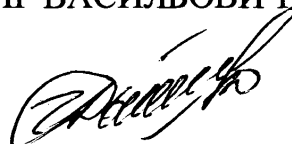


ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ

На правах рукопису

ЦЬОМКО ВОЛОДИМИР ВАСИЛЬОВИЧ



УДК 622.276.66

УДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЇ ГІДРАВЛІЧНОГО РОЗРИВУ ПЛАСТА
В УМОВАХ НАФТОВИХ РОДОВИЩ УКРАЇНИ

05.15.06 – Розробка нафтових і газових родовищ

Дисертація на здобуття наукового ступеня
кандидата технічних наук

Науковий керівник

доктор техн. наук, професор

Яремійчук Роман Семенович

*Всі примірники дисертації ідентичні за змістом
вз. секретар спец. вченої ради Д 20.052.02 [Signature] /Ковбасюк І. М./*

06.07.2010 р.

Підпис Ковбасюка І. М.

посвідчує



Івано-Франківськ – 2010

/В. Правин/

06.07.10.

0372

ЗМІСТ

ВСТУП

РОЗДІЛ 1

КРИТИЧНИЙ АНАЛІЗ МЕТОДІВ ПРОЕКТУВАННЯ І ТЕХНОЛОГІЙ ПРОВЕДЕННЯ ГІДРАВЛІЧНОГО РОЗРИВУ ПЛАСТА	10
1.1. Критичний аналіз досвіду застосування гідравлічного розриву пласта на родовищах України.....	10
1.2. Аналіз методів вибору свердловин, проектування і проведення гідравлічного розриву пласта на сучасному етапі.....	15
Висновки до першого розділу.....	42

РОЗДІЛ 2

УДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДИКИ ПРОЕКТУВАННЯ ПОТУЖНОГО ГІДРАВЛІЧНОГО РОЗРИВУ ПЛАСТА	44
2.1. Вибір свердловин для потужного гідравлічного розриву пласта.....	46
2.2. Проектування параметрів тріщини гідравлічного розриву пласта.....	55
2.3. Проектування технологічних параметрів потужного гідравлічного розриву пласта.....	64
2.4. Оцінка ефективності потужного гідравлічного розриву пласта.....	71
Висновки до другого розділу.....	75

РОЗДІЛ 3

УДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЇ ПОТУЖНОГО ГІДРАВЛІЧНОГО РОЗРИВУ ПЛАСТА	76
3.1. Дослідження впливу рідин для потужного гідравлічного розриву пласта на проникність порід.....	76
3.2. Розробка технології двоетапного потужного гідравлічного розриву пласта.....	87

	3
3.3. Промислові випробування технології двоетапного потужного гідравлічного розриву пласта.....	95
Висновки до третього розділу.....	99
РОЗДІЛ 4	
РОЗРОБКА МЕТОДИКИ ОПЕРАТИВНОГО КЕРУВАННЯ ПРОЦЕСОМ ПОТУЖНОГО ГІДРАВЛІЧНОГО РОЗРИВУ ПЛАСТА ПІД ЧАС РОЗВИТКУ І ЗАКРІПЛЕННЯ ТРІЩИН	100
4.1. Обґрунтування методики оперативного керування процесом потужного гідравлічного розриву пласта.....	100
4.2. Аналіз зміни ефективного тиску під час розвитку і закріплення тріщини.....	106
4.3. Розробка методики оперативного керування потужного гідравлічного розриву пласта.....	123
Висновки до четвертого розділу.....	126
РОЗДІЛ 5	
ВПРОВАДЖЕННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ДОСЛІДЖЕНЬ.....	127
5.1. Застосування методики проектування потужного гідравлічного розриву пласта.....	127
5.2. Впровадження технології двоетапного потужного гідравлічного розриву пласта.....	130
5.3. Застосування методики оперативного керування розвитком та закріпленням тріщин.....	133
Висновки до п'ятого розділу.....	139
ВИСНОВКИ	141
ДОДАТКИ	143
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	150

ВСТУП

Актуальність теми. Гідравлічний розрив пласта (ГРП) на родовищах України застосовували досить широко і ефективно з 1960 року, однак у зв'язку з недостатньою потужністю вітчизняної спецтехніки його проводили лише на глибинах до 3200 м. Для здійснення ГРП застосовували ньютонівські рідини, а також пісок низької концентрації (30–100 кг/м³), тому в пластах утворювались тріщини малої провідності.

З часом нафтогазові родовища України вступили у пізню стадію розробки, умови застосування ГРП значно ускладнились. Частина родовищ стали розробляти на режимі розчиненого газу з пластовим тиском, зниженим до 50 % від гідростатичного. В інших родовищах, що розробляються із заводненням, пластовий тиск не зменшився, але обводненість продукції значно збільшилась. В таких умовах середній додатковий видобуток нафти на одну свердловино-операцію після ГРП постійно знижувався, аж до 200 т у 1996 р., тому не забезпечував окупності затрат. Фонд свердловин, придатних для обробок за існуючими технологіями ГРП, вичерпався.

З метою збільшення ефективності ГРП у ВАТ „Укрнафта” розпочато впровадження потужного ГРП (ПГРП), який відрізняється від попереднього збільшенням витрати рідини до 5,0 м³/хв і тиску нагнітання до 105 МПа і проводиться з використанням неньютонівських рідин, а для закріплення тріщин використовують керамічні пропанти високої та середньої міцності фракції 16/30 і 20/40 міцністю на стиск до 85,0 МПа, що вдвічі більше міцності піску. На початку використання такої технології виявилось, що вона є значно складнішою. У свердловинах на родовищах з неньютонівськими властивостями нафти затрати на ПГРП не окупували коштів на їх проведення, а після ПГРП з застосуванням імпортного гелю WGA-1 дебіт свердловин зростав не відразу після його проведення, а збільшувався протягом кількох місяців. Внаслідок передчасного випадання

закріплювача у тріщині та вибої в багатьох свердловинах під час ПГРП виникали аварійні ситуації.

Виявлено, що ефективність застосування ГРП у свердловинах родовищ на пізній стадії розробки найбільше залежить від обґрунтованості вибору об'єкта дії, проектування розмірів тріщин, раціональних параметрів їх розвитку і закріплення, а також оперативного прийняття рішень про зміну параметрів процесу під час його проведення, щоб забезпечити закріплення тріщини заданою кількістю пропанту.

Отже, виникла необхідність удосконалення методів проектування та технології проведення гідравлічного розриву пласта на родовищах, що знаходяться на пізній стадії розробки.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Дисертаційну роботу виконано згідно із затвердженими програмами науково-дослідних робіт ВАТ „Укрнафта”. Наукові дослідження за темою дисертації проведено в рамках виконання науково-дослідних робіт за договорами 98.62.99 і 70/2000 між Центром організації, управління і економіки нафтогазової промисловості Держнафтогазпрому та ВАТ „Укрнафта”; договору 98/14 (№ ДР 0199U001017) „Удосконалення технології потужних гідророзривів пласта та її впровадження на родовищах України”, 2002 р.; договору 00/79 (№ ДР 0101U001275) „Удосконалення технології ПГРП та її впровадження на родовищах НГВУ „Чернігівнафтогаз”, 2000 р.; договору 00/75 (№ ДР 0101U001396) „Удосконалення технології ПГРП та її впровадження на родовищах НГВУ „Охтирканафтогаз”, 2001 р., а також під час виконання наряд-замовлень 711321 і 211342 між структурними одиницями ВАТ „Укрнафта”.

Мета і завдання дослідження. Метою роботи є підвищення продуктивності нафтових свердловин за рахунок удосконалення технології ПГРП.

Основні завдання дослідження:

1. Удосконалення методики проектування ПГРП.
2. Експериментальні дослідження впливу технологічних рідин для ПГРП на проникність порід і розробка технології ПГРП для зменшення кольматації

продуктивних пластів технологічними рідинами.

3. Дослідження розвитку тріщин під час проведення ПГРП та розроблення методики керування їх закріпленням.

4. Впровадження удосконаленої технології ПГРП на нафтових родовищах України та аналіз результатів.

Об'єкт дослідження – потужний гідравлічний розрив пласта у нафтових свердловинах.

Предмет дослідження – методика проектування і технологія проведення ПГРП на нафтових родовищах.

Методи дослідження – експериментальні дослідження впливу технологічних рідин для ПГРП на проникність порід, аналіз результатів лабораторних і промислових досліджень.

Наукова новизна одержаних результатів.

1. Удосконалено методику проектування ПГРП на нафтових родовищах України з обґрунтуванням величин критеріальних параметрів.

2. Вперше експериментально встановлено вплив міцелярного розчину на підвищення коефіцієнта відновлення проникності порід після фільтрації технологічних рідин для гідравлічного розриву пласта в умовах нафтових родовищ України та обґрунтовано технологію двоетапного ПГРП з попереднім насиченням порового простору міцелярним розчином.

3. Для умов нафтових родовищ України встановлено характерні типи залежностей ефективного тиску розриву пласта від часу розвитку та закріплення тріщин.

Основні положення, що захищаються.

1. Методика проектування ПГРП із обґрунтуванням величини критеріальних параметрів.

2. Результати експериментальних досліджень впливу міцелярного розчину на підвищення коефіцієнта відновлення проникності порід після фільтрації

технологічних рідин для ПГРП.

3. Технологія двоетапного ПГРП з попереднім насиченням порового простору міцелярним розчином.

4. Методика оперативного керування параметрами ПГРП на основі виділених типів залежностей зміни ефективного тиску від часу розвитку та закріплення тріщин.

Практичне значення одержаних результатів. Удосконалена методика проектування ПГРП використовується під час розрахунку технологічних параметрів кожного процесу, що дало змогу підвищити його ефективність, особливо на родовищах, які знаходяться на пізній стадії розробки.

Розроблено нову, захищену патентом, технологію двоетапного ПГРП із використанням міцелярних розчинів, застосування якої забезпечує значне збільшення продуктивності свердловин і скорочення часу відновлення їх дебіту до проектної величини.

На основі встановлених типів залежностей ефективного тиску від часу розвитку та закріплення тріщин розроблено методику оперативного керування параметрами закріплення тріщин, яку успішно використовують під час проведення ПГРП, завдяки чому вдається передбачити і попередити передчасне випадання закріплювача тріщин і забезпечити виконання проектів.

Усі розроблені та удосконалені методики і технології використовуються на практиці під час вибору об'єктів, проектування та проведення ПГРП на родовищах ВАТ „Укрнафта”.

Результати виконаних нами наукових досліджень увійшли до нормативних документів ВАТ „Укрнафта”.

Особистий внесок здобувача. Автором проаналізовано існуючі підходи до вибору свердловин для ПГРП, методи його проектування і контролю за технологією проведення. Удосконалено методику проектування ПГРП від вибору свердловини до проектування його параметрів та оцінки результатів ПГРП [55, 93].

Досліджено вплив імпорتنих і вітчизняних технологічних рідин для ПГРП на

водній основі на кольматацію стінок тріщини в умовах нафтових родовищ України [80] та запропоновано технологію двоетапного ПГРП з попереднім нагнітанням в пласт міцелярних розчинів на етапі ГРП без закріплення тріщин з метою очищення навколотріщинного простору від продуктів розкладу технологічних рідин [82, 99, 100].

Запропоновано класифікацію ПГРП на родовищах України за зміною ефективного тиску розриву від часу розвитку та закріплення тріщин і розроблено методику прийняття обґрунтованих рішень щодо оперативного керування параметрами ПГРП [101].

Проведено більше ніж 150 ПГРП із використанням різних технологій і виконано аналіз їх застосування [23, 30], наведено результати та перспективи цього методу [25].

Апробація результатів дисертації. Основні результати досліджень представлено та обговорено на:

6-й Міжнародній науково-практичній конференції „Нафта і газ України – 2000” (Івано-Франківськ, 31 жовтня-3 листопада 2000 р.);

науково-практичній конференції „Стан і перспективи впровадження технологій інтенсифікації видобування газу і нафти на родовищах України” (Івано-Франківськ, 17 – 19 жовтня 2001 р.);

науково-практичній конференції „Стан і перспективи розробки родовищ нафти і газу України” (Івано-Франківськ, 18 – 21 листопада 2003 р.).

В повному обсязі дисертаційна робота доповідалась і обговорювалась на розширеному науковому семінарі кафедри розробки та експлуатації нафтових і газових родовищ Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу (вересень 2009 р., травень 2010 р.).

Публікації. Основні положення роботи опубліковано в 10 наукових працях, з них 4 статті у фахових виданнях, 4 тези доповідей на конференціях, 2 патенти на винахід.

Структура і обсяг роботи. Дисертаційну роботу складено зі вступу, п'яти розділів, висновків і додатків. Матеріал викладено на 161 сторінці машинописного тексту; робота містить 34 рисунки, 26 таблиць, 104 назви бібліографічних джерел.

Автор висловлює щире подяку канд. техн. наук Ю.Д. Качмару за консультації та практичну допомогу під час виконання дисертації, а також колективу НДПІ ВАТ „Укрнафта” за підтримку та створення сприятливих умов для виконання роботи.

РОЗДІЛ 1

КРИТИЧНИЙ АНАЛІЗ МЕТОДІВ ПРОЕКТУВАННЯ І ТЕХНОЛОГІЙ ПРОВЕДЕННЯ ГІДРАВЛІЧНОГО РОЗРИВУ ПЛАСТА

У світовій практиці нафтогазовидобутку гідравлічний розрив пласта займає одно з перших місць [1] серед методів інтенсифікації припливу нафти і газу (в тому числі вугільного метану) до вибою свердловин.

Вперше у нафтовій промисловості гідравлічний розрив пласта проведений у 1947 році в США [2]. Технологія і теоретичні уявлення про процес описано в роботах [1, 3, 4], а вже до 1968 року в світі було проведено більше мільйона операцій з гідравлічного розриву пласта.

1.1. Критичний аналіз досвіду застосування гідравлічного розриву пласта на родовищах України

Застосування ГРП в Україні розпочалось на Бориславському родовищі у 1954–1955 рр., під час якого використовували як рідину розриву товарну нафту при малих витратах (близько $0,5 \text{ м}^3/\text{хв}$), а закріплення тріщин проводили піском з концентраціями його у рідині до 50 кг/м^3 із загальною масою до 3000 кг. Вперше описано і детально проаналізовано ГРП, проведений Е. Чекалюком у свердловині 4-Помярки на глибині 1530 м при градієнті тиску розриву $0,02 \text{ МПа/м}$.

Досвід застосування ГРП свідчить про те, що у світовій практиці такий спосіб обробки пласта реалізується за різноманітними технологіями: гідравлічне щілинування пласта (ГЩП), звичайний ГРП, масивний ГРП, потужний ГРП.

ГЩП без закріплення тріщин піском застосовують у свердловинах, в яких наявні: значна кольматація порід у привибійній зоні; низький коефіцієнт проникності продуктивних пластів; пластовий тиск більший або рівний гідростатичному тиску води від гирла свердловини до глибини залягання пласта;

існує небезпека передчасної закупорки тріщин з аварійним закінченням процесу тощо.

ГЦП успішно застосовували у Долинському нафтопромисловому районі (1962-1967рр.) при витратах 1,3-1,8 м³/хв товарної нафти або пластової води в об'ємі 100-400 м³ [3]. На один процес додатково видобували близько 3,5 тис.т нафти при невеликих затратах на проведення процесу. Такий підхід виявився ефективним тільки у нових свердловинах з високими пластовими тисками, рівними чи більшими гідростатичного, з низькопроникним колектором і значно закольматованою привибійною зоною. Оскільки з часом пластовий тиск знижувався, то така технологія перестала бути ефективною. Натомість у нафтопромисловій практиці для відновлення та покращення фільтраційно-ємнісних характеристик пластів у даний час широко застосовують ГЦП кислотними розчинами – кислотний ГРП [4-7].

Однак на родовищах, які знаходяться на пізній стадії розробки, з пластовим тиском значно нижчим за тиск насичення нафти газом, не завжди вдається досягнути окупного результату навіть після проведення кислотного ГРП. Особливо це відноситься до Битківського, Луквинського, Бориславського та інших родовищ.

Технології звичайних ГРП передбачають неглибоке закріплення тріщин і забезпечують [8-11] дво-трикратне збільшення поточного дебіту нафтових, газових або приймальності нагнітальних свердловин у пластах проникністю до 0,005 мкм², товщиною не менше п'яти метрів, які залягають на глибинах до 3500 м, а також у пластах з коефіцієнтом проникності до 0,05 мкм², але з закольматованою привибійною зоною.

Під час звичайних ГРП ньютонівськими рідинами [12] розвиваються глибокі (50...100 м) тріщини невеликої висоти (до 10 м) і ширини (до 5 мм) вглиб продуктивного пласта. Тріщини ГРП закріплюють з невеликими концентраціями закріплювача. Під час ГРП рідко виникає збільшення тиску на гирлі свердловини внаслідок „самовільного мостоутворення” через випадання піску в тріщині, яке викликає підвищення тиску і припинення процесу. Звичайні ГРП рідинами з

великими фільтраційними втратами, нескладні для виконання, застосовували як перші обробки у нових свердловинах із забрудненою привибійною зоною і пластовим тиском, близьким до гідростатичного і вони були високоокупними. В інших умовах досягти окупного результату не вдавалось.

Звичайний ГРП на родовищах України проводили за різними технологіями. Спочатку було розроблено технологію ГРП загущеною нафтою з коефіцієнтом в'язкості 50 – 150 мПа·с при витратах до 1,0 м³/хв та закріпленням тріщин 5...10 т піску (О.Солецький, 1956 р.). Пізніше ефективно застосовували ГРП товарною нафтою при витратах до 2,0 м³/хв із закріпленням тріщин до 5 т піску, часто по обсадній колоні без пакера (Ю.Д. Качмар, 1962 р.). Така технологія ГРП із застосуванням товарної нафти для розкриття, розвитку і закріплення тріщин піском при концентрації піску у рідині 35...120 кг/м³ була ефективною у 1956-1966 рр. За результатами проведення 83 ГРП, коли пластовий тиск був ще високим (0,95...1,05 від гідростатичного), середній додатковий видобуток на одну свердловино-операцію становив 2800 т нафти. Однак, у зв'язку з випадками загоряння нафти і наступними технічними ускладненнями таку технологію було заборонено.

Технологію ГРП водним 15 % розчином крохмалю, обробленим 0,4 % каустичної соди з коефіцієнтом в'язкості 20 мПа·с при витратах до 0,6 м³/хв з закріпленням тріщин декількома тоннами піску застосовано (А.И.Дрючин, 1963 р.) на Співаківському газовому родовищі глибиною близько 600 м. Дебіт газу збільшився у 1,5 раза, але в подальшому після зниження пластового тиску ефективність такої технології теж значно зменшилась.

Технологію ГРП на родовищах Долинського та Надвірнянського нафтопромислових районів Передкарпаття з використанням технологічної рідини – води, обробленої ПАР (В.Г. Касянчук, 1966 р.), об'ємом близько 600 м³ з витратою не менше 2,0 м³/хв, тисках на гирлі до 50 МПа і закріпленням тріщин до 9 т піску з концентрацією до 20 кг/м³ застосовано в 1965-1983 рр. Додатковий видобуток нафти на один ГРП перевищував 450 т, але при зниженні пластового тиску до 80-90 % від гідростатичного технологія перестала бути окупною.

Для надання рідині неньютонівських властивостей В.Г. Касянчук [13] на Долинських родовищах застосував у період з 1976 р. до 1996 р. водний розчин 0,4 % ПАА, об'ємом 180-260 м³ з витратою до 2,5 м³/хв, а тріщини закріплював кварцовим піском масою 8...15 т, концентрацією до 100 кг/м³. Використання 0,4 % водного розчину ПАА зменшило втрати тиску на тертя на 8...12 МПа. Додатковий видобуток нафти на один ГРП становив більше 700 т. При таких умовах ефективність технології була достатньою для окуплення витрат тільки при перших ГРП, а при зниженні пластового тиску до 80 % від гідростатичного також перестала бути окупною, бо додатковий видобуток нафти у 1990 р. зменшився до 300 т на один ГРП і менше. Пізніше спробували збільшити масу закріплювача до 24...72 т піску з відповідним зростанням об'єму неньютонівської рідини до 900 м³ і більше, але це не забезпечило збільшення додаткового видобутку нафти на родовищах України, скоріше навпаки [14].

Причинами зниження ефективності ГРП за наведеними технологіями на етапі зниження пластового тиску, очевидно, були: дуже мала (до 100 кг/м³) концентрація піску в рідині, який недостатньо закріплював тріщину; насичення навколотріщинного нафтонасиченого простору водою, яка знижувала коефіцієнт проникності для нафти.

У світовій практиці нафтовидобутку відомий досвід ефективного проведення масивних ГРП на початковій стадії розробки великих газових родовищ з аномально високим пластовим тиском, але дуже низькою проникністю [15]. На даному етапі розробки нафтових родовищ України застосування таких ГРП недоцільно навіть з використанням сучасних технологій оскільки переважна більшість родовищ є невеликими, знаходяться на пізній стадії розробки з наближенням контурів ВНК до свердловин, з щільною сіткою розбурювання родовищ. На нафтових родовищах Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) перепоною застосування таких ГРП є близьке залягання водонасичених пластів та високий коефіцієнт проникності основних продуктивних пластів, що ускладнює його проведення.

Характерним на сучасному етапі української нафтогазової промисловості є

перехід родовищ у пізню стадію розробки зі зростанням фонду старих свердловин, у яких проведено вже по декілька ГРП, у тому числі за різними технологіями, що описані вище. Частину нафтових родовищ стали розробляти на режимі розчиненого газу з пластовим тиском, нижчим за тиск насичення нафти газом, а часто навіть зниженим до 40 % від гідростатичного тиску, що супроводжується зростанням коефіцієнта в'язкості пластової нафти [16] та зниженням дебітів свердловин. Іншу частину багатопластових нафтових родовищ України розробляють з заводненням, коли пластовий тиск не зменшився, але обводненість продукції, яка викликана фільтрацією води по деяких пластах, збільшилась до 60...90 %. Так, середня обводненість свердловин на родовищах ВАТ „Укрнафта” становить 82 %, а понад 60 % родовищ переведено в категорію важковидобувних. Одночасно в нових свердловинах глибини залягання об'єктів для гідравлічного розриву пласта сягають до 6000 м, а коефіцієнт проникності багатьох продуктивних горизонтів на родовищах ДДЗ вище $0,1 \text{ мкм}^2$, що значно ускладнює не тільки вибір об'єктів для ГРП, але і його проведення.

Отже, на пізній стадії розробки нафтових родовищ застосування ГРП за наведеними технологіями значно ускладнилось. Ефективність перших ГРП становила 75 %, других – 50 %, а наступні були вже неефективними, і в 1995-1996 рр. кількість додатково видобутої нафти на одну свердловино-операцію знизилась до 200-300 т [14]. Тому технологія проведення ГРП потребувала удосконалення.

