшенню інтенсифікації видобутку нафти і газу. Одною з найскладніших перешкод, що має суттєвий вплив на вилучення флюїдів із пласта, є порушення гідродинамічного зв'язку між пластом і вибоєм свердловини. Задля усунення цього порушення застосовують гідравлічний розрив пласта [1, 2, 3].

Цей спосіб інтенсифікації використовують у пластах, що представляють собою щільні породи (такі як пісковики, вапняки, доломіти і т. д.) з дуже низькою проникністю. Гідравлічний розрив пласта, за допомогою якого ми можемо досягнути бажану проникність, забезпечує підвищення продуктивності свердловини та значно пришвидшує відбір пластових флюїдів [4, 5, 6].

Гідравлічний розрив пласта (ГРП) – це метод створення нових тріщин або збільшення площі поширення вже існуючих у пласті за допомогою запомповування у свердловину рідини або піни під дуже високим тиском. Для того, щоб забезпечити і утримати потрібну проникність, утворені розломи наповнюють закріплюючим агентом, наприклад, кварцовим піском. Під дією гірського тиску закріплені тріщини замикаються не повністю, унаслідок чого значно збільшується фільтраційна поверхня пласта, а іноді включаються в роботу і зони пласта з кращою проникністю [7, 8, 9, 10].

На даний момент метод розглядається, як необхідний етап в освоєнні експлуатаційних та нагнітальних свердловин, які розкривають щільні слабопроникні пласти. Накопичено вже досить великий досвід використання ГРП, моделювання та аналіз якого дадуть змогу в подальшому удосконалювати техніку та технологію методу [11, 12, 13, 14].

Постановка задачі дослідження

Для побудови статичної моделі родовища використовували програмне забезпечення GONFER компанії Halliburton. Вхідними даними для побудови моделі родовища слугують промислові дані розробки, геофізичних досліджень свердловин, інклінометрії, положення контактів флюїдів, сейсморозвідки, розміщення свердловин та інші.

GONFER дозволяє включати геологічну структуру в моделювання для симуляції поширення тріщини в складних та тріщинуватих ділянках. Запомповування флюїду та пропанту автоматично перерозподіляється на кожній стадії, щоб змодельовати одночасне закачування в різні перфораційні відрізки, або ж кластери, при обробці горизонтальних свердловин або свердловин з обмеженим дозволим об'ємом запомпованої рідини.

Програмне забезпечення дозволяє моделювати як поздовжні, так і поперечні напрямки поширення тріщин. Перфораційні отвори можуть бути вибірково відкриті або закриті впродовж симуляції моделі.

Методика дослідження та вихідні дані

Щоб побудувати точну модель розповсюдження тріщин у ті, використовується симулятор гідророзриву GONFER для моделювання плану поширення рідини, пропанту та розриву. Передбачається, що розрахунки, виконані програмним забезпеченням, характеризують фактичне кількісне поширення тріщин. Параметри пласта для дослідження задавались такі як, стисливість пластової рідини $9,11 \cdot 10^{-9} \text{ Па}^{-9}$, в'язкість пластової рідини 0,07 сП, глибина залягання 3100 м, початковий пластовий тиск 55 МПа, пластова температура 110 °С, пористість 0,06 %, ефективна проникність продуктивної зони 0,0001 мД, насичення рідиною необхідні для проектування тріщини 0,1 %, ефективна товщина 40 м.

Другим кроком є визначення петрофізичних властивостей гірської породи, що визначає формування літології. Важливо знати петрофізичні властивості гірської породи, оскільки це впливатиме на аналіз напружень гірської породи, поведінку деформації породи, геометрію та орієнтацію тріщин. Такими властивостями є коефіцієнт Пуассона 0,28, модуль Юнга 4000000 PSI, число Біотса 0,47 та градієнт закриття 0.0133 кПа/м, середній градієнт гідророзриву 24,54 кПа/м.

Іншою особливістю програмного забезпечення є генерація кривої продуктивності на основі ефективної пористості, питомого опору та каротажу фракції сланцю. Цей метод допомагає нам знайти потенційні продуктивні горизонти. Грід-орієнтована функція програмного забезпечення дозволяє побудувати структурну сітку в горизонтальному та поперечному напрямках, яка використовується для опису всього пласта,

подібно до симуляторів пласта. Система сітки використовується для розрахунку пружного зміщення гірської породи. Кожен вузол або сітка має певну композиційну модель рідини, концентрацію пропанту, зсув, витік, ширину, тиск, в'язкість та інші змінні.

Властивості пласта, які ми використовували для моделювання: пористість колектора 0,10, глибина по вертикалі 5243,72 футів, градієнт флюїду у свердловині 0,44 psi/ft, пластовий тиск 2307,24 psi. Поклад є газовим (вміст газу складає 80%). Вміст нафти є дуже малим і складає 10%, також наявна невелика наявність води 10%. Питома вага нафти 20 API, відносна густина газу 0,63. Газ переважно складається з метану з невеликими домішками важчих вуглеводнів. В'язкість газу становить 0,0177 сП, в'язкість нафти 3,61 сП, в'язкість пластового флюїду 0,417 сП.

Для побудови даної моделі використовувався тип проекту Multiple Treatment Wells/Enable Transverse Fracture оскільки маємо справу з горизонтальною свердловиною.

Першим кроком вводимо координати стовбуру свердловини разом з відхиленнями та азимутом, визначаючи її положення в просторі. Свердловина починає переходити в горизонтальний напрямок на глибині (рис. 1).

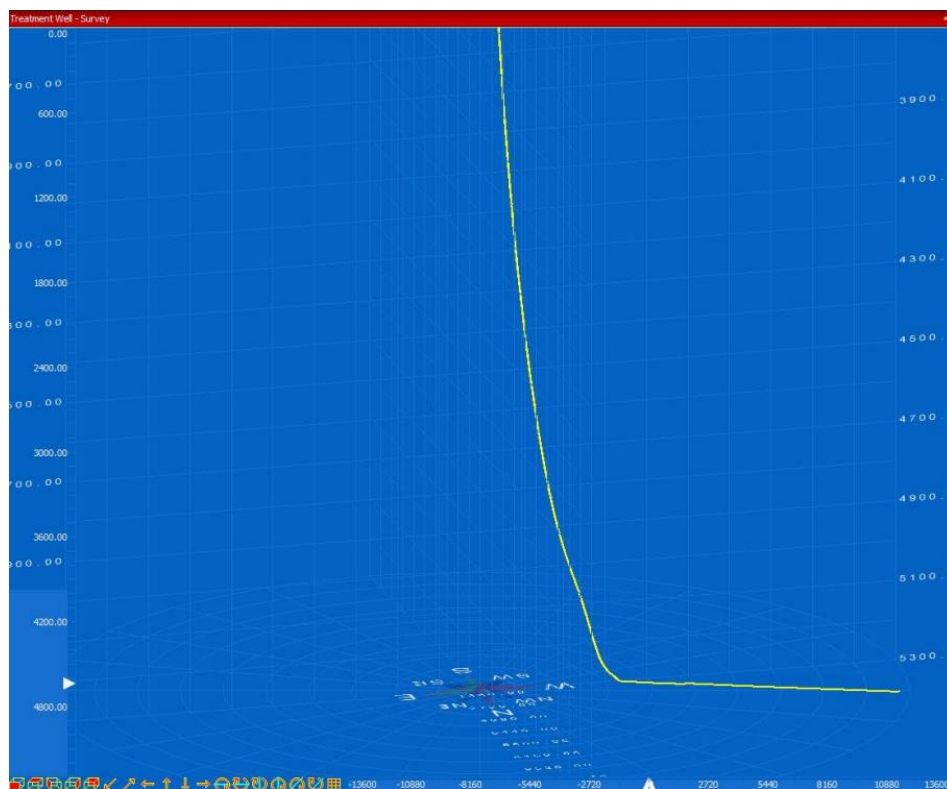


Рис. 1. Положення свердловини у просторі

Після цього імпортуємо LAS файл що містить в собі дані каротажу (рис. 2).

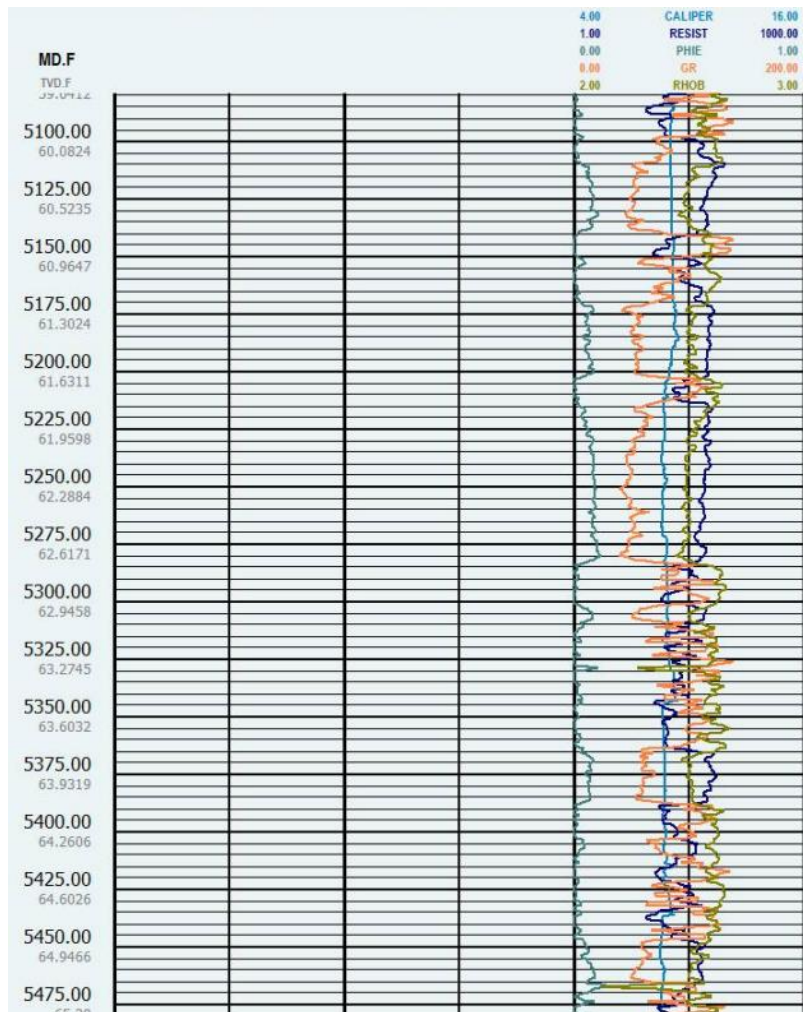
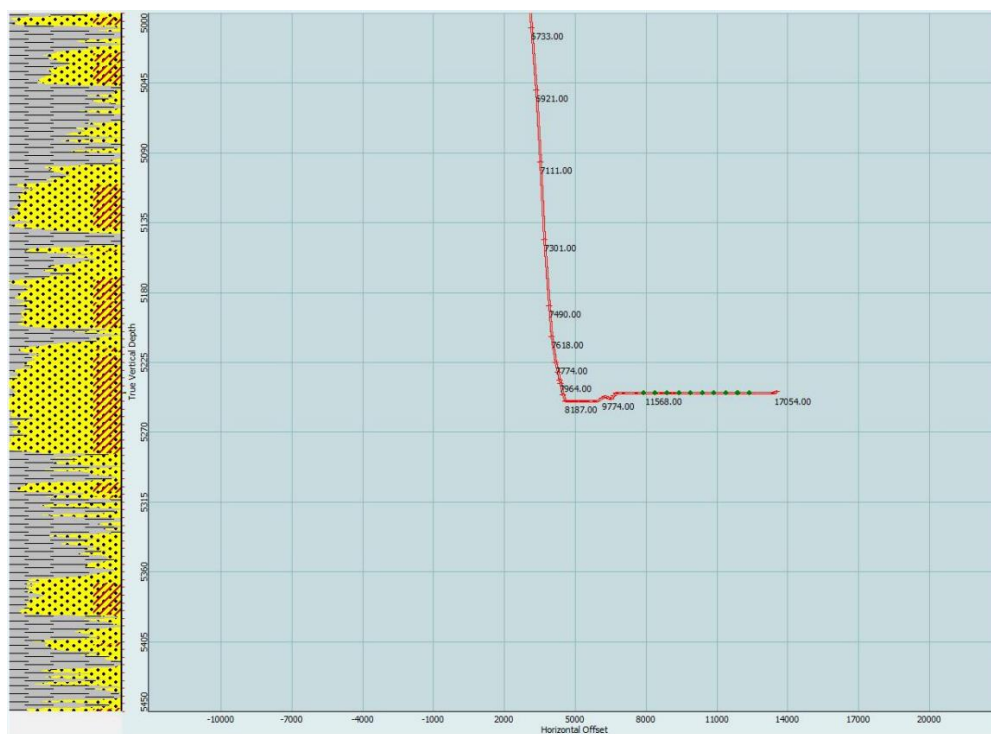