Для підвищення ефективності ГРП в свердловинах Західного Сибіру з 1990 року застосовували нові технології [17-22], що спочатку впроваджували різні фірми: „Тексако” в АТ „Суторманефть”, „Юганскфракмастер” в АТ „Юганскнефтегаз”, „Шломберже” в АТ „Пурпэнефтегаз” та іншими за участю іноземних спеціалістів.

Для проведення процесу використовували високов'язкі неньютонівські рідини, які нагнітали з витратою до $4 \text{ м}^3/\text{хв}$, а тріщини закріплювали керамічними пропантами з концентрацією їх у рідині до 600 кг/м^3 . Після проведення таких ГРП дебіт свердловин збільшувався від 2,3 до 5,2 раза.

Враховуючи позитивний досвід застосування нових технологій для підвищення ефективності ГРП на пізній стадії розробки нафтогазових родовищ ВАТ „Укрнафта” придбано імпорتنу технологію і сучасну спецтехніку для ГРП значно більшої гідравлічної потужності, з використанням якої можна проводити нагнітання рідин з витратою до 5 м³/хв при тиску на гирлі свердловини до 105 МПа. Нову технологію названо потужним ГРП. Для розвитку і закріплення тріщин, особливо у свердловинах глибиною до 6000 м, фонд яких постійно зростає, придбано імпорتنу неньютонівську рідину (водний гель на основі гуарових смол WGA-1) та розроблено вітчизняні рідини: полімерноемульсійний розчин, алюмогель, галгель та інші. Для закріплення тріщин використовують керамічні пропанти високої та середньої міцності фракції 16/30 і 20/40 міцністю на стиск до 85,0 МПа, що вдвічі більше міцності піску.

1.2. Аналіз методів вибору свердловин, проектування і проведення гідравлічного розриву пласта на сучасному етапі

Після придбання ВАТ "Укрнафта" нового технологічного оснащення вже після перших проведених на ДДЗ і Передкарпатті робіт [23-30] виявилось, що застосування ПГРП є значно складнішим порівняно зі звичайним ГРП. При великих швидкостях і тисках нагнітання рідини та закріплювача тріщин аварійно небезпечними є навіть короточасні зупинки процесу нагнітання в пласт, а сам процес завершується за 30...60 хвилин, що значно підвищує вимоги до вибору об'єктів, проектування технологічних параметрів процесу і вимагає оперативного контролю та керування параметрами під час його проведення.

З аналізу опублікованих джерел виявлено, що основними передумовами ефективного застосування ПГРП на пізній стадії розробки родовищ є:

- вибір свердловини (об'єкта) для його проведення [3, 4, 10, 31-33];
- обґрунтований підхід до вибору розмірів тріщин і режимів процесу для забезпечення їх високої провідності [34];
- застосування ефективних рідин та закріплювачів тріщин для реалізації їх

проектних розмірів і провідності [9, 12, 35-39] при збереженні фільтраційних властивостей порід навколо тріщини [1, 3, 4];

– оперативне керування процесом розвитку і закріплення тріщини для забезпечення закріплення тріщини проектною масою закріплювача [40, 41].

Спочатку розглянемо вимоги до вибору свердловини (об'єкта). Під час проектування розробки нафтових родовищ із застосуванням ГРП з допомогою сучасних комп'ютерних технологій у [3, 34, 42-46] рекомендується перед прийняттям рішення про проведення ГРП враховувати такі передумови: віддаль між свердловинами, неоднорідність пласта за простяганням та його розчленуванням по товщині, що забезпечує високу ефективність ГРП за рахунок приєднання до розробки недренованих пропластків; коефіцієнт проникності пласта не повинен перевищувати $0,03 \text{ мкм}^2$ при в'язкості пластової нафти до $5 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ і $0,03\text{-}0,05 \text{ мкм}^2$ при в'язкості нафти до $50 \text{ мПа}\cdot\text{с}$; глибина залягання пласта – до 3500 м ; достатній запас пластової енергії і ефективна нафтонасичена товщина для забезпечення тривалого збільшення дебіту свердловин після ГРП; коефіцієнт вилучення запасів нафти не повинен бути більшим 30% .

Перелічені рекомендації для застосування ПГРП не відповідають наявним умовам, оскільки в Україні поки що немає родовищ таких значних розмірів, для проектування розробки яких потрібно враховувати вплив цього процесу на розміри сітки розбурювання. Основну кількість ПГРП проводять на родовищах, частина яких має незначні розміри і знаходиться на великій глибині, а друга частина, як вже було наголошено, знаходиться на пізній стадії розробки.

Для попереднього вибору нафтових свердловин для проведення ПГРП на родовищах ВАТ „Укрнафта” розроблено та застосовують подібні, але дещо змінені параметри [23, 47]: глибина залягання продуктивного горизонту до 6000 м ; ефективна товщина більше ніж 5 м ; коефіцієнт проникності $0,001\text{-}0,05 \text{ мкм}^2$; пластовий тиск не менше 50% від гідростатичного на воді; обводненість до 30% для монолітних покладів і до 60% для багато пластових; залишкові видобувні запаси у зоні дронування більше 50% . Крім того, враховують розташування свердловини на структурі, режим розробки родовища,

типи колекторів тощо.

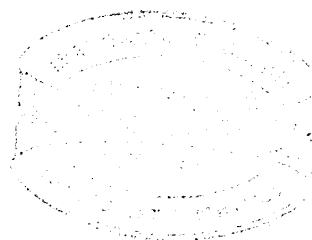
Для попереднього вибору свердловин у світовій практиці нафтогазовидобутку також використовують: умовну ємність продуктивних пластів [48]; градієнт пластового тиску (відношення пластового тиску до глибини залягання продуктивного пласта по вертикалі) [49]; фільтраційно-енергетичний параметр, який запропонований Д.О.Єгером [45].

За [48] умовна ємність продуктивних пластів (Y) – це добуток коефіцієнта пористості продуктивного пласта, визначеного геофізичними методами і ефективної товщини продуктивних пластів, який визначається за формулою:

$$Y = m \cdot h_{ef}, \quad (1.1)$$

де m – коефіцієнт пористості;

h_{ef} – ефективна товщина.



У роботі [48] наведено приклади корисності параметра Y для аналізу потенційної продуктивності свердловин Ватинського родовища. Автори побудували кореляційну залежність коефіцієнта продуктивності від умовної ємності пластів і виявили, що коли поточний коефіцієнт продуктивності є меншим нижньої межі (а то й середньої його величини) для значення умовної ємності пластів даної свердловини, то в ній доцільно проводити обробку. В межах одного родовища Y характеризує об'єм пор продуктивних пластів, насичених нафтою, з подібними фізичними властивостями і газонасиченістю, тому такий параметр свідчить про наявність запасів нафти в зоні дронування. Очевидно, зі зростанням Y можна очікувати збільшення додаткового видобутку після ОПЗ, за умов однакового градієнта пластового тиску. Тобто цей параметр без врахування енергії однобічно характеризує видобувні можливості свердловини.

Значення градієнта пластового тиску характеризує енергетичні можливості пласта і суттєво впливає на успішність проведених ГРП. В результаті аналізу робіт у Білорусі виявлено значний вплив цього фактора на успішність методів інтенсифікації. Так при значеннях градієнта пластового тиску 0,005 МПа/м, від

0,005 до 0,008 МПа/м і більше 0,008 МПа/м ефективність проведених методів інтенсифікації зростала і становила, відповідно, 65 %, 75 % і 88 % [49].

Емпіричну залежність для оцінювання впливу градієнта пластового тиску на додатковий видобуток нафти (ΔQ_n) після кислотних обробок родовищ України визначено у [50] в такому вигляді

$$\Delta Q_n = 746 \left(\frac{P_{nl}}{H_{cv}} \right)^{2,43}, \quad (1.2)$$

де P_{nl} – пластовий тиск;

H_{cv} – глибина свердловини по вертикалі.

Вплив градієнта пластового тиску на ефективність ПГРП на родовищах України не перевірявся. Крім того цей параметр також однобічно характеризує видобувні можливості свердловини перед ОПЗ, тому що не враховує ємнісно-фільтраційні властивості пласта.

Д.О.Єгер у [51] рекомендує значно повніше оцінювати видобувні можливості свердловини перед ОПЗ, застосувавши фільтраційно–енергетичний параметр, який характеризує сумісно вплив гідропровідності, помноженої на відношення пластового тиску до гідростатичного. Оскільки гідропровідність є добутком коефіцієнта проникності на ефективну товщину пластів (характеризує можливості припливу пластових флюїдів), що поділений на коефіцієнт в'язкості пластової нафти (характеризує опір припливу), а відношення пластового тиску до гідростатичного тиску води у свердловині характеризує енергетичні можливості припливу з пласта, тоді фільтраційно-енергетичний параметр дає значно повнішу характеристику видобувних можливостей свердловини. Цей параметр ефективно застосовували для виявлення впливу на дебіт свердловин, освоєваних після буріння, гідропровідності та пластового тиску і має вигляд:

$$B = \frac{k \cdot h_{ef}}{\mu} \cdot \frac{P_{nl}}{P_{гст}}, \quad (1.3)$$

де B – фільтраційно-енергетичний параметр;
 k – коефіцієнт проникності;
 $h_{\text{еф}}$ – ефективна товщина;
 μ – коефіцієнт в'язкості пластової нафти;
 $p_{\text{пл}}$ – пластовий тиск;
 $p_{\text{гст}}$ – гідростатичний тиск.

У [52] Д.О. Єгером проведено аналіз впливу фільтраційно-енергетичного параметра на дебіт понад 80 свердловин, освоєних після розкриття пласта на Передкарпатських родовищах, де знайдено емпіричну залежність, яка має такий вигляд:

$$Q_{\text{рід}} = 82,6 B^{0,616}, \quad (1.4)$$

де $Q_{\text{рід}}$ – дебіт рідини.

Фільтраційно-енергетичний параметр використовували на Передкарпатті для прогнозування очікуваного припливу рідини у свердловину після буріння. Наприклад, якщо $B > 1,0$, то слід очікувати приплив рідини близько $100 \text{ м}^3/\text{д}$, а якщо $B < 0,1$, то менше $20 \text{ м}^3/\text{д}$. В межах вказаного інтервалу знаходяться проміжні значення дебіту.

В експлуатаційному фонді ВАТ „Укрнафта” знаходяться тисячі свердловин, з яких понад 80 % свердловин експлуатуються штанговими глибинними насосами, у яких складно, а часом неможливо, провести гідродинамічні дослідження на усталених режимах для визначення фільтраційних характеристик пласта і стану привибійної зони. Гідродинамічні дослідження свердловин на неусталених режимах фільтрації пов'язані з зупинкою видобувної свердловини, а це не завжди відображає реальний стан привибійної зони з багатопластовим розрізом, до того ж із пластами з різними фільтраційно-ємнісними характеристиками, де невідома участь кожного з пластів у припливі пластових флюїдів до свердловини.

Крім того, на пізній стадії розробки родовищ часто зустрічається, що продукція свердловин обводнена чи розгазована, тому визначення гідропровідності, яка змінюється, також ускладнюється внаслідок зміни коефіцієнта фазової проникності породи та коефіцієнта в'язкості пластової нафти. Отже, застосування параметра B на етапі вибору нафтових свердловин для ПГРП в умовах пізньої стадії розробки родовищ може привести до зниження ефективності процесу.

Аналіз результатів перших ПГРП показав, що на пізній стадії розробки родовищ описані підходи до вибору свердловин для його проведення недостатні, бо не враховують ряд інших факторів, що впливають на дебіт і ефективність процесу. Тому перед ПГРП для визначення доцільності його проведення, у ВАТ „Укрнафта” запропоновано і застосовано комп'ютерний розрахунок продуктивності свердловини за методикою і програмою WellPrd [53, 54]. Такий розрахунок є необхідним через відсутність гідродинамічних досліджень стану привибійної зони свердловини, найчастіше в свердловинах, що експлуатуються глибиннонасосним способом.

Під час аналізу роботи свердловини за програмою WellPrd розраховують потенційний і поточний коефіцієнти продуктивності, скін-ефект, очікуваний дебіт свердловини та додатковий видобуток нафти і газу. З 2005 року для свердловин, що знаходяться на пізній стадії розробки родовищ, рішення про доцільність проведення ПГРП без розрахунку не приймають [55].

Складність застосування інших методів обробки привибійної зони пласта на пізній стадії розробки частини родовищ також зумовлена розробкою їх на режимі розчиненого газу з пластовим тиском, зниженим до 50 % від гідростатичного тиску води у свердловині, а це призводить до різкого зниження припливу нафти до свердловин. За таких умов, наприклад, на Битківському, Луквинському, Довбушансько-Бистрицькому та інших родовищах отримано низьку ефективність застосовуваних методів інтенсифікації (кислотних обробок, ГРП), яка вже у 1986 р. становила 50 %, що пояснюється у роботах [56, 57, 58] можливим випаданням парафіну в привибійній зоні під час її охолодження технологічними

рідинами.

Тому великі надії покладали на нову технологію гідравлічного розриву пласта - ПГРП, однак вже перші спроби застосування ПГРП у 1997-2000 роках показали, що навіть використання розрахунку продуктивності для вибору свердловини в таких умовах не завжди забезпечує обґрунтований їх вибір, оскільки у 30 % обробок не досягнуто окупності витрат. Так, у свердловинах 360, 430 і 537 Битківського та 40, 58, 61 і 81 Луквинського родовищ НГВУ „Надвірнанафтогаз” після проведення ПГРП додатково отримано всього до 400 т нафти на одну свердловину–операцію, що нижче її розрахункових потенційних можливостей. У даних свердловинах і на родовищі в загальному пластовий тиск нижчий за тиск насичення нафти газом, а нафта має аномальні властивості.

Отже, технологія потужних ГРП, яка була ефективною на родовищах з пластовим тиском вищим за тиск насичення і пластовою нафтою з ньютонівськими властивостями, спочатку не давала позитивного результату на родовищах з аномальними властивостями нафти в умовах, де пластовий тиск нижчий за тиск насичення нафти газом. Рядом дослідників встановлено, що наявність аномальних властивостей нафти, викликаних значною кількістю асфальтенів, смол і парафіну, за певних умов призводить до зниження продуктивності свердловин, за рахунок припинення фільтрації в пластах з низькою проникністю. Дослідники [58-60] пояснювали це впливом реологічних властивостей нафти, а інші [61, 62] – випаданням парафіну в поровому середовищі. За наявності аномальних властивостей нафти можуть створюватися застійні зони [59, 60] по площі і по товщині пластів, особливо у шаруватих пластах з низькою проникністю, таких як на Битківському родовищі [61]. Виявилось, що на таких свердловинах ефективність застосування ПГРП значно більше залежить від параметрів тріщини, півдовжина якої повинна наблизитись до меж застійної зони або проникати у її межі [63].

Тому найвищої ефективності ПГРП можна досягнути, якщо оптимізувати параметри тріщин, забезпечити баланс між фільтраційними характеристиками пласта і тріщини [64, 65]. Тобто, на збільшення продуктивності свердловини після

ГРП визначально впливає не тільки вибір об'єктів, але і технологія його проектування про що сказано у [44, 64-71].

Для пошуку компромісу між фільтраційними характеристиками пласта і параметрами закріпленої тріщини під час проектування гідравлічного розриву пласта нами проаналізовано методики проектування ГРП, розроблені ВНИИнефть [47], Меєра [66] і Ікономайдес [34, 70], а також технології їх використання [72-75], вплив провідності утворених тріщин на продуктивність свердловин після проведення ГРП.

Методика ВНИИнефть [47] полягає у послідовному визначенні тиску на гирлі свердловини під час ГРП з урахуванням глибини спуску і діаметра НКТ, швидкості нагнітання і властивостей рідини розриву та концентрації піску в рідині. Після цього з урахуванням об'єму запомпованої рідини розраховують розміри вертикальної тріщини ГРП (півдовжина, висота і ширина) за моделлю Желтова-Христіановича з урахуванням втрат рідини з тріщини, однак розподіл піску по довжині тріщини приймають рівномірним. У кінці визначають безрозмірну провідність тріщини за [64] для розрахунку відносного збільшення коефіцієнта продуктивності свердловини порівняно з коефіцієнтом продуктивності свердловини без скін-ефекту, тобто гідродинамічно досконалої свердловини.

Суттєві недоліки такої методики розрахунку полягають у тому, що не враховують послідовну зміну приймальності свердловини з тріщиною і відповідну зміну тиску на гирлі свердловини під час нагнітання в пласт, нерівномірний розподіл піску в тріщині тощо, що не дає можливості надійно прогнозувати перебіг процесу і очікувану ефективність його. Крім того, зростання коефіцієнта продуктивності свердловини оцінюють порівняно з коефіцієнтом продуктивності гідродинамічно досконалої, але не реальної свердловини.

Комп'ютерна програма, розроблена Івано-Франківською філією ВНИИОЭНГ [75], забезпечила наближений розрахунок зміни тиску, розвитку і закріплення тріщини за моделлю Желтова-Христіановича, але не усунула ряду інших недоліків технології проектування процесу.

Методика моделювання розкриття, розвитку і закріплення тріщини ГРП, використана у комп'ютерних програмах Меєра MFrac [66], є значно досконалішою, бо розглядає декілька моделей, враховує нерівномірний розподіл зерен закріплювача у тріщині, використовує складнішу динамічну модель втрат рідини з тріщини, враховує зміну температури у тріщині та її вплив на властивості рідини розриву тощо. Методика, використана у програмах Меєра, зручніша, але не передбачає безпосередньої оптимізації розмірів тріщини. В результаті моделювання визначають розміри тріщини та її провідність за заданими режимами нагнітання або розраховують режими нагнітання і провідність для тріщини заданої довжини.

Розрахунок ефективності ГРП у програмах Меєра передбачено за програмою MProd [76], яка використовує одержані геометричні розміри і провідність тріщини, а також враховує задані значення скін-ефекту свердловини і тріщини для оцінювання очікуваного дебіту і видобутку нафти чи газу після ГРП.

Найважливішими факторами, які впливають на результати моделювання ГРП, є такі: напруження в пластах, розміри тріщини; хімічні, реологічні і фільтраційні властивості рідини; властивості закріплювача і його розміщення у тріщині; режими нагнітання в пласт. Зауважимо, що дані про початкові фільтраційно-ємнісні і механічні характеристики пластів, особливо після їх розкриття, завжди наближені [77]. Це тим більше відноситься до таких даних на віддалі десятків метрів від свердловини в зоні розвитку тріщини. Висловлені зауваження щодо надійності даних, що використовують під час моделювання процесу ГРП, відносяться до всіх відомих і розроблених тепер методів розрахунку процесу.

Безперечно, методики, використані в програмах Меєра, є значно досконалішими за попередні, але моделювання найкращого варіанту ГРП, який дав би окупні прирости видобутку вуглеводнів, потребує розгляду багатьох різних варіантів, повторювання моделювання багаторазово, значних трудозатрат. Недоліком програм MFrac і MProd є те, що вони з самого початку не націлені на кінцеву мету процесу – забезпечення окупності витрат за рахунок приросту

видобутку нафти чи газу.

Багатоетапний і циклічний підхід до проектування ПГРП за програмами Меєра від визначення розміру тріщини до оцінювання окупності його застосування викладено в роботі [72]. Алгоритм проектування ГРП за [72] наведено на рис. 1.1, який широко використовують різні проектувальники в Росії.

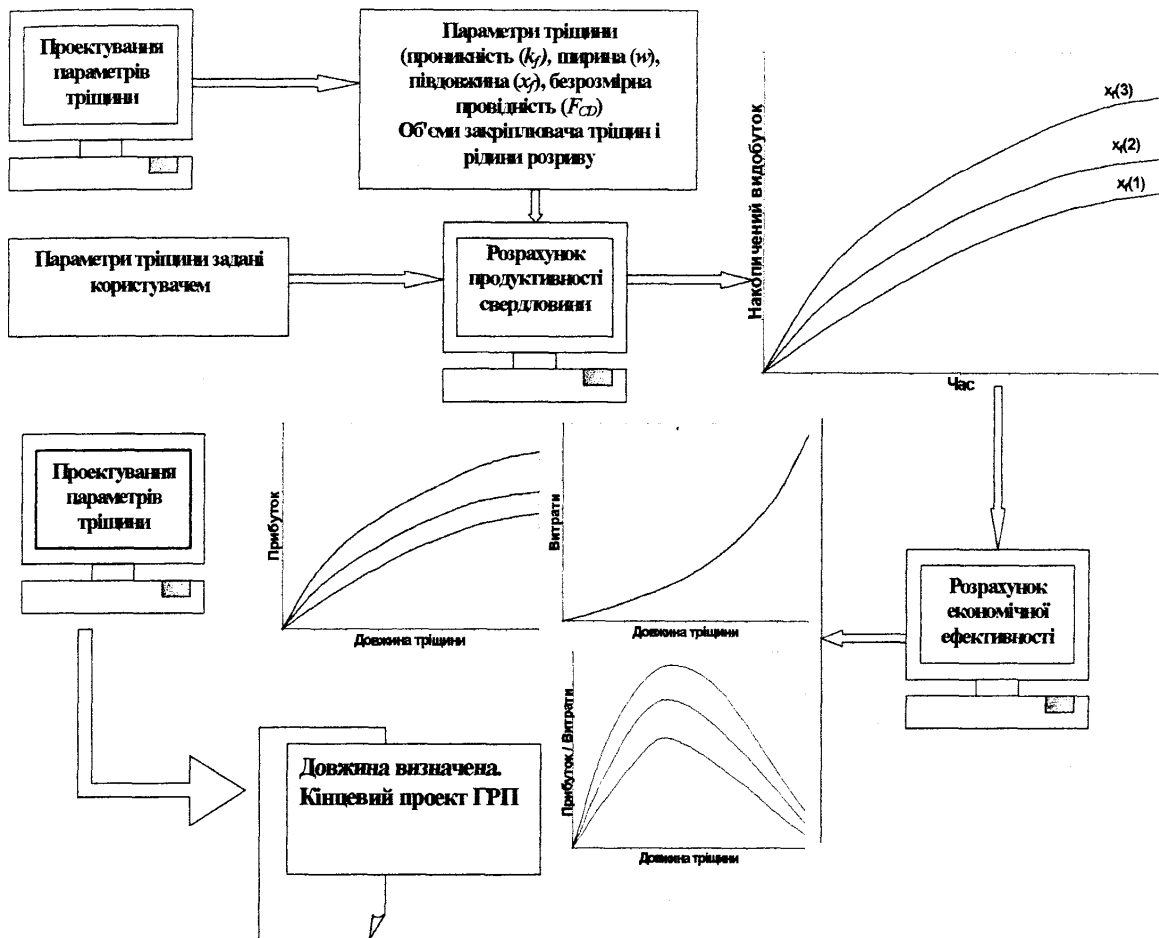


Рис. 1.1. Алгоритм проектування ГРП

Спочатку вибирають рідину для проведення гідравлічного розриву пласта і закріплювач тріщин (пропант), задають фільтраційно-ємнісні і механічні властивості порід у розрізі свердловини, після чого моделюють з використанням програмного забезпечення кілька варіантів технології розвитку і закріплення тріщини різної півдовжини і провідності, залежно від об'єму рідини і маси пропанту. Потім, за програмою MProd, моделюють зміну дебіту та додаткового видобутку нафти для кожного з варіантів. Отримані результати використовують для розрахунку чистого доходу за програмою MNPV. Такі розрахунки

повторюють циклічно, доки не знайдеться півдовжина тріщини, витрати на створення якої забезпечать оптимальну рентабельність свердловино-операції.

У [34, 70] опубліковано методика уніфікованого проектування ГРП. Ключ до формулювання найважливішої технічної проблеми – визначення розмірів тріщини полягає у тому, що проникнення тріщини (півдовжина) і безрозмірна її провідність залежать від цього самого параметра – об'єму закріплювача. Властивості пласта і закріплювача, а також кількість закріплювача взаємопов'язані, тому авторами запропоновано шукати раціональний компроміс між розмірами тріщини (шириною і довжиною при заданій висоті) і збільшенням продуктивності свердловини через число закріплювача тріщини (N_{prop}), яке включає тільки корисну його частину, що знаходиться в продуктивному пласті, тобто враховує корисний його об'єм (масу). Разом з тим в уніфікованому проектуванні ГРП визначають всю масу пропанту, необхідну для закріплення тріщини по всій висоті, включаючи проміжні та оточуючі непродуктивні пласти, а тим часом ця маса у декілька разів буває більшою за корисну.

Індикатором якості обробки прийнято безрозмірний псевдостационарний коефіцієнт продуктивності – J_m , за допомогою якого оцінюють вплив закріпленої тріщини на продуктивність свердловини. Отже, авторами методики поставлено задачу одержати в результаті ГРП максимально можливе значення величини безрозмірного коефіцієнта продуктивності.

З теорії гідравлічного розриву пласта відомо [69, 77], що збільшення проникності та ширини вертикальної тріщини найбільше сприяє фільтрації через неї пластових флюїдів порівняно з фільтраційними властивостями пласта. Власне цю характеристику тріщини описано параметром безрозмірної провідності тріщини, яку виражено такою залежністю:

$$C_{fd} = k_f w / k x_f, \quad (1.5)$$

де C_{fd} – безрозмірна провідність тріщини;

k_f – коефіцієнт проникності закріплювача в тріщині;

w – ширина тріщини;

k – коефіцієнт абсолютної проникності пласта;

x_f – півдовжина вертикальної тріщини.

Для врахування впливу довжини тріщини на ширину зони дренування (відношення радіуса тріщини до радіуса зони дренування), автори ввели ще один безрозмірний параметр, який характеризує співвідношення довжини тріщини і ширини зони дренування і має такий вигляд :

$$I = 2x_f / x_e, \quad (1.6)$$

де x_e – ширина зони дренування.

Площу дренування приймають у формі квадрата x_e^2 , де $x_e \approx 2 r_e$, наближено $x_e = \pi r_e^{0,5} = 1,77 r_e \approx 2 r_e$.

Аналізуючи ці дві формули, автори зауважують, що у високопроникних колекторах ширина тріщини повинна бути якнайбільшою, а для низькопроникних потрібна якнайбільша довжина.

Власне таку поведінку розвитку тріщин у низькопроникних колекторах Передкарпаття і високопроникних пластах Дніпровсько-Донецької Западни виявили ми, аналізуючи досвід застосування ПГРП.

Щоби врахувати разом обмежені можливості розвитку тріщини з точки зору охоплення зони дренування та її провідності авторами введено безрозмірний параметр – число закріплювача (N_{prop}), який визначають за формулою і наведений у [70]

$$N_{prop} = I^2 C_{fd}. \quad (1.7)$$

Після підстановок і перетворень ця формула набуває такого вигляду:

$$N_{prop} = 2(k_f / k) (V_{prop} / V_{res}), \quad (1.8)$$

де $V_{prop} = 2 x_f w h$ – об'єм закріплювача в двокрилій вертикальній тріщині в межах продуктивного пласта товщиною h ;

$$V_{res} = x_e^2 h \approx \pi r_e^2 h \text{ – об'єм продуктивного пласта.}$$

Оскільки в основу методики уніфікованого проектування [70, 41] покладено такі параметри, як безрозмірний псевдостационарний коефіцієнт продуктивності, число закріплювача і безрозмірна провідність тріщини авторами методики показано взаємозв'язок між ними у вигляді залежностей $J_m = f(C_{fD}, N_{prop})$, справедливих для значень $0,001 \leq N_{prop} \leq 0,1$, який зображений графічно на рис. 1.2. Авторами методики уніфікованого проектування доказано, що величина $C_{fDom} = 1,6$ є оптимальною, щоб досягнути максимального значення $J_{m \max}$ [70].

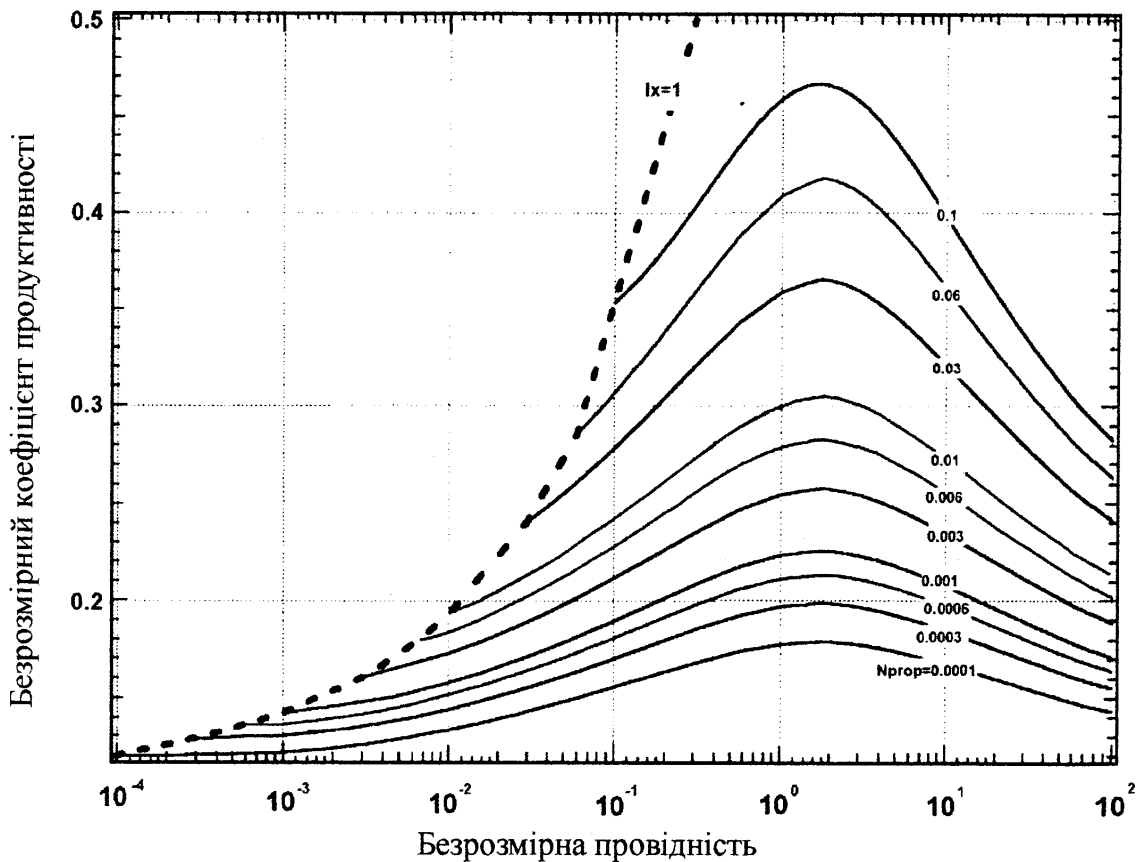


Рис. 1.2 Залежність безрозмірного коефіцієнта продуктивності свердловини після ГРП від безрозмірної провідності тріщини і числа закріплювача

Запропоновано наступну послідовність проектування ГРП за методикою уніфікованого проектування: вибираємо ефективний об'єм закріплювача $V_f = 1/2 V_{prop}$, який включає частину закріплювача в одному крилі тріщини, що проходить через продуктивний пласт, визначаємо N_{prop} , використовуючи рис. 1.2, з якого знаходимо відповідний $J_m \max$ і $C_{fd \ opt}$ за вибраною величиною N_{prop} ; розраховуємо оптимальну півдовжину тріщини і ширину тріщини за формулами:

– півдовжина тріщини

$$x_f = \left(\frac{k_f \cdot V_f}{k \cdot C_{fd} \cdot h} \right)^{0,5}, \quad (1.9)$$

– ширина тріщини

$$w = \frac{V_f}{x_f \cdot h}, \quad (1.10)$$

Оскільки властивості пласта і закріплювача, а також кількість закріплювача взаємопов'язані, тому автори у [70] запропонували шукати оптимальний компроміс між розмірами тріщини і збільшенням продуктивності. Таку процедуру повторюють ітераційним способом, доки не буде досягнуто бажаних чи можливих значень розмірів тріщини та максимально можливого безрозмірного коефіцієнта продуктивності після ПГРП.

Оптимальні розміри тріщини часто неможливо досягнути технічно чи економічно. Для низькопроникних порід одержана півдовжина тріщини може бути занадто великою чи ширина екстремально вузькою, так що закріплювач не буде транспортований по тріщині. Навпаки, для високопроникних порід вказану довжину чи велику ширину неможливо створити, оскільки забезпечення однієї виключає створення іншої. У всякому випадку, коли J_m далеко від максимуму, то це означає, що тріщина є занадто вузькою $C_{fd} \ll 1,6$, або коли $C_{fd} \gg 1,6$ – вона надто коротка і широка.

Зручність уніфікованого проектування ГРП полягає в тому, що за величиною N_{prop} простіше визначити витрати коштів на його проведення. Збільшення N_{prop} тягне за собою майже лінійне зростання витрат на проведення процесу, тоді як приріст видобутку нафти і доходи після досягнення певної величини витрат зростають все менше, а далі знижуються. Тому існує оптимальна величина N_{prop} , для якої прибуток від реалізації вуглеводнів є найбільшим.

Однак, методикою [34, 70] не формалізовано технічні та технологічні обмеження на створення тріщини потрібних розмірів, які необхідно враховувати при виборі величини N_{prop} . Треба також зауважити, що методику уніфікованого проектування розроблено для ГРП у газових свердловинах, оскільки враховує коефіцієнт абсолютної проникності. Саме тому після ПГРП у нафтових свердловинах не досягнуто проектного значення коефіцієнта безрозмірної продуктивності, яке запроектовано за даною методикою, а оптимального значення $C_{D\text{ опт}}=1,6$ складно або технічно не можливо забезпечити в реальному пласті родовищ ДДЗ та Передкарпаття [55].

Підводячи підсумки короткого аналізу методик моделювання ГРП [34, 36, 66, 70], які в основному зводяться до циклічного перегляду можливих режимів процесу та параметрів тріщин без врахування стану привибійної зони перед його проведенням і завершуються вибором прийняттого варіанта проекту, можна дійти висновку про необхідність для якнайшвидшого знаходження рішення, близького до оптимального, застосування системного підходу до проектування ПГРП від об'єкта дії „свердловина–пласт” через засіб дії „технологія” до оцінки її результатів – „ефективність”, який викладений у [78], та удосконалення методики уніфікованого проектування відповідно до умов нафтових свердловин родовищ України.

На ефективність ГРП, крім геолого-промислових умов у свердловині, значний вплив мають різні технологічні фактори: насичення породи навколо тріщини рідиною розриву і продуктами її розкладу, що зменшує не тільки коефіцієнт проникності породи для вуглеводнів, але кольматує поровий простір; ступінь і розмір зони кольматації порового простору навколо тріщини; закупорка

стінок тріщини плівкою полімеру чи твердими частинками [66, 69, 70] тощо.

Потужний ГРП проводять у два етапи: перший – проведення попереднього ГРП для визначення тиску розриву і фільтраційних характеристик пласта з нагнітанням пластової води з ПАР, другий – головний ГРП з нагнітанням у пласт технологічних рідин на водній і вуглеводневій основі фірми «Cliaewater» або вітчизняних рідин на водній основі [79, 80, 81] та їх пульпи з закріплювачем тріщин.

Накопичений нами досвід застосування для ПГРП неньютонівських рідин на основі природних і синтетичних полімерів свідчить про те, що після його проведення максимальне підвищення дебіту свердловин відбувається не відразу після пуску свердловин в експлуатацію, а через певний період часу [82, 83]. Таку поведінку свердловин викликано зниженням проникності порід навколотріщинної зони пласта фільтратом і продуктами розкладу рідин, які застосовуються для ГРП. В багатьох випадках, протягом тривалого часу, відбувається самовільне зростання дебіту без додаткових заходів для очищення привибійної зони свердловини, яке пояснюється довготривалим винесенням з тріщини і пласта кольматанта.

Характер зміни дебіту свердловин після ПГРП практично однаковий при застосуванні різних рідин. Покажемо зміну середнього дебіту нафти після ПГРП в часі на прикладі групи свердловин Струтинського родовища (рис.1.3), що є типовим прикладом такої поведінки.

Як видно з рис. 1.3, дебіт нафти після потужного ГРП постійно зростає від $q_{вх} = 2,8 \text{ м}^3/\text{д}$ до $3,8 \text{ м}^3/\text{д}$ спочатку, а далі протягом семи місяців збільшився до $q_{макс} = 6,8 \text{ м}^3/\text{д}$. Проектний (очікуваний) дебіт $q_{очік} = 8,3 \text{ м}^3/\text{д}$ після ПГРП не був досягнутий навіть за весь час відновлення.

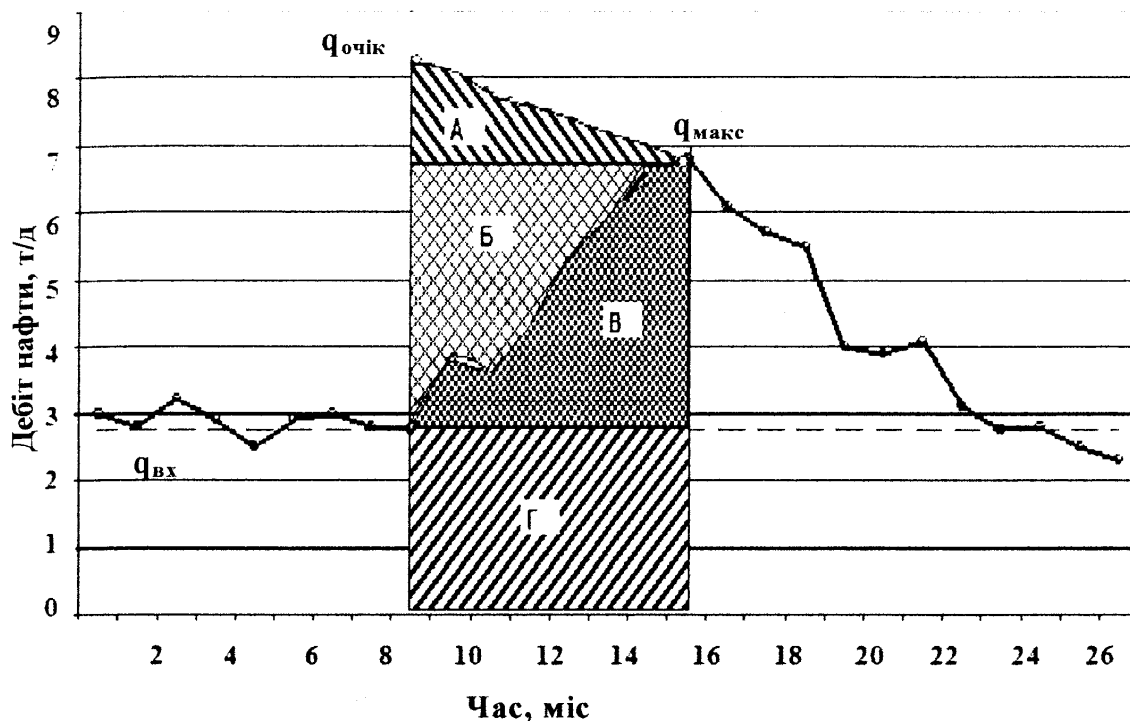


Рис. 1.3. Зміна середньодобового дебіту нафти свердловин Струтинського родовища після ПГРП

Площа під кривою зміни дебіту в часі відповідає видобутку нафти. Окремі частини площі в період зростання дебіту в інтервалі часу сім місяців розділено на чотири зони і позначено буквами.

Сумарна площа $S_A=A+B+B+Г$ відповідає (проектному) очікуваному видобутку нафти за сім місяців у випадку повного миттєвого встановлення максимального дебіту після ПГРП, $S_B=B+B+Г$ – можливому видобутку, якщо відразу було б досягнуто $q_{макс}$, а площа $S_B=B+Г$ дорівнює фактичному видобутку нафти після ПГРП.

Отже, якщо би свердловина після ПГРП мала дебіт, який дорівнював досягнутому через сім місяців після часткового очищення навколотріщинної зони від кольматації, то втрати видобутку були б значно меншими.

Для оцінювання зміни продуктивності свердловин і стану її привибійної зони за величиною скін-ефекту використано зміну середнього дебіту, який перед ГРП становив $q_{вх} = 2,8 \text{ м}^3/\text{д}$, відразу після його проведення – $q_{ф1} = 3,8 \text{ м}^3/\text{д}$, в кінці відновлення $q_{макс} = 6,8 \text{ м}^3/\text{д}$, а розрахунковий очікуваний дебіт повинен був стати

$$q_{\text{очік}} = 8,3 \text{ м}^3/\text{д}.$$

Проведемо аналіз зміни продуктивності свердловини і скін-ефекту за час відновлення дебіту, тобто за сім місяців після ПГРП. Для проведення аналізу використаємо новітні підходи, висвітлені у працях [64, 67-70], застосовувані для оцінки продуктивності свердловин.

Коефіцієнт продуктивності свердловини для усталеної фільтрації рідини перед ПГРП за [70] описують так:

$$J = \frac{q_{\text{вх}}}{p_{\text{пл}} - p_{\text{в}}} = \frac{2\pi k h_{\text{еф}}}{\alpha_1 b \mu} \cdot \frac{1}{\ln(R_{\text{к}}/r_{\text{с}}) + S}, \quad (1.11)$$

де J – коефіцієнт продуктивності свердловини для усталеної фільтрації рідини;

$q_{\text{вх}}$ – дебіт свердловини до ПГРП;

$p_{\text{пл}}$ – пластовий тиск;

$p_{\text{в}}$ – вибійний тиск;

k – коефіцієнт проникності;

$h_{\text{еф}}$ – ефективна товщина;

α_1 – перевідий коефіцієнт розмірностей;

b – об'ємний коефіцієнт нафти;

μ – коефіцієнт в'язкості пластової нафти;

$R_{\text{к}}$ – радіус контура живлення;

$r_{\text{с}}$ – радіус свердловини;

S – поточний скін-ефект свердловини.

Формулу (1.11) можна записати так:

$$J = J_q \cdot J_c, \quad (1.12)$$

де J_q і J_c – розмірна і безрозмірна складові коефіцієнта продуктивності, які відповідно рівні

$$J_q = \frac{2\pi kh}{\alpha_1 b \mu}, \quad (1.13)$$

$$J_c = \frac{1}{\ln(R_x/r_c) + S}. \quad (1.14)$$

Якщо $S = 0$, то потенційний коефіцієнт продуктивності свердловини

$$J_{cn} = \frac{1}{\ln(R_x/r_c)}. \quad (1.15)$$

Відомо, що методи збільшення продуктивності свердловин, особливо ПГРП, нівелюють створений під час розкриття пласта чи експлуатації свердловини скін-ефект S . До свердловини з тріщиною по пласту здійснюється псевдоусталений приплив рідини, а скін-ефект свердловини з тріщиною зменшується, навіть до від'ємних значень. Тому коефіцієнт продуктивності для псевдоусталеного руху рідини до свердловини з тріщиною записано так:

$$J = J_q \cdot J_m, \quad (1.16)$$

де J_m – безрозмірна складова коефіцієнта продуктивності свердловини з тріщиною.

Безрозмірну складову коефіцієнта продуктивності свердловини з тріщиною розраховують з виразу

$$J_m = \frac{1}{\ln(0,472R_x/r_c) + S_m}, \quad (1.17)$$

де S_m – скін-ефект свердловини з тріщиною.

Звідси знайдемо скін-ефект тріщини

$$S_m = \frac{1}{J_m} - \ln(0,472 \frac{R_k}{r_c}). \quad (1.18)$$

Аналіз зміни продуктивності та стану привибійної зони після ПГРП проведемо з використанням коефіцієнта безрозмірної продуктивності свердловини перед і після його проведення [64, 67-70].

Для аналізованої групи свердловин перед ПГРП радіус контура живлення прийнято $R_k=250$ м, радіус свердловини $r_c=0,1$ м, а середній скін-ефект всіх свердловин становив $S=5$.

Нами спочатку розраховано безрозмірний потенційний коефіцієнт продуктивності за (1.15) при $S=0$, який дорівнює $J_{cn}=0,128$, а після за (1.14) безрозмірний потенційний коефіцієнт продуктивності при $S=5$, який дорівнює $J_c=0,078$.

Розрахуємо відношення J_c/J_{cn} , яке буде рівне 0,61, а для однакової депресії на пласт можемо записати

$$\frac{J_c}{J_{cn}} = \frac{q_{ex}}{q_n}, \quad (1.19)$$

де q_n – потенційний дебіт свердловини.

Використовуючи (1.19), визначимо потенційний дебіт свердловини

$$q_n = \frac{q_{ex}}{J_c/J_{cn}} = \frac{2,8}{0,61} = 4,6 \text{ м}^3/\text{д}.$$

За аналогією з (1.19) відношення дебітів після ПГРП до потенційного за час його відновлення можемо записати

$$\frac{J_m}{J_{cn}} = \frac{q_{спн}}{q_n}, \quad (1.20)$$

де $q_{грп}$ – дебіт свердловини після ГРП.

Використавши відомі значення дебітів після проведення ПГРП – спочатку $q_{ф1}=3,8$ м³/д, в кінці відновлення $q_{макс}=6,8$ м³/д, розрахунковий очікуваний дебіт $q_{очк}=8,3$ м³/д, а також потенційний дебіт $q_n=4,6$ м³/д розрахункові значення $J_m/J_{сн}$ дорівнюють, відповідно, 0,83, 1,48 і 1,81, а значення J_m за (1.20) відповідно рівні 0,106; 0,19 і 0,23.

Маючи розраховані значення J_m , за формулою (1.18) знайдемо величину скін-ефектів після ПГРП.

В табл. 1.1 наведено дебіт усередненої свердловини, розрахункові значення безрозмірних коефіцієнтів продуктивності, їх відношення до безрозмірного потенційного коефіцієнта продуктивності та відповідні значення скін-ефектів.