Рис. 2. Дані каротажу свердловини X

Було створено 10 перфораційних отворів з інтервалом в 500 футів та діаметром 0,38 дюймів. Для всіх варіантів гідророзриву розміщення перфораційних отворів будуть однакові (рис. 3).

Задаємо кількість стадій закачування, тип та об'єм робочої рідини, вид і концентрацію розклинювального агенту та інші. Здійснена схема закачування на основі рідини CMHPG з цирконієм. Закачування виконується у сім стадій по 11193,5 галонів рідини, тобто у результаті в пласт потрапить 78354,51 галонів. У ролі пропанту виступає пісок badger sand 30/50, концентрація якого зростає від 2 до 5 ppa (pounds proppant added), всього пропанту закачується 212676,55 фунтів.



**Рис 3. Стовбур свердловини
із зображеними перфораційними отворами**

Результати досліджень

Представлено результати моделювання багатостадійного гідророзриву пласта для горизонтальної свердловини (рис. 4). Дослідження передбачає створення шести поперечних тріщин (Transverse 1–6), що є оптимальним рішенням для інтенсифікації припливу в умовах заданого колектора.

Fracture	Gross Frac Length.ft	Proppant Cutoff Length.ft	Est Flowing Frac Length.ft	Est Inf Conductivity Length.ft	Fracture Height.ft	Average Proppant Conc.lb/ft ²	Average Conductivity.md*ft
Transverse 6	1140.00	660.00	48.079	46.7151	70.00	0.548907	52.7592
Transverse 5	1080.00	620.00	44.3715	42.9948	65.00	0.425127	41.2173
Transverse 4	1000.00	520.00	43.9033	42.54	65.00	0.465642	48.9707
Transverse 3	1020.00	600.00	43.6788	42.3115	65.00	0.422991	42.7246
Transverse 2	940.00	580.00	43.554	42.1841	65.00	0.419003	43.388
Transverse 1	1060.00	580.00	46.4676	45.1307	70.00	0.5241	61.3507
Flowing Area	72105 ft ²						
Propped Area	950400.00 ft ²						
Fluids:	CMHPG#35_Zr_180_AP_0.1						
Proppants:	Badger Sand 30/50 (A)						

**Рис. 4. Зведений звіт (Design Summary) процедури ГРП
на основі рідини CMHPG**

Для забезпечення ефективного винесення пропанту та стабільності тріщини в умовах високої пластової температури (121 °C / 250 °F) обрано наступні матеріали. гелева система СМНPG (карбоксиметилгідроксипропіл гуар), зшита сполуками цирконію (Zr). Цей тип флюїду має високу термостабільність і здатність утримувати пропант у підвищеному стані під час запомповування. Використано фракційний пісок Badger Sand 30/50. Дана фракція забезпечує необхідну провідність каналів для фільтрації газу та нафти. За результатами розрахунків, створені тріщини мають наступні характеристики: загальна довжина тріщин змінюється в межах 286–347 м (940–1140 футів), при цьому ефективно закріплена піском частина становить 158–201 м. Висота тріщин складає 20–21 м (65–70 футів), що забезпечує повне вертикальне охоплення продуктивної товщини пласта. Середня концентрація пропанту становить 2,0–2,7 кг/м² (0,42–0,55 lb/ft²), що створює провідність на рівні 41–61 мД·м.

Проект ГРП адаптований під специфічні вхідні дані об'єкта, оскільки в'язкість пластового газу становить лише 0,0177 сП, а загальна в'язкість суміші — 0,417 сП, створені тріщини стають "суперколекторами", що дозволяють флюїду миттєво досягати стовбура свердловини. Високий модуль Юнга (27,6 ГПа) та градієнт розриву (24,54 кПа/м) зумовили необхідність використання саме зшитих гелів (СМНPG) для створення достатньої ширини тріщини під високим тиском. Даний дизайн ГРП забезпечує створення розгалуженої системи високопровідних каналів загальною площею понад 88000 м², що гарантує максимальний коефіцієнт продуктивності свердловини в умовах газонасиченого пласта (80% газу).

Результати з 2d візуалізацією у поперечному перерізі по всіх перфораціях таких параметрах як, наприклад, ширина поширення тріщини (рис. 5) або концентрація пропанту наведена на рис. 6.

На графіку (рис. 7) ми можемо побачити дебїти кожного флюїду в певний момент часу. Початкові дебїти в даному варіанті будуть наступними: дебїт газу 4658.78 тис. футів кубічних, дебїт нафти 47.3278 барель/доб, дебїт води 23,5324 барель/доб.

Щоб визначити наскільки ефективним було ГРП на даному родовищі, порівняємо ці результати з дебїтами родовища у випадку, якби на ньому не застосовувались ніякі методи інтенсифікації: газ 1645,34 тис. футів кубічних, нафта 15,2846 барель/доб, вода 7,87654 барель/добу.

Збільшення видобутку газу 4658.78 тис. футів кубічних / 1645,34 тис. футів кубічних = 2,831. Отже, видобуток газу збільшився у 2,831 разів, або 283%. Відповідно видобуток нафти 47.3278 барель/доб / 15,2846 барель/доб = 3,096. Тож процедура ГРП дозволяє видобути у 3,096 разів (або на 309%) більше нафти.