З наведених у таблиці 1.1 даних видно поступове зростання коефіцієнта продуктивності усередненої свердловини з тріщиною, що пояснюється постійним зниженням скін-ефекту від +2,36 до -1,78...-2,7 у зв'язку з довготривалим очищенням навколотріщинного простору.

Таблиця 1.1

Розрахунок продуктивності свердловини і скін-ефекту

Параметр показника	Перед ПГРП	Потенційний	Після ПГРП		
			початковий	максимальний	очікуваний
Дебіт, м ³ /д	2,8	4,6	3,8	6,8	8,3
Безрозмірний коефіцієнт продуктивності	0,078 (J_c)	0,128 (J_n)	0,106 ($J_{m\phi1}$)	0,19 ($J_{m\max}$)	0,23 ($J_{m\text{очк}}$)
Відношення коефіцієнта продуктивності до потенційного	0,61	1,0	0,83	1,478	1,804
Скін-ефект під час експлуатації свердловини з зазначеним дебітом	+ 5 (S)	0	+ 2,36 ($S_{m\phi1}$)	- 1,78 ($S_{m\max}$)	- 2,7 ($S_{m\text{очк}}$)

Отже, аналіз зміни дебіту свердловин після ПГРП із застосуванням неньютонівських рідин на полімерній основі підтверджує наявність кольматації навколотріщинної зони цими рідинами.

У [84, 85] показано вплив багатьох рідин, які використовуються у нафтогазовій промисловості, на зміну колекторських властивостей та глибину кольматації порового простору, а також наведено шляхи попередження забруднення привибійної зони різними способами. Але в названих працях не

проведено досліджень впливу застосовуваних високов'язких рідин для гідравлічного розриву пласта та їх фільтрату на зміну проникності продуктивних пластів родовищ України під час проведення потужного ГРП. Також не запропоновано способи попередження та ліквідації забруднення привибійної та притріщинної зони пласта під час або після застосовування використовуваних в Україні рідин для ПГРП.

З метою інтенсифікації руйнування гелю і продуктів його розкладу в тріщині та в пласті навколо неї та для очищення пласта застосовували різні технології [82, 83, 86-89], які виявились низько ефективними. Низьку ефективність таких технологій можна пояснити не повним видаленням залишків продуктів розпаду гелів та полімерних рідин із пласта після ГРП, що найбільше викликає зниження проникності тріщини та пласта.

Зауважимо, що додаткове очищення тріщини і пласта навколо неї від залишків технологічних рідин потребує додаткового зупинення свердловин та значних витрат на проведення підземного або капітального ремонтів. Очевидно, потрібне поглиблене вивчення причин зниження проникності порового простору під впливом продуктів розкладу рідин для ПГРП з урахуванням їх складу і властивостей. Тому необхідно розробити технологію зменшення кольматації тріщини і пласта навколо неї шляхом розроблення нових рідин ГРП, а також заходів для збільшення повноти їх розкладання і вилучення продуктів розкладу з пласта.

Отже, виникає потреба у розробленні або удосконаленні технологій ПГРП, які б дозволили збільшити повноту очищення навколотріщинного простору від продуктів розкладу технологічних рідин та прискорити цей процес.

Під час ПГРП необхідно здійснювати постійний контроль тиску і витрати та їх регулювання для того, щоб забезпечити ширину розкриття тріщини, достатню для її закріплення заданою масою пропанту. А.С.Христіановичем і Ю.П.Желтовим вперше розглянуто один з механізмів створення тріщин шляхом нагнітання рідин в пласт, а пізніше [90] опубліковано результати лабораторних експериментів і виведено залежності тиску від швидкості нагнітання і об'єму

рідини.

Найперші спроби контролю за тиском після нагнітання в пласт рідин зроблено І.М.Муравйовим (1957 р.), а стосовно проведення ГРП – Г.К.Максимовичем (1957 р.) та Д.Н.Кузьмичовим (1959 р.) шляхом побудови індикаторних кривих ГРП і кривих зміни коефіцієнта приймальності. Вказані підходи використав Ю.Д.Качмар (1971 р.), який здійснив типізацію індикаторних кривих і використав їх для керування ГРП у свердловинах Передкарпатських родовищ.

Індикаторна крива ГРП характеризує залежність зміни тиску на вибої свердловини від збільшення витрати рідини, яку нагнітають у свердловину. Аналізуючи індикаторні криві ГРП, можна визначити тиск розкриття тріщин і максимальний тиск на вибої свердловини, а також характер зміни тиску під час проведення процесу, тобто зрозуміти зміни у привибійній зоні.

Приклад індикаторних кривих під час проведення ГРП наведено на рис. 1.4.

Під час проведення звичайного ГРП, коли нагнітання у свердловину відбувається протягом декількох годин, потрібно прогнозувати зміну основних параметрів процесу – витрати і тиску в часі. Статистично оброблено результати аналізу індикаторних кривих ГРП, на основі чого запропоновано метод прогнозування витрати і тиску гідравлічного розриву пласта [91, 14] за даними пробного нагнітання з витратою $225 \text{ м}^3/\text{д}$ приблизно за 8-15 хв. Автором виведено формули для прогнозування тиску під час зміни витрати, які досить надійно описували процес розвитку і закріплення тріщин під час повільного проходження процесу і використовувались для їх прогнозування [91, 14].

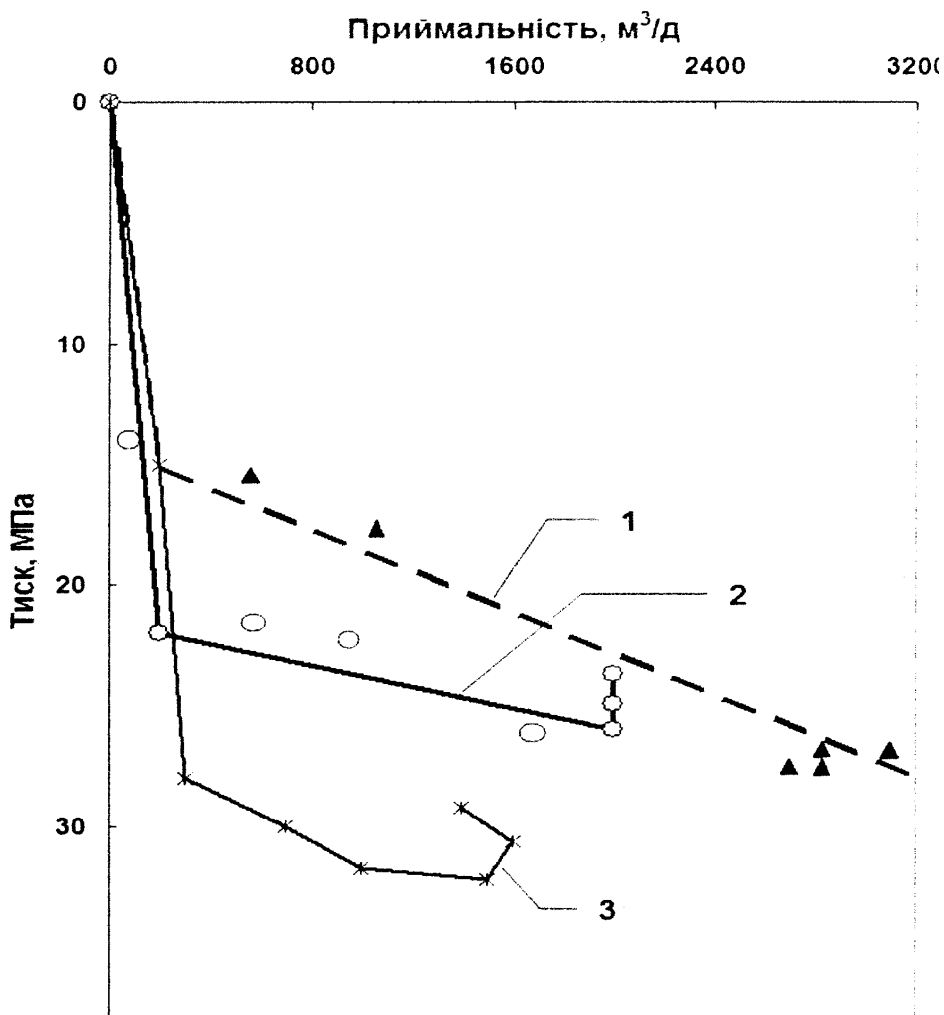


Рис.1.4. Індикаторні криві під час проведення ГРП у свердловинах:

1 – 604-Долинська; 2 – 270-Долинська; 3 – 203-Долинська

Основним недоліком описаного підходу є те, що контроль за тиском пов'язаний з витратою рідини під час нагнітання, а не з часом нагнітання, тому при зміні витрати про причину зміни тиску можна судити тільки за зміною коефіцієнта приймальності. Внаслідок цього під час керування ПГРП у глибоких свердловинах реакція на зміну тиску є запізнілою, що сприяє залишенню пульпи з закріплювачем у стовбурі свердловини і НКТ, тобто утворенню пробки закріплювача.

Після придбання ВАТ „Укрнафта” в 1996 р. комплекту обладнання для ПГРП фірми „Stewart & Stivenson” виникла необхідність швидкого реагування на

зміни в розвитку тріщини і зростання тиску на гирлі свердловини. Разом з тим появилася можливість запису витрати, тиску, об'єму рідини і концентрації пропанту в пульпі комп'ютерами стації управління через 2-4 с, стало можливим накопичення інформації про перебіг процесу. Застосовувані [91,14] підходи до контролю і керування ГРП стали недостатніми для керування ПГРП, оскільки іноді виникає потреба змінювати витрату як рідини, так і пропанту, а тривалість його проведення незначна – від 30 до 60 хв.

Як приклад, на рис. 1.5 наведено графіки зміни тиску та швидкості нагнітання під час ПГРП у свердловині 537-Битківська.

Під час ПГРП, вже через 10-15 хв. нагнітання рідини переходять до нагнітання пульпи з концентрацією пропанту 500 кг/м^3 і вище. Коли пульпа входить у створену тріщину і просувається по ній до вершини, то іноді відбувається передчасне випадання пропанту (в момент, коли об'єм втрат рідини з пульпи в стінки тріщини стає рівним об'єму рідини, що нагнітається), що супроводжується інтенсивним збільшенням тиску аж до миттєвого зростання тиску до значення, допустимого планом робіт. Такі особливості виконання робіт не завжди вдається попередньо змоделювати методами [91, 14], проконтролювати з використанням найсучасніших технологій дослідження поширення тріщин [92], оскільки вони відсутні в Україні, але це можливо зробити із застосуванням рекомендацій К.Нольта [34, 35, 40].

Основним параметром, за яким можна судити про розвиток тріщини за рекомендаціями Нольта, є ефективний тиск розриву. Величину ефективного тиску розраховують як різницю між вибійним тиском під час ГРП і боковим гірничим тиском, який менший вертикального гірничого тиску i , за [90], приблизно становить 80 % від нього.

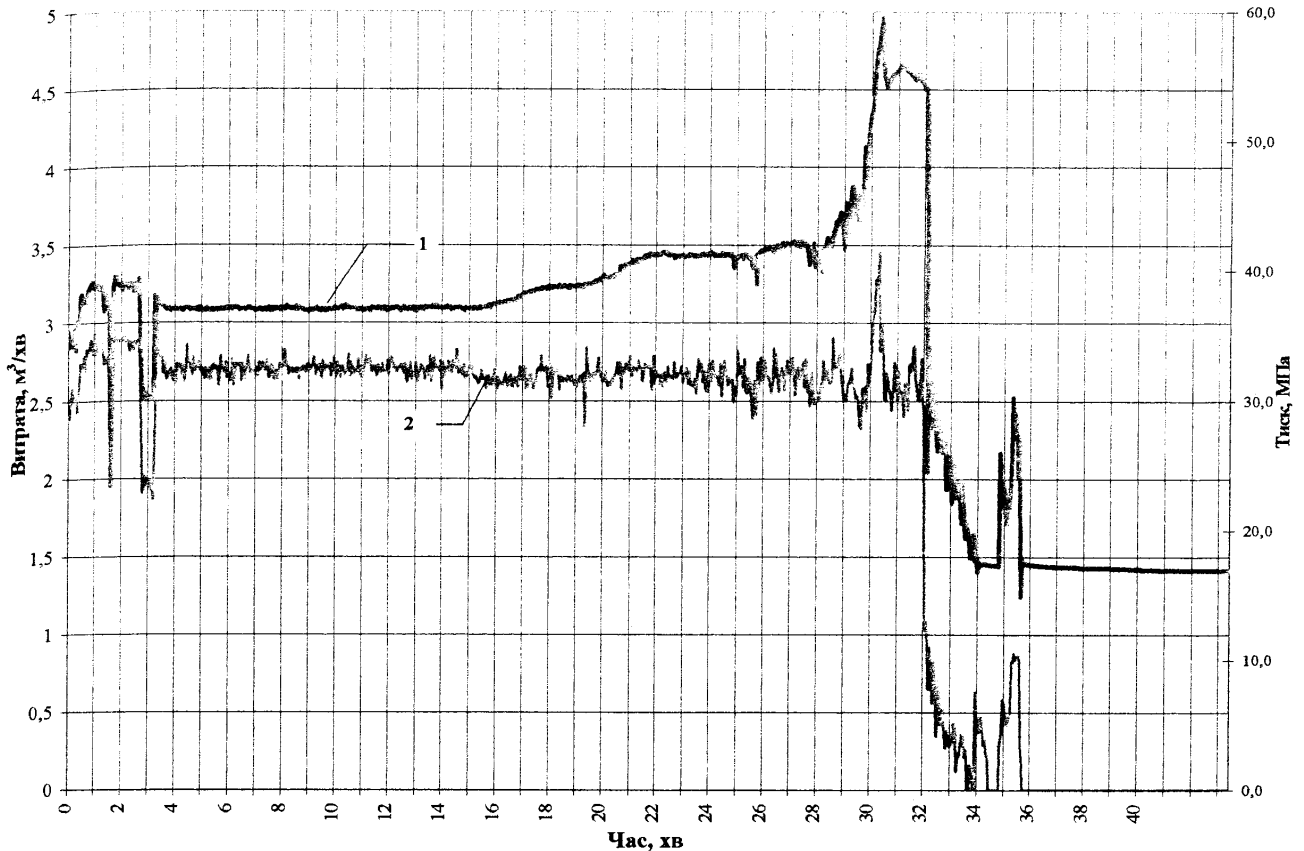


Рис. 1.5. Зміна тиску та швидкості нагнітання під час ПГРП
у свердловині 537-Битківська

1 – тиск на гирлі свердловини; 2 – швидкість нагнітання.

За рекомендаціями К.Нольта [40], розробленими у 1981-1988 рр., розвиток тріщини можна контролювати, використовуючи інтенсивність зміни залежності ефективного тиску розриву від часу нагнітання, що визначається тангенсом кута її нахилу m до осі часу в подвійних логарифмічних координатах. Автором виділено п'ять видів еталонних залежностей, які показані на рис. 1.6.

Наведені на рис. 1.6 види характеризують зміну ефективного тиску в тріщині за час нагнітання рідин у пласти, а саме:

- перший вид ($m=1/8-1/4$ – відповідає повільному росту p_{net} , при якому відбувається розвиток тріщини в довжину і ширину при обмеженій її висоті;
- другий вид ($m=0$) – відповідає незначному росту всіх розмірів тріщини внаслідок значних фільтраційних втрат рідини в пласт. Цей вид найчастіше

зустрічається під час проведення ГРП у високопроникних чи тріщинних пластах;

- третій вид ($1/4 < m < 1$) – спостерігається сповільнення росту тріщини у довжину з одночасним її розширенням, а коли m близьке до одиниці – вершина тріщини повільно заупорюється і можливе розширення тріщини та дозаповнення її закріплювачем;

- четвертий вид ($m > 1$) – відбувається швидкий ріст ефективного тиску розриву - вказує на зупинку розвитку тріщини, переважно внаслідок випадання в тріщині закріплювача (піску, пропанту). Чим більша величина m , тим ближче до гирла тріщини сталося випадання закріплювача, отже тим меншу масу його може бути розміщено в тріщині;

- п'ятий вид, коли $m < 0$ – свідчить про швидкий ріст висоти тріщини, або розкриття тріщини на контактах продуктивного пласта (в його підшві або покрівлі). Тріщина легко заповнюється закріплювачем.

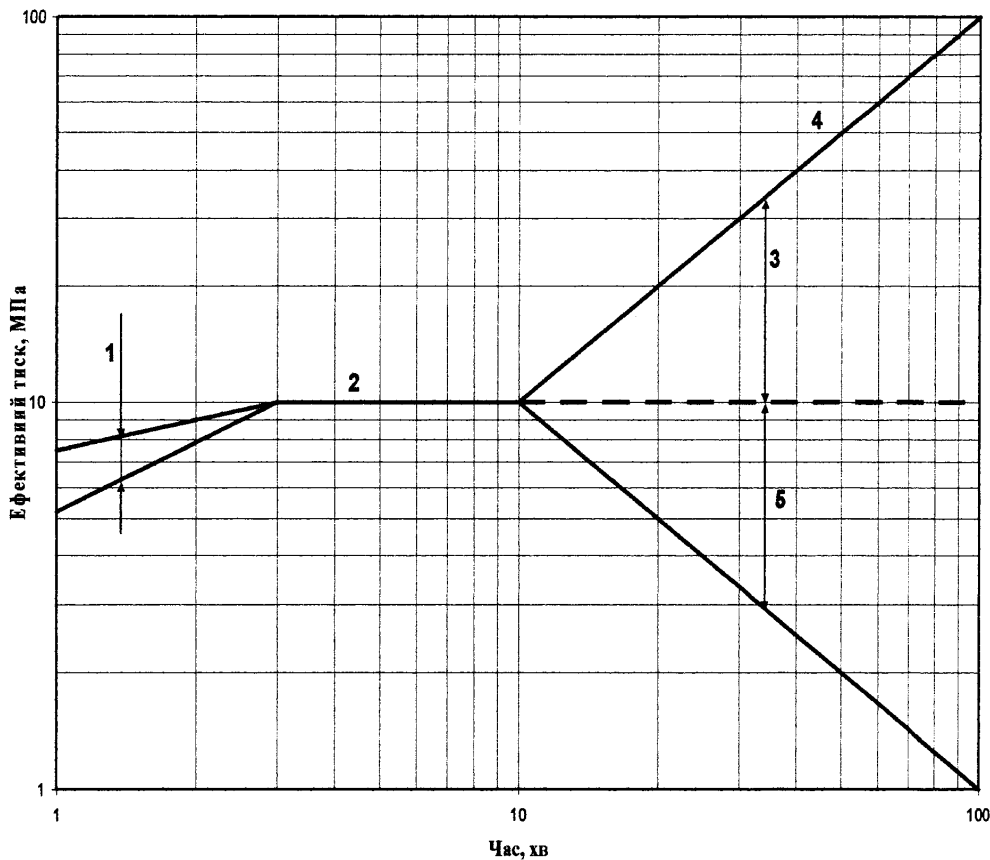


Рис.1.6. П'ять видів зміни ефективного тиску за Нольтом

Контроль за розвитком тріщин за параметром ефективного тиску повсюдно використовують американські фірми під час проведення ГРП, але в Україні такий метод ще не застосовували.

Геолого-промислові умови проведення ПГРП у свердловинах Передкарпаття і ДДЗ є дуже складними через такі фактори: різна стратиграфічна і тектонічна будова родовищ; розчленованість продуктивного розрізу дуже великої товщини (до 350 м); значна мінливість фільтраційно-ємнісних характеристик пластів і напружень порід у межах одного об'єкта для ПГРП; велика різноманітність фізичних властивостей пластових флюїдів; великий діапазон глибин залягання продуктивних пластів від 1500 до 6000 м тощо. Тому потрібно було адаптувати рекомендації [34, 40] щодо контролю за проведенням ПГРП для умов родовищ України. В першу чергу, необхідно класифікувати процеси ПГРП за ефективним тиском на основі аналізу запису зміни параметрів процесів, проведених нами і накопичених в умовах родовищ України на пізній стадії розробки, а потім розробити методику керування розвитком і закріпленням тріщин.

Висновки до першого розділу

1. Для підвищення ефективності ПГРП необхідно удосконалити методику проектування та технологію його проведення із застосуванням системного підходу від вибору об'єктів, проектування розмірів тріщин і режимів їх закріплення з урахуванням властивостей об'єкта і розроблених рідин, до керування параметрами під час його проведення.

2. Для вивчення впливу, застосовуваних в Україні, рідин для ПГРП та їх фільтрату на зміну проникності продуктивних пластів необхідно провести експериментальні дослідження та розробити способи попередження зниження проникності порід під час проведення ПГРП.

3. Застосовувані засоби і методи контролю та керування ГРП стали непридатними для ПГРП в умовах родовищ України, тому для контролю за

розвитком і закріпленням тріщин необхідно розглянути можливість використання параметра ефективного тиску, виявити особливості його зміни під час розвитку і закріплення тріщин та розробити методика керування перебігом процесу ПГРП.

РОЗДІЛ 2

УДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДИКИ ПРОЕКТУВАННЯ ПОТУЖНОГО
ГІДРАВЛІЧНОГО РОЗРИВУ ПЛАСТА

Сфера застосування гідравлічного розриву пласта в сучасних умовах розширилась, і технології його проектування інтенсивно розвиваються. Однак до цього часу проектування ГРП на всіх етапах (від вибору свердловин, проектування і проведення до оцінювання очікуваної економічної ефективності його застосування) не виконується як один взаємообумовлений процес.

Для забезпечення високої ефективності ПГРП нами удосконалено його проектування з використанням системного підходу запропонованого В.М. Дорошенком [78] від об'єкта дії „свердловина–пласт” через засіб дії „технологія” до оцінки її результатів – „ефективність”.

Алгоритм запропонованої нами удосконаленої методики проектування ПГРП з позицій системного підходу наведено на рис. 2.1, в якому наведено послідовність виконання взаємопов'язаних етапів проектування. Під час проектування враховують фільтраційні характеристики пласта, визначені для даної свердловини, і параметри тріщини, що створена застосовуваною рідиною і закріплена масою закріплювача, яку визначено через число закріплювача (N_{prop}).

Першим етапом удосконаленого проектування є вибір перспективних для проведення ПГРП свердловин або об'єктів (частини перфорованих пластів), який нами запропоновано здійснювати послідовно, вилучаючи з фонду неперспективні свердловини. Другим етапом є проектування розмірів тріщин, які забезпечують досягнення найбільшого приросту продуктивності свердловини. На третьому етапі проводять моделювання ПГРП з використанням досліджених рідин і закріплювачів, щоб визначити режими створення тріщин проектних розмірів. На останньому етапі здійснюють оцінювання технологічної і економічної ефективності застосування запроєктованої технології ПГРП.