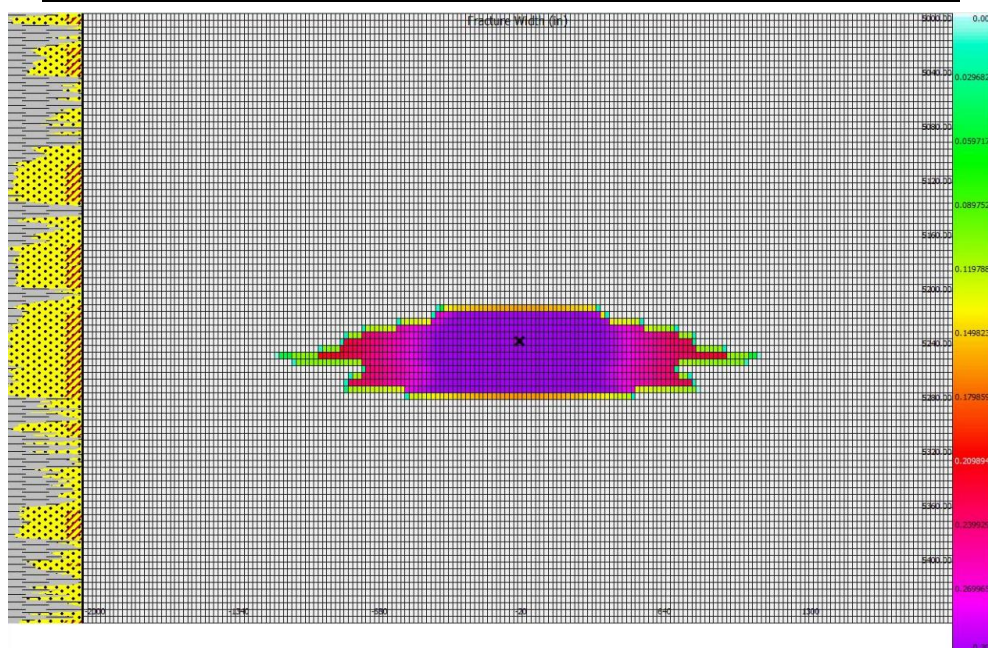


Рис. 5. Ширина тріщин при гідророзриві з використанням рідини CMHPG#35_Zr_180_F_AP_0.1

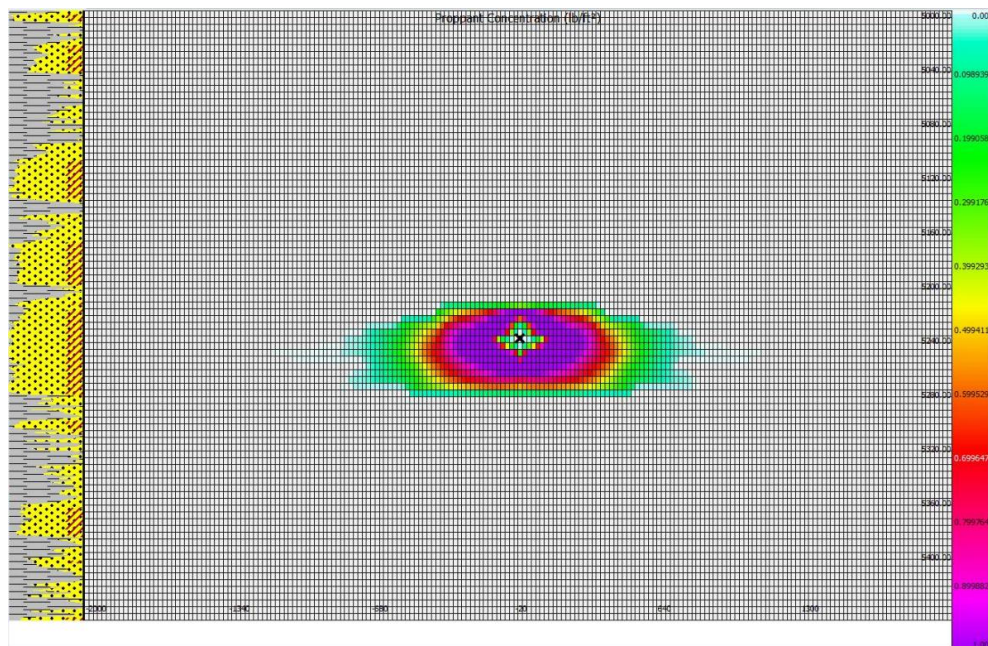


Рис. 6. Концентрація пропану у тріщинах при гідророзриві з використанням рідини CMHPG#35_Zr_180_F_AP_0.1

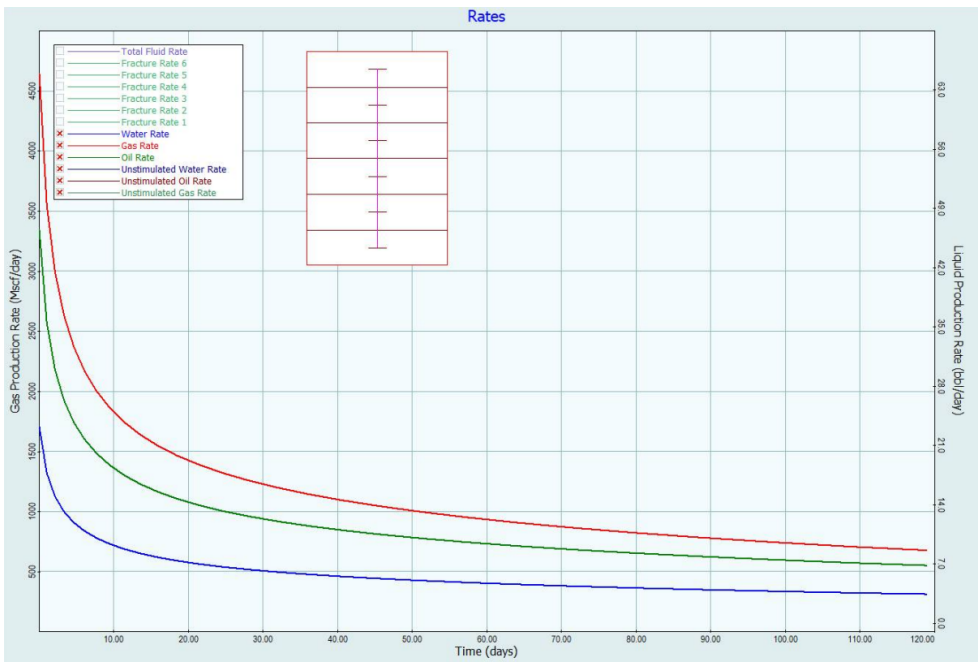


Рис. 7. Production Analysis процедури ГРП з додаванням СМНPG

Здійснено аналогічне дослідження з моделювання гідравлічного розриву пласта із робочою рідиною розриву Acid_HCl_15%_180F. Після симуляції розраховано параметри, які зображені на рис. 8.

Fracture	Gross Frac Length.ft	Proppant Cutoff Length.ft	Est Flowing Frac Length.ft	Est Inf Conductivity Length.ft	Fracture Height.ft	Average Proppant Conc.lb/ft2	Average Conductivity.md*ft
Transverse 6	2000.00	660.00	57.3311	55.6056	50.00	0.86752	50.0734
Transverse 5	2000.00	560.00	52.2583	50.4951	45.00	0.698533	49.72
Transverse 4	2000.00	520.00	50.1996	48.4245	35.00	0.636709	46.7452
Transverse 3	2000.00	460.00	49.2706	47.473	30.00	0.622194	51.7217
Transverse 2	2000.00	480.00	51.0567	49.2832	40.00	0.688952	94.5484
Transverse 1	2000.00	540.00	54.4636	52.9421	30.00	0.706175	118.801

Рис. 8. Design Summary процедури ГРП з додаванням кислоти

Як можна побачити з Design Summary (рис. 8) та 2D зображення ширини тріщин (рис. 9), поширення розриву породи відбулось значно більше у горизонтальних напрямках, проте ширина тріщин є значно меншою ніж у варіанті з СМНPG.

З аналізу продуктивності (рис. 10) визначаємо початкові дебіти: дебіт газу 4735,45 тис. футів кубічних, дебіт нафти 47,5673 барель/доб, дебіт води 24,3768 барель/доб. Технологічна ефективність застосування становить 4735,45 тис. футів кубічних / 1645,34 тис. футів кубічних = 2,878 Видобуток газу у даному випадку зростає у 2,878 разів (на 287%)

Порівняємо дебіти нафти 47,5673 барель/доб / 15,2846 барель/доб = 3,112 Дебіт нафти зростає у 3,112 разів (на 311%).