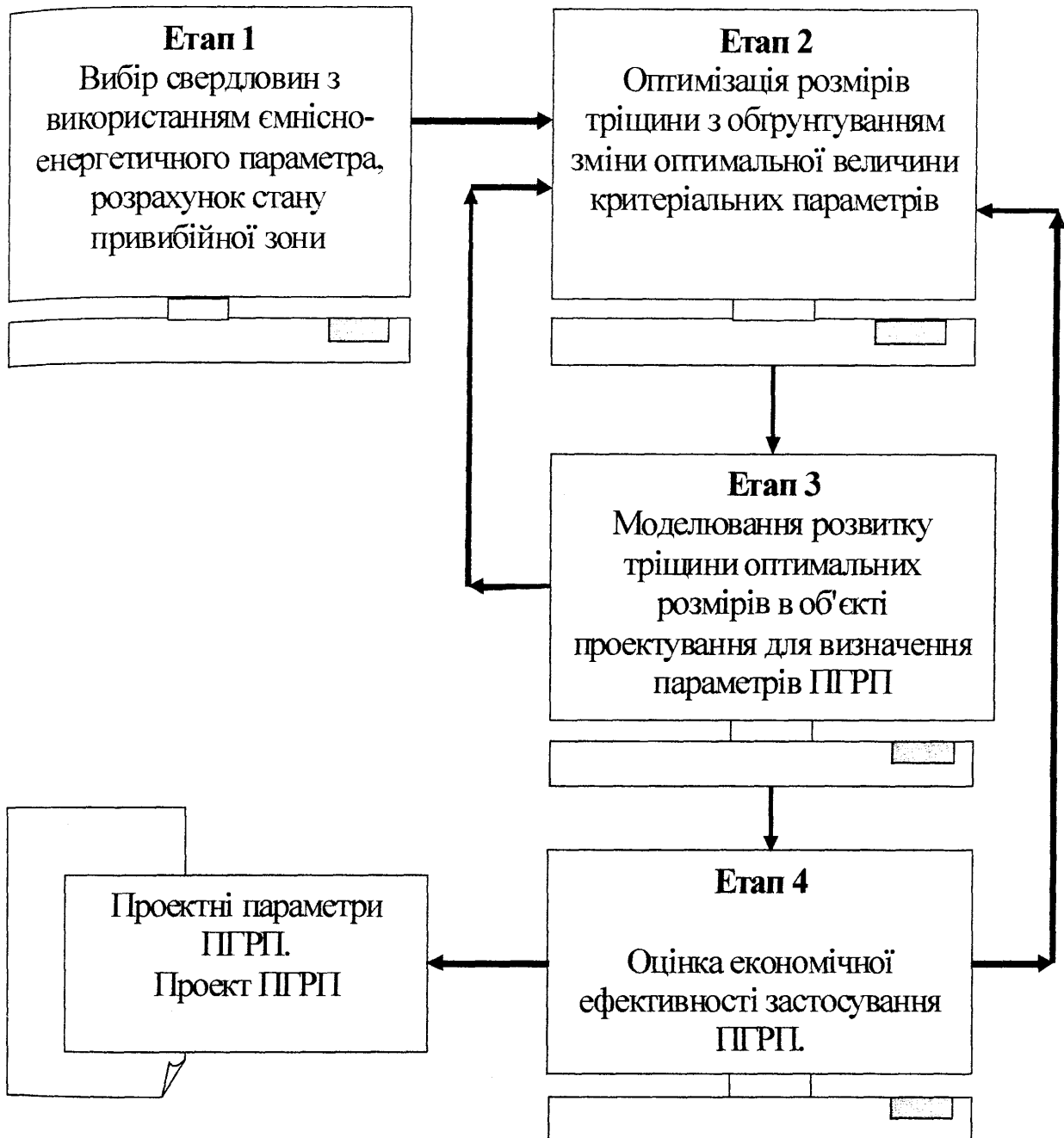


Рис. 2.1. Алгоритм удосконаленої методики проектування ПГРП

На окремих етапах удосконаленого проектування ПГРП використовують як розроблені нами, так і відомі методики, а саме:

– на першому етапі розглядають наявний фонд свердловин, з якого крок за кроком послідовно вилучають свердловини, які не відповідають рекомендованим параметрам, потім вилучають іншу частину свердловин, які знаходяться нижче межі

окупності за додатковим видобутком нафти, використовуючи запропонований нами емнісно-енергетичний параметр (E) [93]. Далі розраховують продуктивність решти свердловин за методикою і програмою WellPrd [53, 54];

- на другому етапі застосовують методику проектування ГРП для визначення розмірів тріщини з оптимальною безрозмірною провідністю [34,70], яку нами удосконалено з урахуванням досвіду проведення ПГРП на родовищах ВАТ „Укрнафта” [55];

- на третьому етапі розраховують параметри ПГРП, які забезпечують створення і закріплення тріщини з розмірами, розрахованими за удосконаленою методикою із використанням наявних рідин та технологій [79, 80, 81, 94], закріплювачів тріщин і спецтехніки;

- на четвертому етапі визначають очікуваний додатковий видобуток нафти після ПГРП і оцінюють ефективність його застосування [55].

2.1. Вибір свердловин для потужного гідравлічного розриву пласта

Вибір свердловин для ПГРП є першим етапом його проектування. Експлуатаційний фонд ВАТ „Укрнафта” становить понад тисячу нафтових свердловин, значну кількість яких потрібно проаналізувати, щоб виявити придатність їх частини для застосування ПГРП з метою збільшення продуктивності, тому обґрунтоване вишукування свердловин (об’єктів) дуже трудомістке.

Аналіз досвіду проведених робіт на пізній стадії розробки родовищ показав, що близько 20% проведених ПГРП не окупили витрат, що свідчить про важливість і відповідальність цього етапу проектування.

Для зменшення трудомісткості робіт з вибору свердловин (об’єктів), перспективних для проведення ПГРП і підвищення його ефективності, нами рекомендується здійснювати його поступово в такій послідовності:

- попередній вибір свердловин з аналізованої групи для родовищ на пізній стадії розробки, який здійснюють за уточненими нами вимогами [95], де вилучається частина свердловин, які їм не відповідають;

– застосовують експрес-метод [93] для розподілу свердловин, що залишилися, на перспективні та неперспективні за величиною запропонованого нами параметра E ;

– розрахунок продуктивності свердловин, що є перспективними для ПГРП, проводять за програмою WellPrd для уточнення гідропровідності пластів, визначення стану привибійної зони і очікуваного додаткового видобутку вуглеводнів після ПГРП. Якщо це технічно можливо, проводять гідродинамічні дослідження свердловини для коректування визначеної гідропровідності та стану привибійної зони. На цьому етапі вибирають свердловини, які є перспективними для проведення ПГРП.

Розглянемо детальніше запропоновану методику вибору свердловин з фонду, рекомендованого для розгляду.

Перший крок вміщає наступні вимоги до попереднього вибору свердловин, які розроблені з урахуванням нашого досвіду застосування ПГРП і регламентовані ВАТ „Укрнафта” [95]:

- глибина залягання пластів-колекторів не перевищує 6000 м;
- окремі продуктивні пласти товщиною не менше 3 м, або декілька продуктивних пластів, розділених тонкими прошарками, або весь продуктивний розріз свердловини;
- коефіцієнт пористості продуктивних пластів більше 0,06;
- коефіцієнт проникності продуктивних пластів від 0,1 до $100 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$;
- коефіцієнт нафтонасиченості пластів понад 50 %;
- ступінь дренування покладів такий, що залишкові видобувні запаси в зоні дренування є не меншими 50 % від початкових запасів;
- обводненість продукції з монолітних пластів не більше 30 %, а в багатопластових розрізах – не більше 60 %;
- скін-ефект додатній.

Свердловини, які задовольняють переліченим вимогам, залишають для подальшого аналізу під час реалізації наступного другого кроку вибору свердловин, але вже із застосуванням кількісної оцінки їх придатності для ПГРП.

У першому розділі охарактеризовано кількісні методи, застосовувані в нафтопромисловій практиці вибору свердловин для ПГРП: використання параметра умовної ємності продуктивних пластів, фільтраційно-енергетичного та градієнта пластового тиску.

Нами перевірено вплив умовної ємності пласта (рис.2.2) та градієнта пластового тиску (рис.2.3) на додатковий видобуток нафти після ПГРП у 33 свердловинах 11 родовищ ВАТ “Укрнафта”.

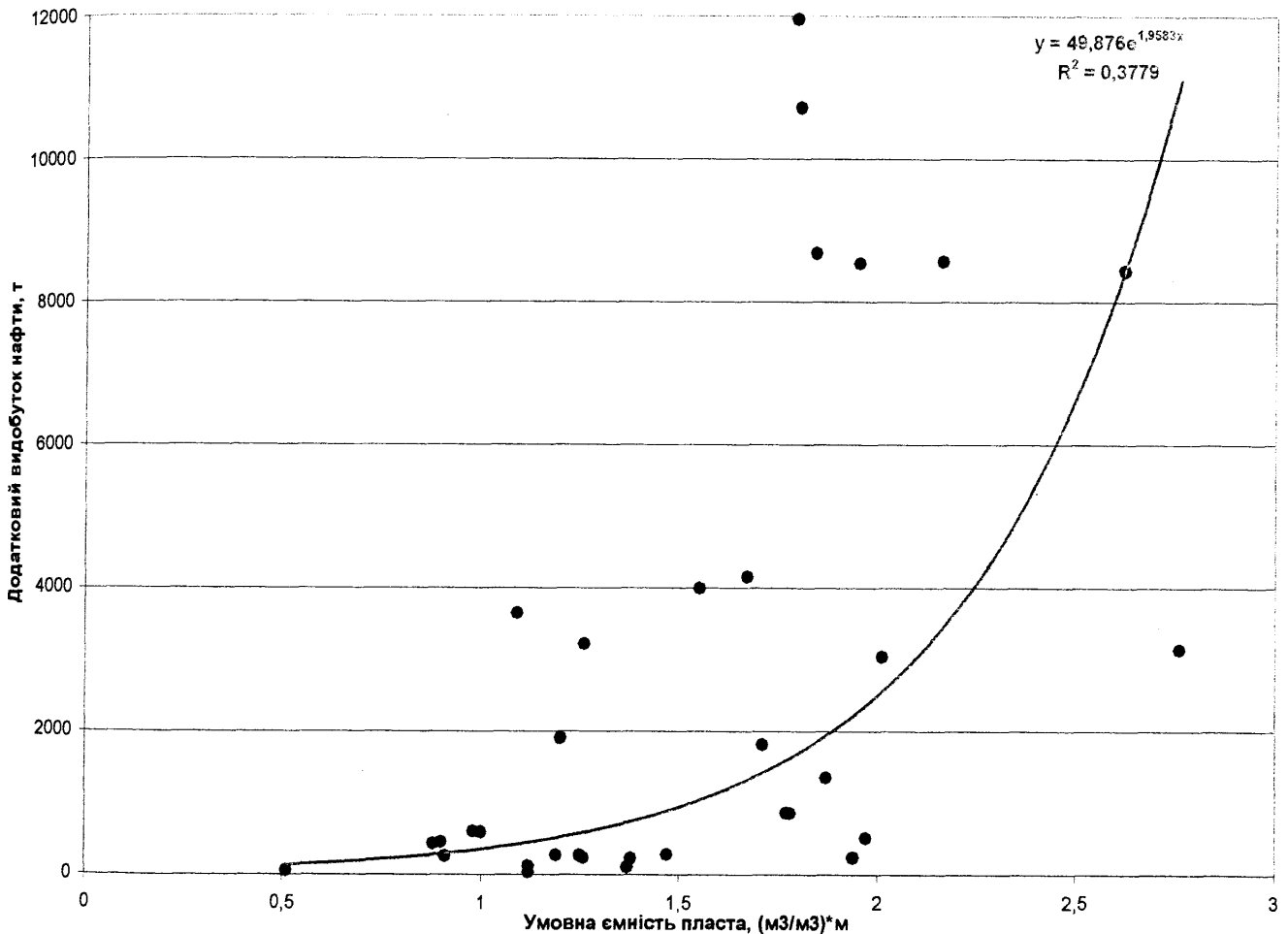


Рис. 2.2. Залежність додаткового видобутку нафти від умовної ємності пласта

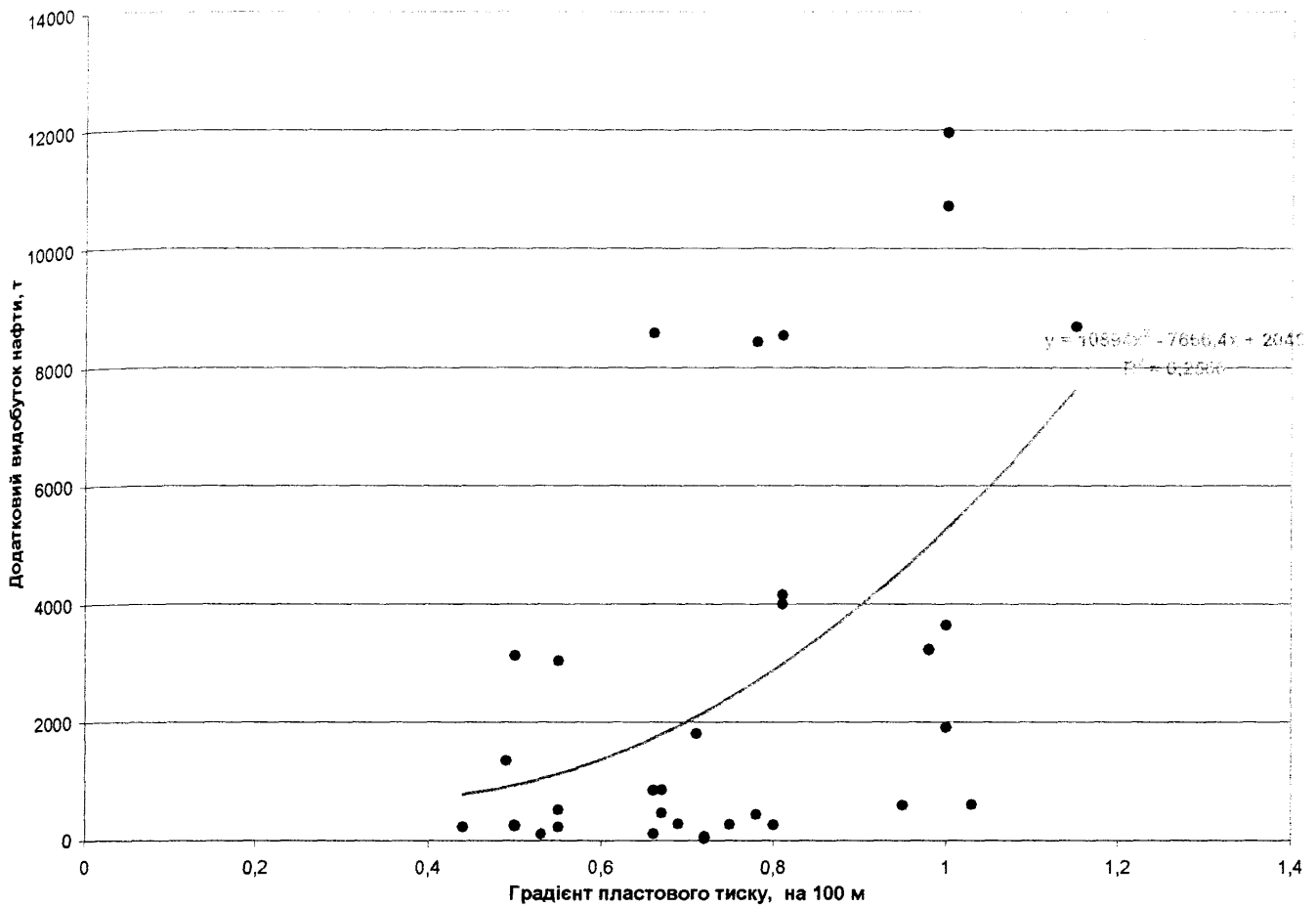


Рис. 2.3. Залежність додаткового видобутку нафти від градієнта пластового тиску

Аналіз результатів статистичного оброблення наведених даних показав, що взаємозв'язок між умовною ємністю пласта і додатковим видобутком нафти доволі слабкий (коефіцієнт кореляції 0,38). Ще слабший взаємозв'язок спостерігається між градієнтом пластового тиску і додатковим видобутком нафти (коефіцієнт кореляції 0,36). Отже, величину умовної ємності пласта і градієнт пластового тиску недоцільно використовувати для попереднього вибору об'єктів для ПГРП.

У розділі 1 показано, що видобувні можливості свердловини перед ОПЗ найповніше оцінюються з використанням фільтраційно-енергетичного параметра [51], який характеризує вплив гідропровідності та градієнта пластового тиску на дебіт свердловини.

На пізній стадії розробки родовищ часто продукція свердловин обводнена або розгазована, тому визначення гідропровідності ускладнюється внаслідок зміни коефіцієнта фазової проникності породи і в'язкості нафти. Крім того, коли свердловини обладнано ШГН, гідродинамічні дослідження практично не проводять. Тому нами запропоновано попередній вибір свердловин проводити не з використанням фільтраційно-енергетичного параметра, а ємнісно-енергетичного параметра.

Фільтраційну складову фільтраційно-енергетичного параметра – коефіцієнт гідропровідності нами рекомендовано замінити умовною ємністю пласта, що визначають за залежністю (1.1), оскільки складові умовної ємності пласта – коефіцієнт пористості і ефективна товщина пластів достатньо надійно визначаються з даних геофізичних досліджень.

Енергетична складова – градієнт пластового тиску характеризує енергетичний потенціал пласта і можливість створення потрібної депресії для забезпечення припливу нафти до свердловини.

Тому для попереднього вибору свердловин для ПГРП рекомендуємо замість фільтраційно-енергетичного параметра використати новий ємнісно-енергетичний параметр, який розраховують за формулою:

$$E = h \cdot m \cdot \frac{P_{nl}}{H_{cv}}, \quad (2.1)$$

де E – ємнісно-енергетичний параметр;

h – ефективна товщина пласта;

m – коефіцієнт пористості;

P_{nl} – пластовий тиск;

H_{cv} – глибина свердловини по вертикалі.

В табл. 2.1 наведено вхідну інформацію і результати розрахунків ємнісно-енергетичного параметра для 33 свердловин на 11 родовищах ВАТ „Укрнафта”, в яких нами вже проведено ПГРП. Вхідна інформація містить дані про глибину

залежання пластів, ефективну товщину пластів, середній коефіцієнт пористості, градієнт пластового тиску, умовну ємність пласта та ємнісно-енергетичний параметр. Також наведено сумарний додатковий видобуток нафти після проведення ПГРП у зазначених свердловинах за час роботи з підвищеним дебітом. Дані цієї таблиці використано для статистичної обробки залежностей, наведених на рис. 2.2 і 2.3.

Таблиця 2.1

Залежність додаткового видобутку нафти від ЄЕП

Родовище	Свердловина	Інтервал, на який можлива для ГРП	Ефективна товщина, м	Коефіцієнт пористості, м ³ /м ³	Умовна ємність пласта, (м ³ /м ³) м	Градієнт пластового тиску, МПа/ м · 10 ²	Ємнісно- енергетичний параметр, м ³ · МПа м ³ · м · 10 ²	Додатковий видобуток, т
Бугруватівське	303*	3878,5-3887,0	3,8	0,14	0,51	0,72	0,37	62
Зах. Вільшанське	2	2922-2933,0	5,0	0,18	0,91	0,50	0,46	260
Прилуцьке	35	1799,0-1808,0	8,0	0,16	1,26	0,44	0,56	238
Бугруватівське	78*	3827,0-3837	6,4	0,14	0,90	0,67	0,60	464
Стругинське	31*	2204,8-2216,0	8,0	0,11	0,88	0,78	0,69	440
Орів-Уличнянське	5*	2976,8-3016	10,4	0,13	1,37	0,53	0,73	112
Битківське	537	1809,0-1817,0	8,0	0,14	1,12	0,66	0,74	126
Луквинське	61	1408,8-1421,0	12,3	0,11	1,38	0,55	0,76	229
Луквинське	58*	1371,2-1396,4	8,4	0,13	1,12	0,72	0,80	36
Луквинське	40	1279,6-1293,2	11,6	0,10	1,19	0,75	0,90	283
Битківське	588	2242,0-2255,0	13,0	0,14	1,87	0,49	0,92	1360
Заводівське	52	4556,8-4612,4	10,4	0,10	1,00	0,95	0,95	597
Битківське	360	1924,6-1940,1	15,5	0,13	1,94	0,50	0,97	245
Долинське	764*	2425,6-2461,6	10,4	0,12	1,25	0,80	1,00	272
Заводівське	9	4702-4786,8	10,8	0,09	0,98	1,03	1,01	608
Бугруватівське	310*	3925,0-3941,0	9,8	0,15	1,47	0,69	1,01	284
Битківське	602	2165,0-2187,6	22,6	0,09	1,97	0,55	1,08	515
Заводівське	76*	4701,6-4719,6	8,8	0,12	1,09	1,0	1,09	3650
Битківське	608	2219,0-2234,0	13,4	0,15	2,01	0,55	1,11	3048
Битківське	565*	1950,6-1973,2	17,8	0,10	1,78	0,66	1,17	862
Луквинське	42	1342,8-1372,8	14,5	0,12	1,77	0,67	1,19	870
Долинське	318	2447,0-2480,0	12,0	0,10	1,20	1,00	1,20	1911
Битківське	430	1870,4-1905,0	19,0	0,09	1,71	0,71	1,21	1820
Долинське	720*	2803,0-2810,0	9,0	0,14	1,26	0,98	1,23	3230
Бугруватівське	308*	3847,0-3881,0	11,0	0,14	1,55	0,81	1,26	4000
Стругинське	85*	2440,8-2464,0	14,4	0,12	1,67	0,81	1,35	4161
Скороходівське	51	3363,6-3378,0	12,0	0,18	2,16	0,66	1,43	8575
Бугруватівське	76	3803,4-3823,0	13,0	0,15	1,95	0,81	1,58	8540
Бугруватівське	304	3827,0-3849,0	12,8	0,14	1,79	1,00	1,79	11959
Долинське	907*	2508,0-2544,4	16,4	0,11	1,80	1,00	1,80	10719
Луквинське	76	1432,4-1451,6	22,5	0,12	2,62	0,78	2,04	8438
Заводівське	14*	4512,8-4558,0	21,2	0,09	1,84	1,15	2,12	8687

Примітка: * – інтервал розкриття тріщин підтверджується результатами термометричних досліджень.

З використанням наведених у табл. 2.1 даних побудовано графіки і знайдено статистичні залежності між E і додатковим видобутком нафти після ПГРП. На рис. 2.4 показано залежність додаткового видобутку нафти від E .

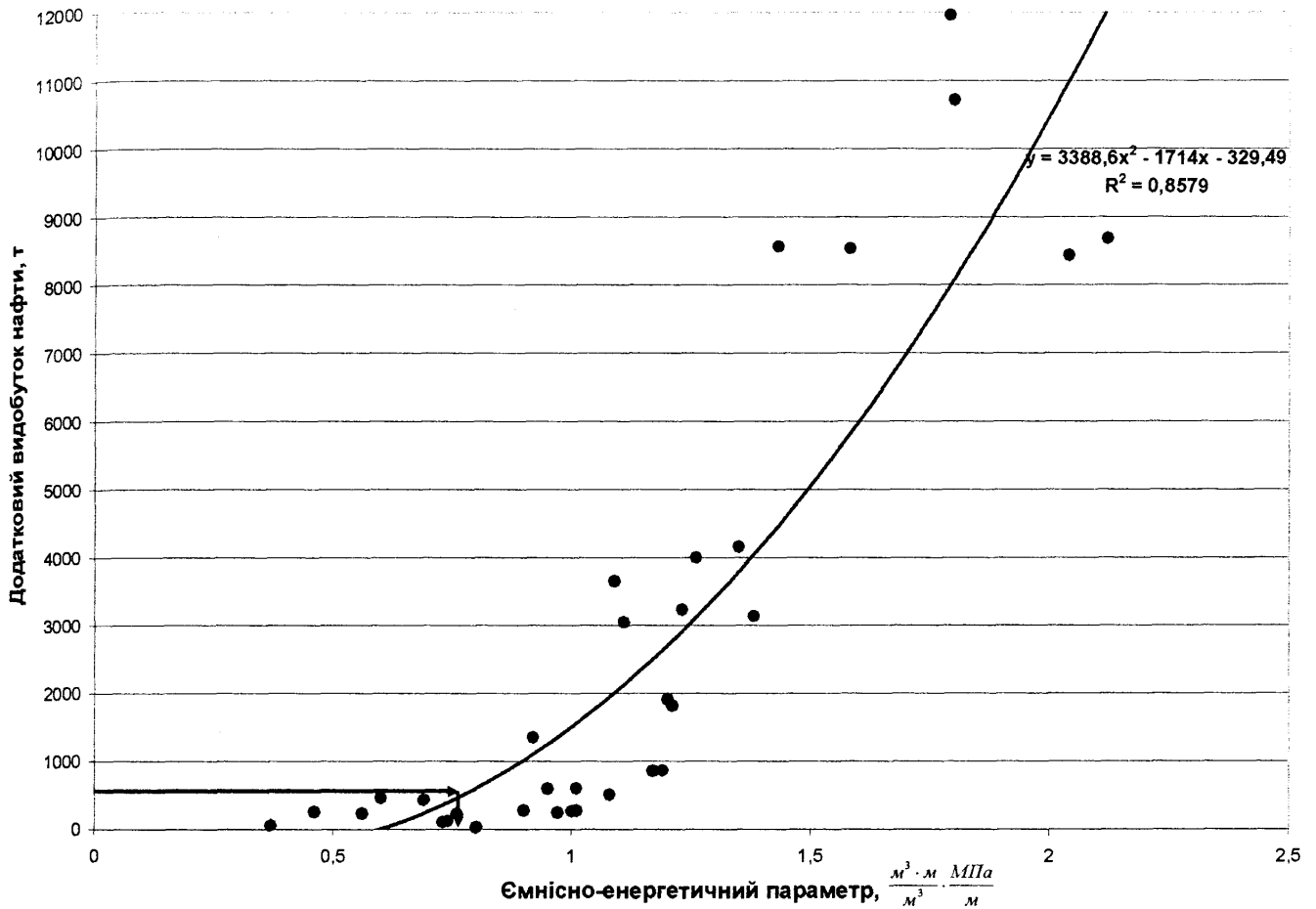


Рис. 2.4. Залежність додаткового видобутку нафти від ємнісно-енергетичного параметра

Аналіз результатів статистичної обробки наведених даних показав, що взаємозв'язок між E і додатковим видобутком нафти достатньо сильний (коефіцієнт кореляції 0,86). Зростання E сприяє збільшенню додаткового видобутку після ПГРП.

Цим показано, що залежність додаткового видобутку нафти від E описується зі значно вищою достовірністю порівняно із залежностями від градієнта пластового тиску і умовно ємнісного параметра. Найкраще цю залежність (з коефіцієнтом кореляції 0,86) описує поліном другого степеня у вигляді:

$$\Delta Q_n = 3388,6E^2 - 1714E - 329,5 \quad (2.2)$$

де ΔQ_n – додатковий видобуток нафти після ПГРП.

Відомо, що при теперішньому співвідношенні цін для окупності ПГРП необхідно додатково видобути 500 т нафти. З наведеного рис.2.4 видно, що для такого додаткового видобутку значення E продуктивних пластів повинно бути не менше 0,8. Отже, якщо $E > 0,8$, таку свердловину можна рекомендувати для наступного кроку вибору їх для ПГРП, тобто для поглиблених досліджень за програмою WellPrd.

Застосування експрес-методу попереднього вибору свердловин для ПГРП прискорює вишукування об'єктів для його проведення не тільки в межах одного родовища, але є універсальним і дозволяє попередньо підібрати свердловини, з яких після ПГРП очікується додатковий видобуток не менше межі окупності.

Звертаємо увагу, що ця залежність не призначена для оцінювання очікуваного додаткового видобутку нафти після ПГРП, служить лише для визначення першочергового розгляду свердловини, як об'єкта для його проведення.

Третім кроком на етапі вибору свердловини для ПГРП є розрахунок продуктивності свердловин за методикою та програмою WellPrd, розробленою ЦОУЕНГ разом з ЦНДЛ ВАТ „Укрнафта” [53, 54].

Програма WellPrd комплексно об'єднує всю наявну інформацію щодо промислових і геофізичних досліджень, літологічних особливостей і колекторських властивостей продуктивних відкладів у свердловині. Програма служить для розрахунку на ПЕОМ гідропровідності як окремих так і всіх пластів у розрізі свердловини, а також потенційної продуктивності свердловини і стану її привибійної зони. Якщо проведено гідродинамічні дослідження, які, як правило, характеризують весь розріз свердловини, то з урахуванням їх результатів розрахунки коректують.

Для визначення гідропровідності кожного пласта в розрізі свердловини використовують ефективну товщину пласта і коефіцієнт пористості, визначені з інтерпретації даних геофізичних досліджень. Для різних літотипів порід за

емпіричними формулами визначають коефіцієнти абсолютної і фазової проникності порід в залежності від коефіцієнта пористості, також враховують зміну коефіцієнта проникності, викликану зниженням поточного пластового тиску порівняно з початковим.

Застосування системного підходу до вибору свердловин для ПГРП покажемо на прикладі двох свердловин (60-Струтинська, 14-Заводівська) зі значним діапазоном геолого-технічних характеристик. Зауважимо, що свердловина 60-Струтинська, для якої $E = 2,7$, і свердловина 14-Заводівська, для якої $E=2,12$, попередньо вибрані для проведення ПГРП за умови $E>0,8$. Проведемо поглиблене вивчення продуктивності свердловин і стану її привибійної зони шляхом розрахунку за програмою WellPrd, результати якого наведено в табл. 2.2

Таблиця 2.2

Розрахунок продуктивності за програмою WellPrd

Параметри свердловини	Одиниці виміру	Свердловина	
		60 Струтинська	14 Заводівська
Вхідні дані			
Глибина середини інтервалу перфорації	м	2230	4530
Сумарна ефективна товщина пластів	м	26,20	21,20
Середній коефіцієнт пористості пласта	-	0,12	0,09
Пластовий тиск	МПа	18,0	52,0
Градієнт пластового тиску	МПа/100м	0,81	1,15
Радіус зони дронування	м	250	250
Дебіт нафти	м ³ /д	4,60	1,50
Густина нафти	кг/м ³	840	840
Ємнісно-енергетичний параметр	$\frac{\text{м}^3 \cdot \text{м} \cdot \text{МПа}}{\text{м}^3 \cdot 100 \text{ м}}$	2,70	2,12
Розраховано за програмою WellPrd.			
Коефіцієнт проникності пластів (середній)	мкм ²	0,0031	0,001
Коефіцієнт продуктивності	перед ПГРП - K_c	2,44	0,06
	потенційний - K_{nom}	3,20	0,42
Відношення K_c/K_{nom}	-	0,77	0,14
Скін-ефект перед ПГРП	-	2,3	50,0

З результатів розрахунку продуктивності свердловини 60-Струтинська (табл.2.2) видно, що відношення коефіцієнтів продуктивності $K_c / K_{nom} = 0,77$ і додатній скін-ефект $S = +2,3$ свідчать про кольматацию привибійної зони. Очевидно,

застосування ПГРП сприятиме збільшенню продуктивності свердловини за наявності великої товщини продуктивних пластів.

Для свердловини 14-Заводівська відношення коефіцієнтів продуктивності $K_c / K_{nom} = 0,14$ і велике значення величини скін-ефекту $S=50$, що може свідчити про відключення частини продуктивного розрізу свердловини від експлуатації. Наведена оцінка також свідчить про значну кольматацію привибійної зони, тому необхідне проведення ПГРП для збільшення її продуктивності.

Отже, свердловини 60-Струтинська та 14-Заводівська перспективні для ПГРП з метою збільшення коефіцієнта продуктивності свердловини.

2.2. Проектування параметрів тріщини гідравлічного розриву пласта

На другому етапі удосконаленого проектування ПГРП здійснюють оптимізацію розмірів тріщини з метою одержання в результаті його проведення максимально можливого значення величини безрозмірного коефіцієнта продуктивності в нафтових свердловинах родовищ України залежно від умов проведення процесу.

За основу для розробки методики удосконаленого проектування нами взято методику уніфікованого проектування [70,41]. Індикатором якості обробки прийнято безрозмірний псевдостационарний коефіцієнт продуктивності, за допомогою якого оцінюють вплив закріпленої тріщини на продуктивність свердловини і який визначають за залежністю (1.17).

Удосконалення методики проектування ПГРП нами проведено з метою визначення параметрів тріщини, яка повинна забезпечити отримання максимально можливого значення величини безрозмірного коефіцієнта продуктивності в нафтових свердловинах родовищ України та зменшення кількості ітерацій для досягнення бажаної величини, близької до $J_{D max}$, але при обґрунтованому зниженні величини $C_{fd nom}$, бо оптимальне значення $C_{fd nom}=1,6$ технічно складно або неможливо забезпечити в реальному пласті родовищ ДДЗ та Передкарпаття. Причиною є високі коефіцієнти проникності продуктивних пластів, наявність

поровотріщинного типу колекторів, значне чергування продуктивних і непродуктивних пропластків, високі тиски нагнітання та інше.

В таблиці 2.3 наведено параметри тріщин і величину безрозмірної провідності, які змодельовані за фактичними даними ПГРП у окремих свердловинах ДДЗ та Передкарпаття.

Таблиця 2.3

**Параметри тріщин, змодельовані за фактичними даними ПГРП
у окремих свердловинах ДДЗ та Передкарпаття**

Показник	Одиниці виміру	Свердловини				
		106-Струтин.	15-Струтин.	16-Д.Бистриц.	322-Бугруват.	196-П.Долин.
Свердловини		106-Струтин.	15-Струтин.	16-Д.Бистриц.	322-Бугруват.	196-П.Долин.
Горизонт	-	Mnl	Mnl	Mnl	T ₁ , B-2	Vgd
Інтервал перфорації	м	2200-2347	1744-2260	2447-2720	3803-3857	2483-2599
Ефективна товщина	м	36.0	78.4	16.0	14,3	15.0
Тиск пластовий	МПа	17	15,2	16.0	25,5	21.5
Гradient пластового тиску	МПа на 100м	0,77	0,8	0.6	0,67	0.8
Висота тріщини	м	44	58	22	35	18
Півдовжина тріщини	м	65	71	137	26	47
Ширина тріщини	м	0,0012	0,001	0,0016	0,0012	0,001
Безрозмірна провідність тріщини	-	1.07	0.82	1.13	0,88	1.18

З наведених у табл. 2.3 даних видно, що під час ПГРП забезпечується розвиток тріщини з безрозмірною провідністю близькою до одиниці. Тому перше удосконалення буде зроблено щодо розрахунків параметрів тріщини при зменшенні величини C_{fd} до одиниці, яке можна забезпечити під час ПГРП у нафтових свердловинах родовищ України.

Для цього спочатку розглянуто графік залежності безрозмірної продуктивності свердловини від безрозмірної провідності тріщини та числа закріплювача, який наведений на рис. 1.2, з якого знайдено значення $J_m = f(N_{prop})$ для трьох постійних значень $C_{fd} = 0,5; 1,0$ і $1,6$ при зміні числа закріплювача в межах $0,001 \leq N_{prop} \leq 0,1$. Проведено обробку зміни величини безрозмірної продуктивності свердловини від числа закріплювача і одержано (з коефіцієнтом кореляції 0,85) такі залежності:

$$\text{для } C_{fD} = 1,6 \quad J_m = 0,6 N_{prop}^{0,14}, \quad (2.3)$$

$$\text{для } C_{fD} = 1,0 \quad J_m = 0,582 N_{prop}^{0,1360}, \quad (2.4)$$

$$\text{для } C_{fD} = 0,5 \quad J_m = 0,543 N_{prop}^{0,13}. \quad (2.5)$$

Після цього оцінено впливу зміни C_{fD} у вказаному діапазоні на величину J_m при значеннях $N_{prop}=0,1; 0,01$ і $0,001$. З порівняльного аналізу розрахунків за формулами (2.3–2.5) і даних графіків $J_m=f(C_{fD}, N_{prop})$ можна побачити, що відхилення J_m від свого максимального значення при зміні C_{fD} *онт* від 1,6 до 1,0 не перевищують 2 %, а при $C_{fD} = 0,5$ – 7,4 % для всього діапазону N_{prop} . Якщо ж прийняти $C_{fD} = 1,0$, то відхилення J_m при зміні C_{fD} в діапазоні $0,5 \leq C_{fD} \leq 1,6$ не перевищують 5 %. Тому, для майбутніх розрахунків з невеликою похибкою нами прийнято $C_{fD} = 1,0 = \text{const}$, що значно спрощує розрахунок параметрів тріщини та зменшує похибки очікуваної величини продуктивності свердловини після ПГРП, тобто його ефективності.

Досвід проведених нами ПГРП з застосуванням методики уніфікованого проектування, яку рекомендовано для газових свердловин, свідчить про те, що у нафтових свердловинах прогностичні показники J_m при $C_{fD} = 1,0 = \text{const}$ нижчі, приблизно на 60 %. Найімовірніше це викликано тим, що коефіцієнт абсолютної проникності порід вищий за коефіцієнт проникності для нафти майже на таку ж величину.

Нами проведено дослідження кернів у широкому діапазоні проникностей з метою виявлення величини зміни коефіцієнта фазової проникності для нафти порівняно з коефіцієнтом абсолютної проникності. Дослідження кернів проводили на установці УДПК за методикою, яку описано в наступному розділі.

Дані досліджень зміни коефіцієнта фазової проникності для нафти (k_l) відносно коефіцієнта абсолютної проникності (k_a) наведено в табл. 2.4

Таблиця 2.4

Результати досліджень коефіцієнтів абсолютної та фазової проникності

Номер керна	Характеристика кернів до фільтрації					
	довжина, м	діаметр, м	коефіцієнт пористості	k_a , мкм ² 10 ⁻³	k_1 , мкм ² 10 ⁻³	k_a/k_1
6-2a	0,0430	0,0271	0,135	20,00	11,40	0,57
6-3a	0,0490	0,0266	0,130	19,60	9,10	0,46
1051a	0,0480	0,0265	0,130	15,60	8,10	0,52
1286	0,0530	0,0266	0,175	270,00	180,00	0,67
4103	0,0570	0,0268	0,131	44,90	18,10	0,40
4707	0,0420	0,0270	0,135	26,10	12,80	0,49
5873a	0,0580	0,0270	0,115	15,00	8,30	0,55
6711a	0,0460	0,0270	0,120	9,50	5,20	0,55
7256a	0,0490	0,0272	0,160	43,00	24,20	0,56
7257a	0,0500	0,0270	0,145	34,00	19,00	0,56
9862a	0,0590	0,0270	0,091	4,50	2,80	0,62
12015	0,0560	0,0274	0,113	65,00	39,17	0,60
12044	0,0470	0,0279	0,114	14,50	8,08	0,56
12434	0,0577	0,0271	0,190	535,00	339,68	0,63
12435	0,0481	0,0271	0,160	425,00	239,05	0,56
12450	0,0475	0,0272	0,163	151,70	77,40	0,51
12767	0,0571	0,0262	0,184	123,30	95,02	0,77
12780	0,0570	0,0262	0,197	196,50	147,50	0,75
12781	0,0505	0,0264	0,177	175,80	127,50	0,73
12782	0,0570	0,0264	0,179	349,60	257,36	0,74
12783	0,0562	0,0264	0,144	89,30	63,60	0,71
12785	0,0572	0,0264	0,158	128,80	87,65	0,68
79068	0,0416	0,0266	0,142	41,00	24,90	0,61
88035-1	0,0420	0,0268	0,114	21,30	13,63	0,64
82101-5	0,0520	0,0265	0,082	2,00	1,00	0,50
881036	0,0558	0,0264	0,080	2,40	1,10	0,46
881156	0,0420	0,0276	0,108	8,06	4,91	0,61
90049	0,0320	0,0274	0,151	42,20	27,20	0,64
11881	0,0499	0,0272	0,120	41,30	27,79	0,67
122787	0,0574	0,0264	0,142	95,40	62,53	0,66
Середнє значення						0,60

З наведених у табл. 2.4 даних видно, що коефіцієнт проникності для нафти в середньому складає 60 % від величини коефіцієнта абсолютної проникності порід.

Отже, друге удосконалення полягає у внесенні змін у розрахунок J_m з врахуванням коефіцієнта нафтопроникності, оскільки відому методику розроблено з врахуванням коефіцієнта абсолютної проникності.

Тому формулу (2.4) уточнено, і вона має такий вигляд:

$$J_m = 0,6 (0,582 N_{prop}^{0,156}) = 0,35 N_{prop}^{0,136}, \quad (2.6)$$

або, інакше

$$N_{prop} = e^{(7,35 \ln(J_m) + 7,7)}. \quad (2.7)$$

Таким чином, з використанням залежності (2.6) або (2.7), прийнявши $C_{fd}=1,0$, можна скоротити другий етап проектування ПГРП і зменшити кількість ітерацій для прогнозування оптимальних розмірів тріщини, необхідних для досягнення якнайбільшого безрозмірного коефіцієнта продуктивності після його проведення.

Нами запропоновано таку схему удосконаленого проектування ПГРП з урахуванням наведених перетворень:

- у діапазоні $0,5 \leq C_{fd} \leq 1,6$ приймаємо $C_{fd}=1,0$ і за формулою (1.8), для множини значень у межах $0,001 \leq N_{prop} \leq 0,1$, наведених в табл. 2.5, знаходимо J_m ;
- об'єм закріплювача для закріплення тріщини в продуктивній зоні визначаємо за формулою (1.8), перетвореною до вигляду:

$$V_{prop} = \frac{N_{prop} \cdot V_{rez} \cdot k}{2 \cdot k_f}, \quad (2.8)$$

- масу закріплювача, потрібну для закріплення тріщини по всій висоті, включаючи непродуктивну зону, розраховуємо за формулою :

$$M_{prop} = \frac{V_{prop} \cdot \rho_{нас} \cdot h_f}{h}, \quad (2.9)$$

де h_f – висота тріщини через продуктивні і непродуктивні пласти, м ;

$\rho_{нас}$ – насипна густина закріплювача;

– півдовжину тріщини визначаємо за формулою (1.9);

– ширину тріщини розраховуємо за формулою (1.10);

– скін-ефект свердловини з тріщиною визначаємо за формулою (1.18).

Приклади застосування удосконаленої нами методики для розрахунку продуктивності свердловини після ПГРП, маси піску і розмірів вертикальної тріщини, необхідної для забезпечення якнайбільшого зростання коефіцієнта продуктивності, наведено в табл. 2.5-2.8 для свердловин 60-Струтинська і 14-Заводівська

Таблиця 2.5

**Розрахунок маси піску і параметрів тріщини ПГРП
у свердловині 60- Струтинська**

Число закріплювача	Безрозмірна провідність	Безрозмірний коефіцієнт продуктивності (J_m)	Об'єм закріплювача, м ³	Маса закріплювача, т	Параметри тріщини		
					Півдовжина, м	Ширина, м	скін-ефект (S_m)
0,1	1	0,255	7,0	19,8	60,08	0,00225	-2,88
0,09	1	0,252	6,3	17,8	57,00	0,00214	-2,83
0,06	1	0,238	4,2	11,9	46,54	0,00175	-2,60
0,05	1	0,232	3,5	9,9	42,49	0,00159	-2,49
0,03	1	0,217	2,1	5,9	32,91	0,00123	-2,19
0,01	1	0,187	0,7	2,0	19,00	0,00071	-1,44
0,006	1	0,174	0,4	1,2	14,72	0,00055	-1,06
0,003	1	0,158	0,2	0,6	10,41	0,00039	-0,49
0,001	1	0,136	0,1	0,2	6,01	0,00023	0,53

Таблиця 2.6

Розрахунок продуктивності свердловини 60- Струтинська

Параметр	Одиниці виміру	До ПГРП	Після ПГРП
Ефективна товщина пласта	м	26,2	
Інтервал розкриття тріщини	м		39
Коефіцієнт проникності пласта	мкм ²	0,003	
Коефіцієнт проникності закріплювача	мкм ²		80
Безрозмірна провідність тріщин	-		1
Коефіцієнт пористості пласта	-	0,12	
Радіус зони дренування	м	190	
Радіус свердловини	м	0,1	
Скін-ефект	-	2,3	-2,49
Насипна маса закріплювача	т/м ³	1,88	
Коефіцієнт прод. при псевдоусталеній фільтрації (J_m) при $S \neq 0$	-		0,23
Коеф. продуктивності потенційний (J_{cn})	-	0,132	
Відношення J_m / J_{cn}	-		1,75
Коеф. продуктивності поточний (J_c)	-	0,102	
Відношення J_m / J_c	-		2,29

Таблиця 2.7

Розрахунок маси піску і параметрів тріщини ПГРП у свердловині 14-Заводівська

Число закріплювача	Безрозмірна провідність	Коефіцієнт продуктивності (J_m)	Об'єм закріплювача, м ³	Маса закріплювача, т	Параметри тріщини		
					Пів довжина, м	Ширина, м	скін-ефект (S_m)
0,1	1	0,256	2,21	9,0	79,06	0,00066	-3,16
0,06	1	0,238	1,33	5,4	61,24	0,00051	-2,87
0,03	1	0,217	0,66	2,7	43,30	0,00036	-2,46
0,01	1	0,187	0,22	0,9	25,00	0,00023	-1,72
0,006	1	0,174	0,13	0,5	19,36	0,00016	-1,33
0,003	1	0,158	0,07	0,3	13,69	0,00011	-0,76
0,001	1	0,136	0,02	0,1	7,91	0,00007	0,25

Розрахунок продуктивності свердловини 14-Заводівська

Параметр	Одиниці виміру	До ПГРП	Після ПГРП
Ефективна товщина пласта	м	21,2	
Інтервал розкриття тріщини	м	46	
Коефіцієнт проникності пласта	мкм ²	0,001	
Коефіцієнт проникності закріплювача	мкм ²	120	
Безрозмірна провідність тріщин	-	1	
Коефіцієнт пористості пласта	-	0,12	
Радіус зони дренування	м	250	
Радіус свердловини	м	0,1	
Скін-ефект	-	50,0	-3,16
Насипна маса закріплювача	т/м ³	1,88	
Коефіцієнт прод. при псевдоусталеній фільтрації (J_m) при $S \neq 0$	-		0,256
Коеф. продуктивності потенційний (J_{cn})	-	0,128	
Відношення J_m / J_{cn}	-		1,99
Коеф. продуктивності поточний (J_c)	-	0,017	
Відношення J_m / J_c	-		14,78

Моделювання ПГРП за наведеною схемою значно скорочує кількість ітерацій для вибору розмірів тріщини і маси закріплювача для її закріплення з урахуванням досвіду його проведення. Якщо відповідне до цього очікуване збільшення продуктивності чи маса закріплювача нас не задовільняє, вставляємо потрібне число закріплювача $N_{prop} = 0,05$, як це показано на прикладі свердловини 60-Струтинська, і повторюємо розрахунок. Критеріями оцінки задовільності результатів розрахунку є бажане збільшення продуктивності свердловини.