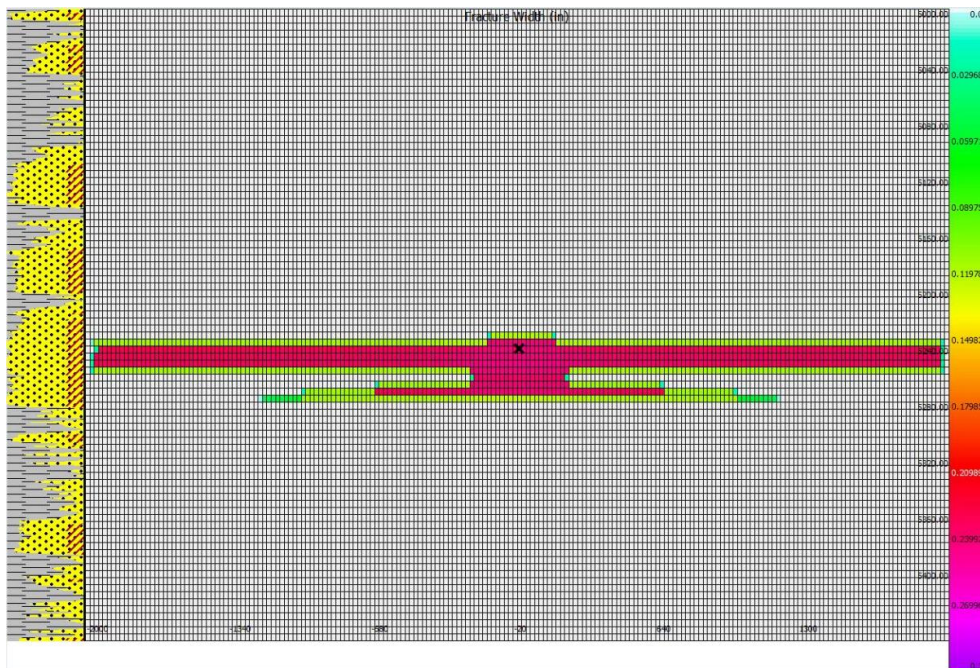


Рис. 9. Ширина тріщин при гідророзриві з використанням кислоти

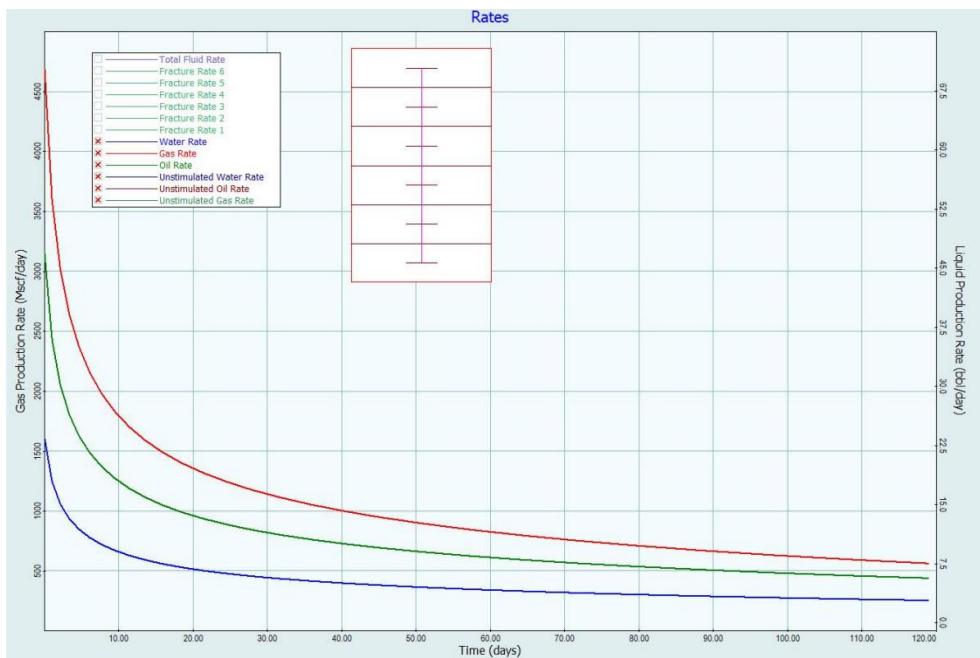


Рис. 10. Production Analysis процедури ГРП з додаванням кислоти

У таблиці 1 зображено початкові дебіти, які ми отримали в результаті моделювання трьох різних варіантів розробки: без застосування методів інтенсифікації, із застосуванням ГРП на основі СМНPG та із застосуванням кислотного ГРП.

Таблиця 1. Результати моделювання

	Без застосування ГРП	ГРП на основі СМНPG	ГРП на основі кислоти
Дебіт газу тис. футів куб.	1645,34	4658.78	4735,45
Дебіт нафти барель/доб	15,2846	47.3278	47,5673

Встановлено, що різниця між ефективністю рідини СМНPG та кислотою є незначною, не дивлячись на те, що такі параметри як ширина тріщин та напрямки в яких вони поширювались були кардинально різними.

Ефективність операції гідророзриву пласта (ГРП) безпосередньо залежить від здатності розклинювального агента підтримувати створену тріщину у відкритому стані після зняття надлишкового тиску. Головною метою технологічного процесу є забезпечення максимальної та рівномірної заповненості корисного об'єму тріщини пропантом. Для досягнення цієї мети застосовується методика ступінчастого (прогресуючого) нарощування концентрації розклинювального агента. Технологія передбачає подачу мінімальної кількості пропанту на початковому етапі з поступовим збільшенням його вмісту у кожній наступній порції рідини-носія до моменту досягнення проєктних сумарних показників.

Подача високої концентрації пропанту на ранніх стадіях може спричинити ефект «сита» (screen-out) — закупорювання каналів у призабійній зоні. Це створює механічний бар'єр, що перешкоджає транспортуванню розклинювача до віддалених ділянок техногенної тріщини. Поступове насичення потоку дозволяє пропанту безперешкодно досягати найбільш віддалених зон пласта, створюючи стійкий каркас по всій довжині розриву. Недостатнє заповнення віддалених сегментів призводить до того, що після зниження гідравлічного тиску тріщини зникають під дією геостатичної напруги, що нівелює стимулюючий ефект від процедури.

Таким чином, поетапне керування концентрацією пропанту є критично важливим для формування високої фільтраційної здатності каналу та забезпечення стабільного дебіту свердловини у довгостроковій перспективі.

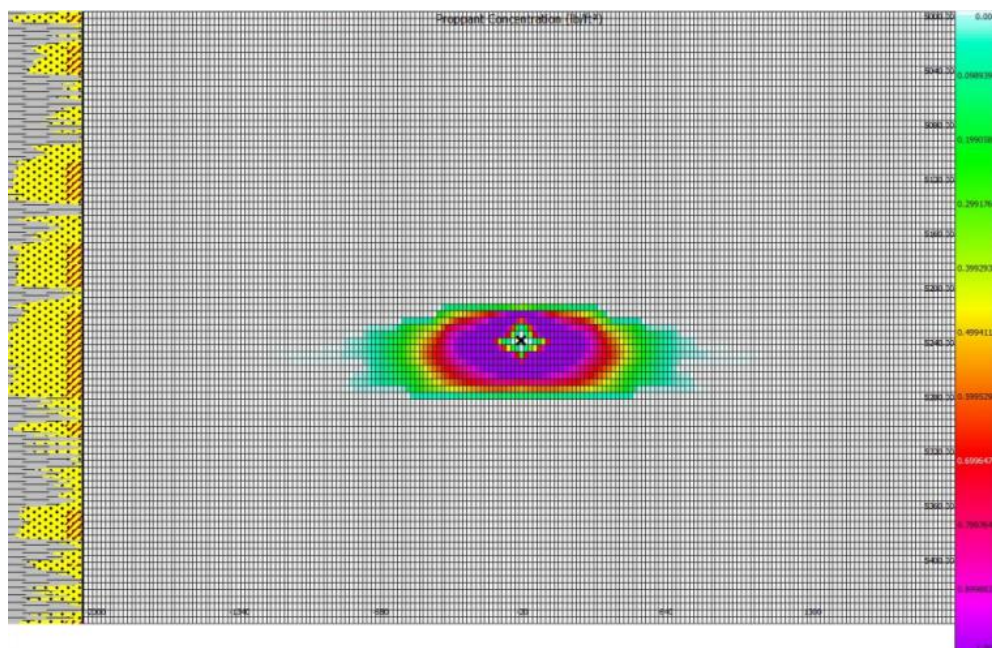


Рис. 11. Концентрація пропанту у тріщині при проведенні ГРП із зростаючою концентрацією пропанту у кожній стадії