Як видно з наведених у табл. 2.6 і 2.8 даних, максимальне відношення $J_m / J_{cn} \leq 2$, тобто очікуване збільшення коефіцієнта продуктивності після ПГРП порівняно з потенційним, становить не більше двох разів. Але відношення J_m / J_c (коефіцієнта продуктивності після ПГРП до фактичного коефіцієнта продуктивності перед його проведенням) залежно від величини скін-ефекту може бути значно більшим, наприклад, у наших випадках до 15 разів.

У табл. 2.9 наведено підсумкові результати розрахунків параметрів тріщини за удосконаленою методикою.

Таблиця 2.9

Розрахунок параметрів тріщини за удосконаленою методикою

Параметри	Одиниці виміру	60 Струтинська		14 Заводівська
		за удосконаленою методикою	за відомою методикою	
Безрозмірний коеф. продуктивності перед ПГРП – (J_c)	-	0,102		0,017
Безрозмірна провідність тріщини	-	1	1,6	1
Коефіцієнт проникності закріплювача	мкм ²	80		120
Висота розкриття тріщини	м	39		46
Маса закріплювача	т	10,0		9,0
Півдовжина закріпленої тріщини	м	43	33	79
Середня ширина зімкнутої тріщини	м	0,0016	0,0021	0,0007
Скін-ефект свердловини після ПГРП	-	– 2,49		– 3,16
Безрозмірний коеф. продуктивності після ПГРП - J_m	-	0,232	0,387	0,256
Відношення J_m/J_c	-	2,29	3,79	14,8
Очікуваний дебіт після ПГРП	т/д	10,5	17,0	22,2

Наведені приклади демонструють ефективність застосування методики для швидкого знаходження прийнятних рішень у свердловинах з низькопроникними колекторами і значним діапазоном глибин 2230 – 4300 м, градієнтів пластового тиску 0,81–1,15 МПа на 100 метрів глибини залягання пласта і скін-ефекту 2,3 - 50,0.

Аналіз результатів розрахунку за удосконаленою уніфікованою методикою показав, що після закріплення тріщин півдовжиною не меншою, ніж $x_f = 43 - 79$ м і шириною $w = 1,6 - 0,7$ мм буде забезпечено збільшення коефіцієнтів продуктивності порівняно з початковими $J_m/J_c = 2,3 - 14,8$ разів, тобто, відповідно збільшиться дебіт свердловин при тій самій депресії на пласт до 10,0 – 22,2 м³/д.

За відомою методикою проектування збільшення коефіцієнта продуктивності порівняно з початковим у свердловині 60-Струтинська може відбутись у 3,79 раза, що не підтверджено як фактичною роботою свердловини після проведення ПГРП, так і результатами гідродинамічних досліджень.

На наступному етапі удосконаленого проектування ПГРП потрібно визначити, при яких технологічних режимах можна забезпечити створення тріщини з вибраними параметрами і закріпити її розрахованою масою закріплювача.

2.3. Проектування технологічних параметрів потужного гідравлічного розриву пласта

Для визначення технологічних режимів нагнітання (витрати і об'єму рідини, тиску), необхідних для створення, розвитку і закріплення тріщини з параметрами, визначеними на попередньому етапі за удосконаленою методикою, використовують програму MFrac.

Програма MFrac, розроблена Meyer & Associates, Inc, призначена для проектування параметрів ПГРП шляхом моделювання розвитку тріщин, закріплення їх пропантом чи піском і визначення провідності тріщин.

Спочатку визначаємо, які фактори та обмеження застосовуються під час моделювання за цією програмою. Під час вибору варіантів геометрії тріщини вибирають одну з моделей розвитку тріщин (GDK, PNK, Vert. Ellipsoidal та ін.), метод розрахунку півдовжини тріщин, модель втрат флюїду, модель тертя в трубах з урахуванням реологічних параметрів неньютонівської рідини (гелю) та технології проведення [79, 80, 81, 94], задають характеристики закріплювача, які попередньо вносять у бази даних, що є в програмі.

Як приклад у табл. 2.10 наведено за результатами моделювання основні параметри ПГРП у свердловинах 60-Струтинська і 14-Заводівська, які забезпечують реалізацію визначених за удосконаленою методикою розмірів тріщини і закріплення її потрібною масою закріплювача.

Таблиця 2.10

Розрахункові параметри процесу ПГРП

Параметр	Одиниці виміру	60 Струтинська		14 Заводівська
		за удосконаленою методикою	за відомою методикою	
Рідина для ПГРП	-	ПЕМ		Гель WGA
Витрата рідини	м ³ /хв	2,75	3,0	2,8
Об'єм рідини для ПГРП	м ³	68	60	80
Маса закріплювача	т	9,9	9,7	9,0
Тиск на гирлі (максимальний)	МПа	46,9	53,6	61,2
Тиск на вибої (максимальний)	МПа	50,5	61,9	78,5
Висота розкриття тріщини	м	20	20	30
Півдовжина закріпленої тріщини	м	49	37	108
Ширина зімкнутої тріщини	м	0,0018	0,0027	0,0011
Безрозмірна провідність тріщини після ПГРП	-	0,98	1,8	1,2

В табл. 2.11 і 2.12 наведено проектні параметри нагнітання під час ПГРП у свердловинах 60 – Струтинська і 14 – Заводівська, які змодельовані за програмою MFrac з послідовною зміною витрати та об'єму вибраної рідини, маси і концентрації пропанту чи піску для закріплення тріщини.

Таблиця 2.11

Режими нагнітання під час ПГРП в свердловині 60 - Струтинська

Етап	Тип рідини	Об'єм, м ³	Витрата, м ³ /хв	Тип закріплювача	Концентрація піску, кг/м ³	Маса піску, кг
1	ПЕМ	30	2,8-3,2	Пісок кварцовий фракції 20/40	0	0
2	ПЕМ	10	2,8-3,2		150	1500
3	ПЕМ	8	2,8-3,2		240	1920
4	ПЕМ	8	2,8-3,2		300	2400
5	ПЕМ	12	2,8-3,2		340	4080
Протискування						
6	ПЕМ+вода	12,7	2,8-3,2		-	-
Всього: 80,7 м ³ рідини та 9,9 т кварцового піску фракції 0,5-1,0 мм.						

Таблиця 2.12

Режими нагнітання під час ПГРП в свердловині 14-Заводівська

Етап	Тип рідини	Об'єм, м ³	Витрата, м ³ /хв	Тип закріплювача	Концентрація пропанту, кг/м ³	Маса пропанту, кг
1	Водний гель	5	2,8-3,0	Пропант фракції 16/30	0	0
2		20	2,8-3,0		0	0
3		15	2,8-3,0		50	750
4		10	2,8-3,0		150	1500
5		15	2,8-3,0		200	3000
6		15	2,8-3,0		250	3750
Протискування						
	гель+розч. ПАА	29,2	2,8-3,2		-	-
Всього: 109,2 м ³ рідини та 9,0 т пропанту фракції 16/30.						

Проектування ПГРП у названих свердловинах здійснювали з використанням розробленої рідини – полімеремульсійного розчину у свердловині 60-Струтинська та

водного гелю у свердловині 14-Заводівська, а закріплення тріщини, відповідно, кварцовим піском і високоміцним пропантом. Проектування з використанням рідин із різними реологічними характеристиками дозволяє підібрати технологію проведення ПГРП в конкретних умовах, яка забезпечує створення тріщин близьких до оптимальних, що розраховані на попередньому етапі та подані в табл. 2.9.

Для порівняння в табл. 2.10 наведено розрахунки параметрів ПГРП, які повинні забезпечити створення тріщини, розміри якої змодельовані за відомою уніфікованою методикою.

Як приклад реалізації запроєктованих параметрів на рис. 2.5 і 2.6 наведено проектні значення вибійного та гирлового тисків для створення параметрів тріщини, розрахованих, відповідно, за удосконаленою та відомою методиками, а на рис. 2.7 – тиск на гирлі і масу закріплювача під час проведення ПГРП у свердловині 60-Струтинська.

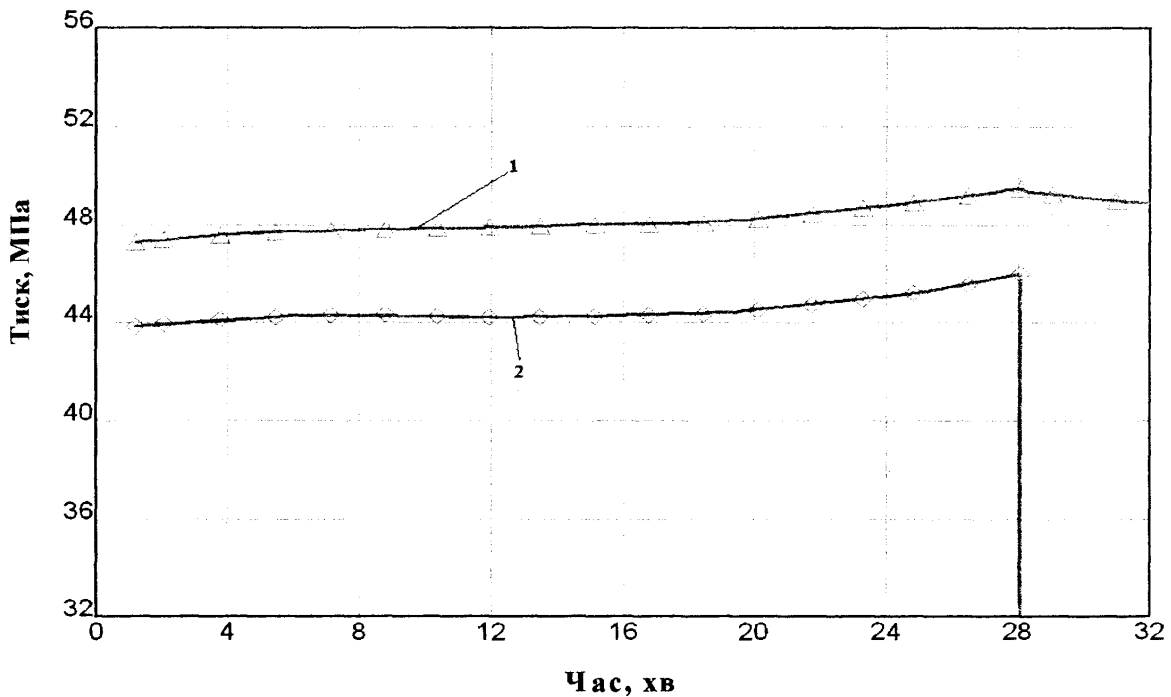


Рис.2.5. Графік зміни змодельованого вибійного та гирлового тисків у свердловині 60-Струтинська для створення параметрів тріщини, розрахованих за удосконаленою методикою

1 – тиск на вибої; 2 – тиск на гирлі

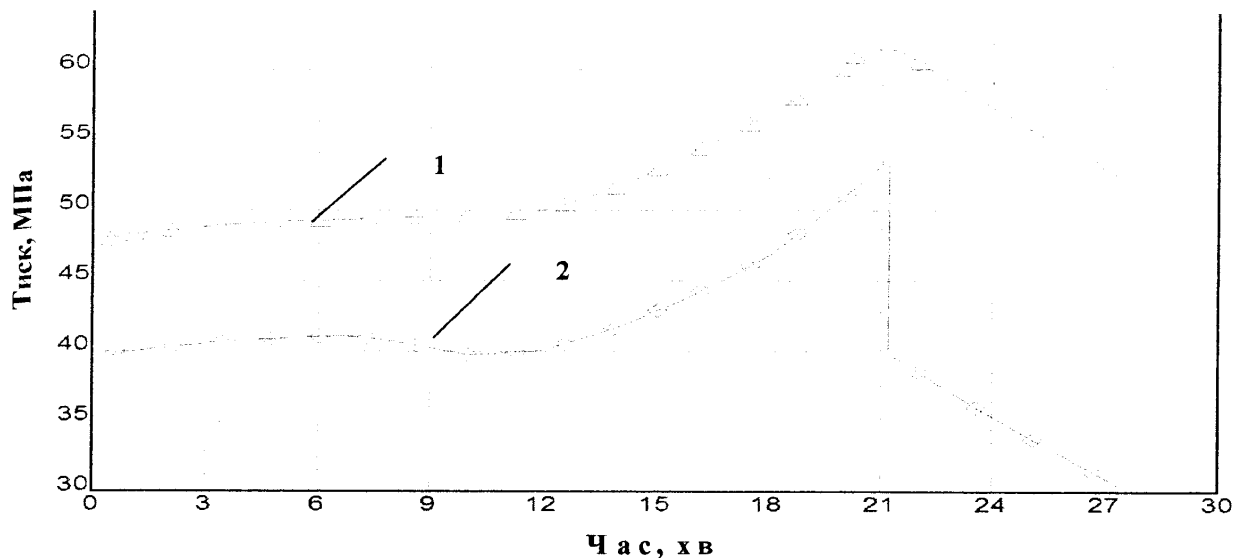


Рис.2.6. Графік зміни змодельованого вибійного та гирлового тисків у свердловині 60-Струтинська для створення тріщини з параметрами розрахованими за відомою методикою

1 – тиск на вибої; 2 – тиск на гирлі

Виходячи з результатів розрахунку параметрів ПГРП (табл. 2.12 і на рис. 2.6), які необхідні для створення тріщини, розміри якої розраховано за відомою методикою, можна побачити, що реалізація таких параметрів приведе до передчасного випадання закріплювача у тріщині та на вибої свердловини, що пов'язано зі значним ростом тиску в умовах даної свердловини.

На рис. 2.5 і 2.7 показано відповідність запроєктованих параметрів фактичним, що дозволяє реалізувати створення тріщин з розмірами, близькими до оптимальних, які визначені за удосконаленою методикою. Отже, фактичні параметри ПГРП у свердловині 60-Струтинська співпадають з проектними, що вказує на правильність проектування за удосконаленою методикою.

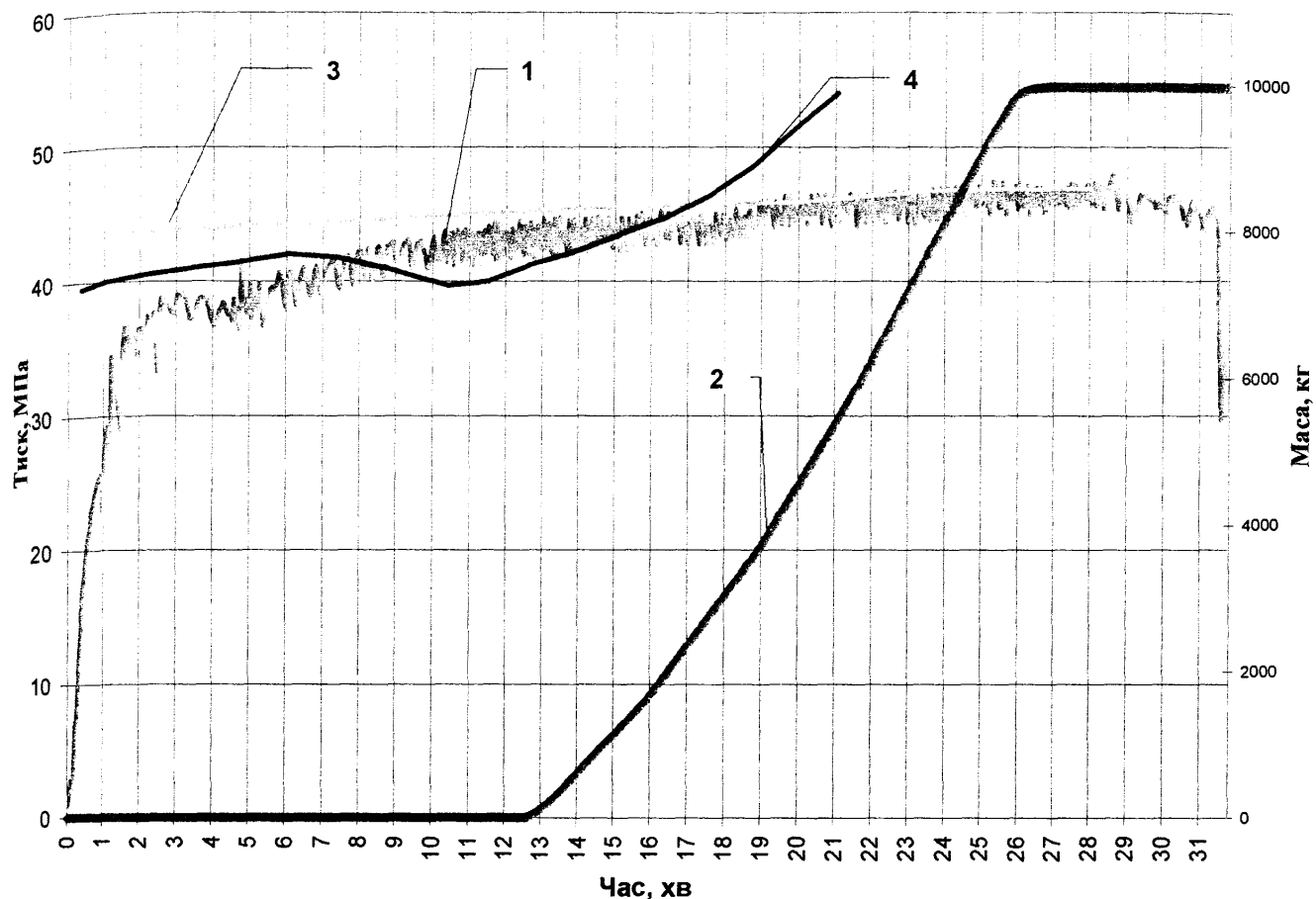


Рис.2.7. Графік зміни тиску на гирлі та маси закріплювача у свердловині 60-Струтинська

- 1 – фактичний тиск на гирлі; 2 – фактична маса закріплювача;
 3 – проектний тиск на гирлі за удосконаленою методикою;
 4 – проектний тиск на гирлі за відомою методикою.

До і після проведення ПГРП у свердловині 60-Струтинська виконано гідродинамічні дослідження. Результати інтерпретації даних гідродинамічних досліджень вказують на покращення фільтраційних параметрів привибійної зони у два рази, що підтверджує правильність підходу до проектування та проведення ПГРП. Результати інтерпретації даних гідродинамічних досліджень у свердловині 60-Струтинська наведено в додатку А.

На рис. 2.8 показано фактичний тиск на гирлі та швидкість нагнітання під час проведення ПГРП у свердловині 14-Заводівська. Як видно з рис. 2.8 ПГРП

проведено згідно із запроєктованими даними, які наведено в табл. 2.8 і 2.9, що також вказує на відповідність запроєктованих параметрів фактичним.

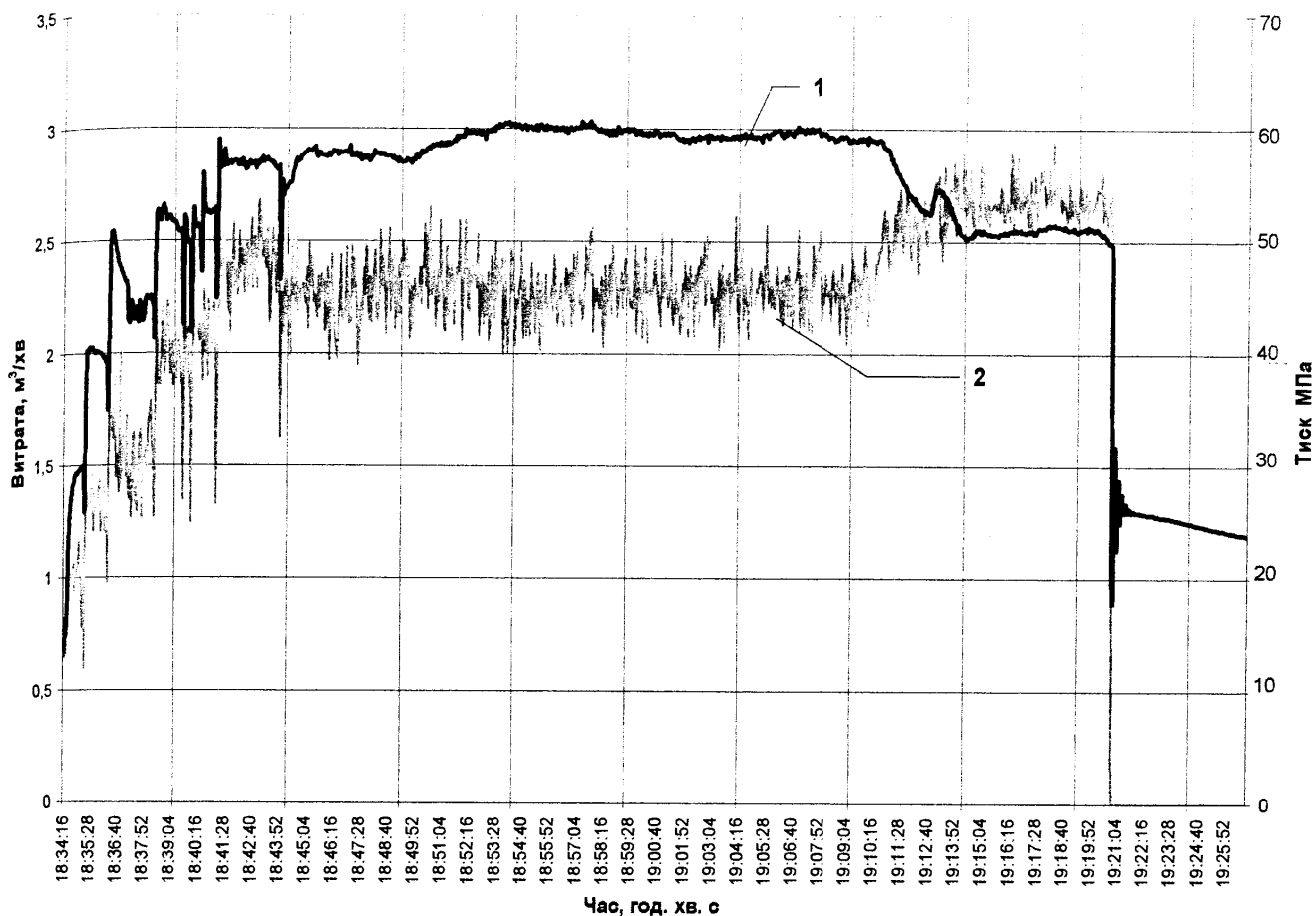


Рис.2.8. Графік зміни тиску на гирлі та витрати рідини під час проведення ПГРП у свердловині 14-Заводівська

1 – тиск на гирлі; 2 – витрата рідини

Після проведення ПГРП у свердловині 14-Заводівська було виконано термометричні дослідження, результати яких наведено на рис.2.9, з яких видно, що інтервал розвитку тріщини близько 30 м, а це ще раз підтверджує можливість реалізації створення тріщин з розмірами, близькими до оптимальних, які розраховано за запропонованою нами удосконаленою методикою.