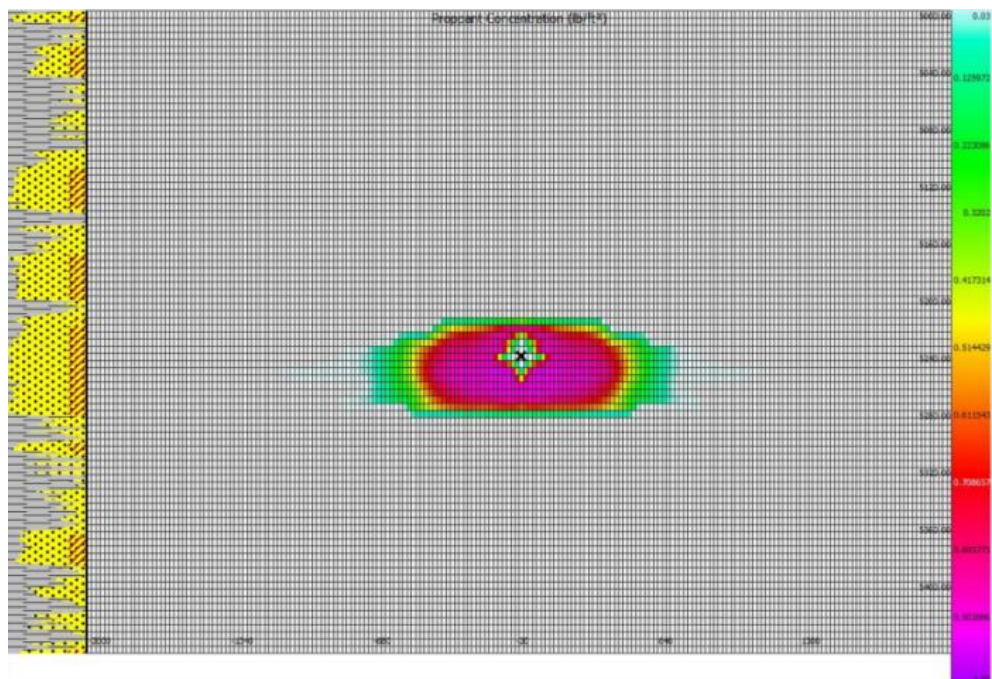


Рис. 12. Концентрація пропанту у тріщині при проведенні ГРП зі сталою концентрацією пропанту у кожній стадії

Сумарна кількість всього закачаного пропанту теж рівна як у першому, так і в другому варіанті, проте в першому випадку концентрація пропанту була меншою при першому закачуванні і збільшувалась з кожною стадією (рис. 11, 13), а в другому випадку концентрація була рівною при кожній стадії (рис. 12, 14). Можемо спостерігати що у першому випадку концентрація пропанту у тріщині і площа його поширення є суттєво більшою ніж у випадку зі сталою концентрацією пропанту.

Proppant	Slurry Conc.PPA	Cum Proppant.LB
<None>	0,00	0,00
Badger Sand 30/50 (A)	2,00	22386,99
Badger Sand 30/50 (A)	3,00	55967,51
Badger Sand 30/50 (A)	4,00	100741,51
Badger Sand 30/50 (A)	5,00	156709,00
Badger Sand 30/50 (A)	5,00	212676,55
<None>	0,00	212676,55
		212676,55

Рис. 13. Схема закачування пропанту при проведенні ГРП із зростаючою концентрацією пропанту у кожній стадії

Proppant	Slurry Conc.PPA	Cum Proppant.LB
<None>	0,00	0,00
Badger Sand 30/50 (A)	3,00	33580,50
Badger Sand 30/50 (A)	4,00	78354,50
Badger Sand 30/50 (A)	4,00	123128,50
Badger Sand 30/50 (A)	4,00	167902,50
Badger Sand 30/50 (A)	4,00	212676,47
<None>	0,00	212676,47
		212676,47

Рис. 14. Схема закачування пропанту при проведенні ГРП зі сталою концентрацією пропанту у кожній стадії

Також важливо першу і останню стадію проводити взагалі без пропанту. Остання стадія проводиться для того, щоб добре вимити залишки пропанту з гирла і стовбура свердловини. На рис. 15 зображено графік з динамікою проведення процедури ГРП, на якому можна побачити як концентрація пропанту на вибої і на гирлі зростає з кожним запомповуванням робочої рідини у свердловину, і спадає до нуля після останнього запомповування тільки рідиною.

На основі проведеного аналізу продуктивності та результатів моделювання процесів гідравлічного розриву пласта на родовищі зі щільними пісковиками, встановлено, що впровадження ГРП дозволило сут-

тево підвищити продуктивність свердловини. Згідно з розрахунками, дебіт газу зріс у 2,878 раза (на 187,8%), а дебіт нафти — у 3,112 раза (на 211,2%). Таке випереджаюче зростання нафтової складової свідчить про високу ефективність методу для вилучення рідких вуглеводнів із низькопроникних колекторів.

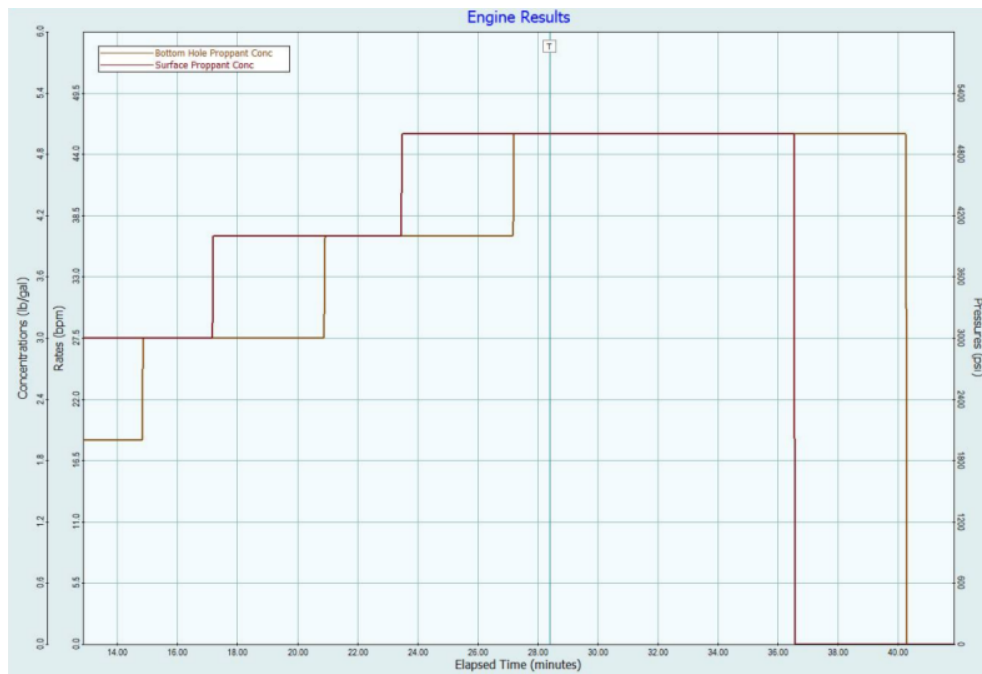


Рис. 15. Концентрація пропанту на усті та на гирлі свердловини при проведенні ГРП

Використання карбоксиметил-гідроксипропілгуару (СМНPG) у поєднанні з кислотним обробленням забезпечує оптимальні реологічні властивості робочої рідини. Це сприяє зниженню гідравлічного опору при запомповуванні та покращує умови формування розгалуженої системи тріщин у щільних породах.

Література

1. Economides, M. J., Oligney, R. E., & Valkó, P. P. (2002). *Unified fracture design: Bridging the gap between theory and practice*. Orsa Press.
2. Awaja, F., Zhang, S., Tripathi, M., Nikiforov, A., & Pugno, N. (2016). Cracks, microcracks and fracture in polymer structures: Formation, detection, autonomic repair. *Progress in Materials Science*, 83, 536–573. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.pmatsci.2016.07.007>
3. Tiwari, A., Wiener, J., Arbeiter, F., Pinter, G., & Kolednik, O. (2020). Application of the material inhomogeneity effect for the improvement

of fracture toughness of a brittle polymer. *Engineering Fracture Mechanics*, 224, Article 106776. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.engfracmech.2019.106776>

4. Zhang, D., & Chen, Y. (2023). Advanced proppant transport mechanisms in complex fracture networks: A review of recent experimental and numerical studies. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 220, Article 111185.

5. Brown, E. N., White, S. R., & Sottos, N. R. (2004). Microcapsule induced toughening in a self-healing polymer composite. *Journal of Materials Science*, 39(5), 1703–1710. DOI: <https://doi.org/10.1023/B:JMISC.0000016173.73733.dc>

6. Kazemi, H., Fakcharoenphol, P., & Miskimins, J. L. (2013). Simulation of gel filtercake formation, gel cleanup, and post-frac well performance in hydraulically fractured gas wells. *SPE Production & Operations*, 28(03), 235–245. DOI: <https://doi.org/10.2118/150104-MS>

7. Barati, R., & Liang, J. T. (2014). A review of fracturing fluid systems used for hydraulic fracturing of oil and gas wells. *Journal of Applied Polymer Science*, 131(16), Article 40735. DOI: <https://doi.org/10.1002/app.40735>

8. Uhrynovskyi, A. V., Moroz, L. B., & Kohut, H. M. (2022). Investigation of the efficiency of restrained oil displacement using of enhancing oil recovery methods. *Journal of Achievements in Materials and Manufacturing Engineering*, 110(1), 27–34. DOI: <https://doi.org/10.5604/01.3001.0015.7029>

9. Thombare, N., Jha, U., Mishra, S., & Siddiqui, M. Z. (2017). Borax cross-linked guar gum hydrogels as potential adsorbents for water purification. *Carbohydrate Polymers*, 168, 274–281. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.carbpol.2017.03.086>

10. Gillard, N., Thomas, A., & Favero, C. (2013). Novel associative acrylamide-based polymers for proppant transport in hydraulic fracturing fluids. *SPE International Symposium on Oilfield Chemistry*. DOI: <https://doi.org/10.2118/164072-MS>

11. Sun, H., DeBenedictis, F., Zhou, J., Cutler, J., Royce, T., Nelson, S., & Qu, Q. (2013). Field case histories of a non-damaging guar alternative for linear gel application in slickwater fracturing. *SPE European Formation Damage Conference & Exhibition*. DOI: <https://doi.org/10.2118/165130-MS>

12. Guzman, D. D. (2013, February 20). Developing guar gum alternatives. *Green Chemicals Blog*.

13. Occupational Safety and Health Administration (OSHA). (2014). *Hydraulic fracturing and flowback hazards other than respirable silica* (OSHA 3763-12). U.S. Department of Labor. <https://www.osha.gov/sites/default/files/publications/OSHA3763.pdf>

14. Halliburton. (2026). *GOHFER software: 3D fracture simulation and modeling*. URL: <https://www.halliburton.com/en-US/ps/stimulation/fracturing/fracture-modeling/gohfer-software.html>

*Стаття надійшла до редакційної колегії 01.04.2026 р.
Прийнято до друку 25.04.2026 р.*

MODELING AND OPTIMIZATION OF TECHNOLOGICAL PARAMETERS FOR HYDRAULIC FRACTURING IN LOW-PERMEABILITY RESERVOIRS

L. B. Moroz *^{ORCID}, B.M. Hryhorash ^{ORCID}

*Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas;
15 Karpatska St., Ivano-Frankivsk, 76019, Ukraine
e-mail: lesia.moroz.nung.edu.ua, bohdan.hryhorash-a185z23@nung.edu.ua*

A pressing issue in the modern oil and gas industry is increasing the productivity of wells exploiting low-permeability and hard-to-reach formations. The main focus is on the study of hydraulic fracturing (HF) technology as one of the most effective methods for intensifying hydrocarbon production through the creation of artificial high-permeability channels. A detailed analysis of the mechanism of fracture formation in dense sandstones was conducted using modern computer modeling. A static model of an oil and gas field was constructed in this work, which allowed for the assessment of the influence of various geological and technological parameters on the final flow rate. The study of the chemical aspects of the process is of particular scientific and practical value. In particular, the influence of reagents such as carboxymethyl hydroxypropyl guar (CMHPG) and hydrochloric acid (15% HCl) on the dynamics of fracture expansion and the preservation of their flow capacity was investigated. The fracture stabilization process has been optimized. The importance of a step-by-step selection of proppant concentration during the injection of the working fluid has been demonstrated. It has been established that the correct sequencing of stages allows for the avoidance of premature well “stopping” and ensures uniform filling of the created channels. Based on the results of modeling in the GOHFER software package, it was found that the implementation of the proposed hydraulic fracturing regimes yields impressive results: the increase in gas flow rate was approximately 285%, and for oil—over 300%. These indicators confirm the high economic viability of the method for fields with poor reservoir properties.

Keywords: *hydraulic fracturing, production enhancement, modeling, GOHFER, proppant, CMHPG, flow rate, low-permeability reservoir, filtration properties.*