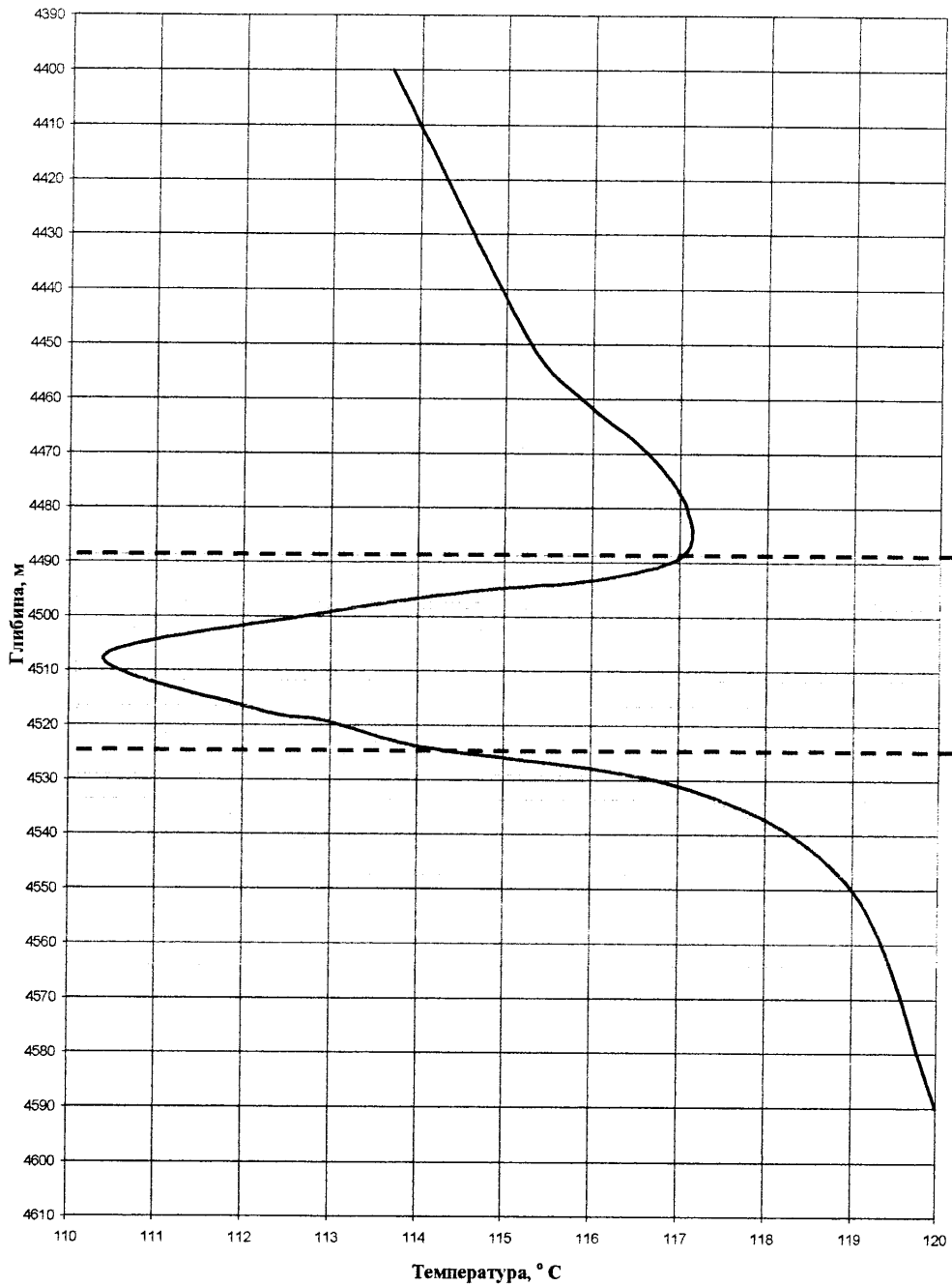


Рис.2.9. Результати термометричних досліджень у свердловині 14-Заводівська після проведення ПГРП

Отже, показана можливість проектування і проведення ПГРП з параметрами, визначеними за удосконаленою методикою.

2.4. Оцінка ефективності потужного гідравлічного розриву пласта

Останнім етапом удосконаленої методики проектування є оцінювання технологічної і економічної ефективності ПГРП з використанням визначеного проектного безрозмірного коефіцієнта продуктивності.

Спочатку використовуємо, визначене за удосконаленою методикою, очікуване відношення безрозмірних коефіцієнтів продуктивності $K_{д.н.} = J_m/J_c = 2,29$ на прикладі свердловини 60-Струтинська.

Прийнявши однакову депресію на пласт перед і після ПГРП визначимо очікуване збільшення дебіту нафти після його проведення.

$$q_1 = q_2 \cdot K_{д.н.}, \quad (2.10)$$

де q_1 – дебіт нафти після ПГРП;

q_2 – дебіт нафти перед ПГРП.

Очікуваний видобуток нафти після ПГРП знаходимо за формулою:

$$Q_1 = q_1 \cdot K_e \cdot t_j \cdot \sum_1^j K_m^j, \quad (2.11)$$

де Q_1 – видобуток нафти після ПГРП;

K_m – безрозмірний коефіцієнт щомісячної зміни дебіту;

K_e – безрозмірний коефіцієнт експлуатації свердловини;

j – місяці після ГРП, у тому числі місяць проведення ПГРП;

t – календарний час кожного наступного місяця, діб (середній $t_j=30,5$).

Видобуток нафти без ПГРП знаходимо за подібною формулою:

$$Q_2 = q_2 \cdot K_e \cdot t_j \cdot \sum_1^j K_m^j, \quad (2.12)$$

де Q_2 – видобуток нафти перед ПГРП.

Приріст видобутку нафти після ПГРП визначимо за формулою

$$\Delta Q_n = Q_1 - Q_2 \quad (2.13)$$

Додатковий видобуток газу визначаємо за відомим газовим фактором

$$\Delta Q_g = \frac{\Delta Q_1 \cdot G_o}{1000}, \quad (2.14)$$

де ΔQ_g – додатковий видобуток газу;

G_o – газовий фактор.

Економічну ефективність ПГРП розраховуємо так:

$$E = 0,75((C_n - C_n) \Delta Q_n + (C_g - C_g) \cdot \Delta Q_g) - B_{грп} - B_{крс}, \quad (2.15)$$

де C_n – ціна нафти без ПДВ і ренти;

C_n – собівартість нафти;

C_g – ціна газу без ПДВ;

C_g – собівартість газу;

0,75 – коефіцієнт, який враховує погашення податку з прибутку;

$B_{грп}$ – вартість ГРП разом з витратами на всі види матеріалів;

$B_{крс}$ – вартість капітального ремонту.

Якщо $E > 0$, то застосування ГРП окупиться, оскільки процес економічно вигідний.

Економічні показники, прийняті для розрахунків, такі: ціна нафти без ПДВ і ренти $C_n = 1921$ грн/т; собівартість нафти $C_n = 659$ грн/т; ціна газу без ПДВ $C_g = 117$ грн/тис.м³; собівартість газу $C_g = 752$ грн/тис.м³; $B_{грп} = 150$ тис.грн; $B_{крс} = 150$ тис. грн.

Розрахована за формулою (2.14) ефективність ПГРП 1,94 млн. грн, тобто $E > 0$, і проведення процесу доцільне.

Звертаємо увагу на те, що вклад від реалізації додаткового видобутку газу в економічну ефективність не перевищує 5 %, тому його можна не враховувати.

Запропоновано укрупнену методику наближеної оцінки окупності 1000 грн витрат на ПГРП, яку акумульовано в такій залежності:

$$0,75 (C_n - C_n) \Delta Q_n^1 = 1000, \quad (2.15)$$

де ΔQ_n^1 – кількість тонн додаткового видобутку нафти для окуплення 1000 гривень витрат (як частини витрат на проведення ПГРП), який назвемо коефіцієнтом окупності витрат $-K_{o.v}$, тобто $K_{o.v} = \Delta Q_n^1$.

$$K_{o.v} = 1000 / (0,75 (C_n - C_n)). \quad (2.16)$$

Тепер легко розрахувати додатковий видобуток нафти $\Delta Q_{n.o.v}$, необхідної для окуплення витрат, за залежністю

$$\Delta Q_{n.o.v} = (B_{зрп} + B_{крс}) K_{o.v}. \quad (2.17)$$

Додатковий видобуток нафти $\Delta Q_{n.прб}$, за яким визначаємо очікуваний прибуток, розрахуємо за залежністю

$$\Delta Q_{n.прб} = \Delta Q_n - \Delta Q_{n.o.v}. \quad (2.18)$$

Очікуваний ефект (чистий прибуток) розрахуємо так:

$$E_{прб} = \Delta Q_{n.прб} \cdot 0,75 (C_n - C_n). \quad (2.19)$$

Наприклад, якщо 1000 грн - це частина витрат для проведення ПГРП, за (2.16) розрахуємо

$K_{o.v} = 1000 / (0,75 (1921 - 659)) = 1,06$ т, інакше, для окуплення 1000 грн витрат на ПГРП необхідно видобути додатково 1,06 т нафти. Видобуток нафти, необхідний для окуплення витрат на проведення ПГРП за (2.17) дорівнює $\Delta Q_{n.o.v} = (180 + 150) 1,06 = 339$ т, очікуваний додатковий видобуток нафти $\Delta Q_{n.прб}$, за яким

визначаємо прибуток за (2.19) дорівнює $\Delta Q_{н.прб} = 1921 - 339 = 1582$ т. Очікуваний прибуток за (2.19) $E_{прб} = 1,94$ млн. грн.

У табл. 2.13 наведено приклад розрахунку ефективності ПГРП у свердловині 60-Струтинська.

Таблиця 2.13

Оцінка очікуваної ефективності ПГРП

Параметри	Одиниці виміру	Значення
Коефіцієнт продуктивності свердловини до ПГРП	м ³ /(д МПа)	0,102
Безрозмірний коефіцієнт продуктивності після ПГРП	-	0,232
Очікувана кратність збільшення коефіцієнта продуктивності свердловини	-	2,29
Дебіт нафти перед ПГРП	т/д	4,6
Видобуток до ПГРП	т	1519
Очікуваний дебіт після ПГРП	т/д	10,6
Видобуток після ПГРП	т	3470
Очікуваний додатковий видобуток після ПГРП	т	1921
Витрати на ПГРП (ГРП+КРС)	тис.грн	320
Коефіцієнт окупності витрат	т на 1000 грн	1,06
Додатковий видобуток нафти для окупл. витрат	т	339
Додатковий видобуток нафти для прибутку	т	1921
Економічний ефект	тис.грн	1940

У свердловині 60-Струтинська було проведено ПГРП із використанням полімеремульсійного розчину та закріплено тріщини, розміри якої близькі до оптимальних. Фактично після проведення ПГРП у свердловині 60-Струтинська додатково видобуто 2060 т нафти, що є на рівні запланованого.

Таким чином, показано надійність та ефективність удосконалення методики проектування зі зміною оптимальної величини критеріальних параметрів та з урахуванням коефіцієнта фазової проникності для нафти. Підтвердженням надійності та ефективності проектування є результати гідродинамічних досліджень, які наведено в додатку А, і фактичний додатковий видобуток нафти у названих свердловинах.

Висновки до другого розділу

1. Удосконалено методику проектування ПГРП з позиції системного підходу, що включає поетапний вибір свердловин з оцінкою стану їх привибійної зони, знаходження оптимальних розмірів тріщини завдяки обґрунтовано зміненим оптимальним величинам критеріальних параметрів та з урахуванням коефіцієнта нафтопроницності, моделювання ПГРП і вибір параметрів його проведення для створення тріщини оптимальних розмірів.

2. Запропоновано новий додатковий критерій – емісію-енергетичний параметр для попереднього вибору свердловин для ПГРП, використання якого забезпечує швидке вишукування об'єктів та підвищує його ефективність.

3. Показано, що проектування ПГРП за удосконаленою методикою є більш прийнятне для умов нафтових родовищ України, що підтверджено результатами гідродинамічних досліджень і фактичним додатковим видобутком нафти на прикладах свердловин 60-Струтинська НГВУ "Долинанафтогаз" – 2060 т і у глибокій свердловині 14-Заводівська НГВУ "Бориславнафтогаз" – 8884 т.

РОЗДІЛ 3

УДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЇ ПОТУЖНОГО ГІДРАВЛІЧНОГО
РОЗРИВУ ПЛАСТА

На продуктивність свердловини після ПГРП визначально впливають не тільки фільтраційно-ємнісні властивості порід і ступінь кольматації привибійної зони, який оцінюють за величиною скін-ефекту свердловини, але й розміри створеної вертикальної тріщини в продуктивних пластах, її провідність і ступінь кольматації порід навколо тріщини під впливом рідини, яка нагнітається під час ПГРП.

Наявність кольматації порід у привибійній зоні і навколо тріщини після проведення ПГРП виявлена нами вже після перших робіт. На прикладі аналізу роботи ряду свердловин Струтинського родовища після ПГРП, як було показано в розділі 1, відбувається повільне збільшення дебіту свердловини до максимального, що спонукало нас провести дослідження впливу застосовуваних та розроблених нових рідин для ПГРП на коефіцієнт проникності порід і розробити заходи для зменшення їх кольматації. Для цього нами вперше вивчено вплив на коефіцієнт проникності порід родовищ України водного гелю на основі природного полімеру – гідроксипропілгуару (WGA-1), розробленого нами водного алюмогелю (АЛГ) на основі синтетичного полімеру – поліакриламід у полімеремульсійної рідини (ПЕМ) на основі поліакриламід, оксиетилцелюлози та реагенту WGA-1 з використанням товарної нафти на кернах родовищ України. Застосування розроблених нами рідин регламентовано СОУ 11.1-00135390-053:2007 „Гідравлічний розрив пласта” [95]. Для зменшення кольматації порід рідинами для ПГРП розроблено нову технологію двоетапного ПГРП з застосуванням міцелярних розчинів на етапі МГРП, яку захищено патентом [96].

3.1. Дослідження впливу рідин для потужного гідравлічного розриву пласта на проникність порід

Промисловий досвід застосування ПГРП засвідчив наявність кольматації

пласта рідиною, які нагнітаються під час його проведення, її фільтратом і продуктами розкладу. Вплив кольматації оцінено за зміною дебіту, коефіцієнта продуктивності, а також скін-ефекту свердловини з тріщиною.

Однак скін-ефект свердловини з тріщиною після ГРП, розрахований за формулою (1.18), оцінює вплив кольматації узагальнено. Оскільки формула описує псевдоусталений рух рідини до свердловини з тріщиною, тоді S_m у формулі (1.18) враховує також приплив рідини до свердловини, приплив до тріщини, зміну траєкторій руху рідини та зниження коефіцієнта проникності в зоні проникнення рідини розриву в породу тощо.

Перейдемо до розгляду впливу скін-ефекту тріщини на продуктивність свердловини з тріщиною. Скін-ефект тріщини під впливом рідини на водній основі зумовлений рядом факторів, а саме: насиченням породи навколо тріщини рідиною розриву, що зменшує коефіцієнт фазової проникності породи для вуглеводнів; ступенем і розміром зони кольматації порового простору навколо тріщини водною фазою з продуктами розкладу рідини розриву; ступенем кольматації стінок тріщини плівкою полімеру чи твердими частинками; кольматацією закріплювача в тріщині.

За Кінко-Лей і Самантяго [70] скін-ефект тріщини включає відношення проникностей – початкового коефіцієнта проникності пласта до коефіцієнта проникності у зоні кольматації k/k_s , та відношення ширини зони проникнення фільтрату в пласт перпендикулярно до стінки тріщини до її півдовжини w_s/x_f . Розрахункова формула для визначення скін-ефекту тріщини має такий вигляд:

$$S_{fm} = \left(\frac{\pi}{2}\right) \cdot \left(\frac{w_s}{x_f}\right) \cdot \left(\frac{k}{k_s} - 1\right), \quad (3.1)$$

де S_{fm} – скін - ефект тріщини;

w_s - глибина зони кольматації перпендикулярно до стінки тріщини;

x_f - півдовжина тріщини;

k і k_s – коефіцієнти проникності пласта і зони кольматації навколо тріщини, мкм².

З використанням формули (3.1) оцінимо зміну абсолютних значень S_{fm} під впливом всіх факторів.

Для цього нами здійснено розрахунки для наступних даних: очікувані значення зниження коефіцієнта проникності щодо початкової величини $k_s/k = 0,1, 0,05$ і $0,01$, які прийнято за результатами лабораторних експериментів (тобто $k/k_s = 10, 20$ і 100); глибина зони кольматації $0,05, 0,1$ і $0,5$ м з метою створення певного резерву надійності прогнозування; півдовжина тріщини - $10, 25, 50, 100$ і 150 м.

Результати розрахунків зведено в табл. 3.1.

Таблиця 3.1

Залежність скін-ефекту тріщини від її розмірів, зони і ступеня кольматації

Глибина зони скіну, м	Зміна півдовжини тріщини x_f при $k/k_s = 10$				
	10м	25 м	50 м	75 м	100 м
0,05	0,07	0,03	0,01	0,01	0,01
0,1	0,14	0,06	0,03	0,02	0,01
0,5	0,71	0,28	0,14	0,09	0,07
	Зміна півдовжини тріщини x_f при $k/k_s = 50$				
0,05	0,38	0,15	0,08	0,50	0,04
0,1	0,77	0,31	0,15	0,10	0,06
0,5	3,85	1,54	0,77	0,50	0,38
	Зміна півдовжини тріщини x_f при $k/k_s = 100$				
0,05	0,78	0,31	0,16	0,10	0,08
0,1	1,56	0,62	0,31	0,21	0,16
0,5	7,80	3,11	1,56	1,04	0,78

Аналізуючи результати розрахунків (табл. 3.1), можна побачити, що при постійному значенні k/k_s із зростанням глибини зони скіну від $0,05$ до $0,5$ м скін-ефект тріщини S_{fm} значно збільшується. І навпаки, збільшення півдовжини тріщини від 10 до 100 м при постійній глибині зони кольматації викликає зменшення її скін-фактора.

Після кольматації породи навколо тріщини на глибину $w_s = 0,1$ м при $x_f = 10$ м і зниженні коефіцієнта проникності в її зоні у 100 разів значення $S_{fm} = 1,56$, а вже для $x_f = 25$ м значення $S_{fm} = 0,62$. Для тріщин півдовжиною 100 м і більше, які розвиваються у низькопроникних колекторах, зміна кольматації $w_s = 0,1$ м до $k/k_s = 50$ менше впливає на продуктивність свердловини, бо її значення $S_{fm} < 0,1$.

Порівнюючи результати розрахунків скін-ефекту свердловини з тріщиною після гідравлічного розриву пласта (табл.1.1) і скін-ефекту тріщини (табл.3.1),

можна побачити, що якщо $k/k_s = 50$, скін-ефект тріщини може повністю нівелювати вплив ПГРП на продуктивність свердловини.

Аналіз впливу зони кольматації пласта навколо тріщини показав, що її ширина (перпендикулярно до стінки тріщини) і ступінь зниження коефіцієнта проникності породи навколо тріщини значно впливають на скін-ефект, тобто продуктивність свердловини після ГРП. Це найбільш відчутно для ПГРП з розвитком коротких тріщин $x_f \leq 25$ м і при значному зниженні коефіцієнта проникності порід.

Таким чином, для зменшення впливу кольматації порід рідиною розриву на продуктивність свердловин після ПГРП удосконалення технології доцільно здійснювати у напрямках: збільшення півдовжини тріщини x_f , зменшення ширини зони кольматації w_s , зменшення впливу рідини розриву на коефіцієнт проникності породи k_s та розроблення заходів для видалення продуктів розкладу рідин розриву.

Для проведення ПГРП на родовищах України використовуються різні рідини, а саме: поперечно зшитий гель із компонентів виробництва фірми „Clearwater, Inc”; водний гель на основі синтетичного полімеру поліакриламід – алюмогель і полімеремульсійна рідина на основі оксиетилцелюлози, ПАА чи реагенту WGA-1, які розроблені в НДПІ за нашою участю. Застосування цих рідин регламентовано нормативними документами ВАТ „Укрнафта” [95] з позиції розкриття, розвитку і закріплення тріщин, але не проведено повного дослідження їх впливу на коефіцієнт проникності порід.

Нижче наведено склад і реологічні властивості названих рідин для гідравлічного розриву пласта та їх вплив на кольматацію порід.

Поперечно зшитий гель із компонентів виробництва фірми „Clearwater, Inc”. Полімерна дисперсна фаза гелю зв’язана між собою в сітчастий каркас, а дисперсійне середовище замикається в його проміжках. Таким чином одержано структурований гель, який характеризується високою несучою здатністю, малою фільтратовіддачею, невеликими гідравлічними втратами.

Гель є неньютонівською рідиною, яка характеризується дуже високим коефіцієнтом уявної в’язкості, здатною змінюватись залежно від швидкості зсуву і

температури. Позитивним є здатність до зростання в'язкості при невеликих швидкостях зсуву, які очікуються в тріщині, та зниження її при великих швидкостях зсуву в трубах, що спричиняє зменшення гідравлічних втрат під час руху гелю до пласта. Водний гель на основі WGA-1 застосовують при пластових температурах від 30 до 100 °С.

Особливість утворення поперечно зшитих гелів із компонентів фірми „Clearwater, Inc” на основі гелеутворювача WGA-1 полягає в тому, що точка гелеутворення (раптова втрата текучості) настає в момент додавання зшивача.

До складу водного гелю входять: гелеутворювач марки WGA-1 (гідроксипропиловий гуар); інгібітор марки NCL-10; деемульгатор марки NE-20; біоочищувач марки Bio Clear-1000; зшивач марки BXL-10 C; руйнівник марки AP 1 Breaker. Співвідношення компонентів і технологію приготування водного гелю вибирають за рекомендаціями фірми „Clearwater, Inc” залежно від пластових умов розвитку тріщини.

Гелева рідина – алюмогель. Для приготування алюмогелю, розробленого в НДПІ ВАТ „Укрнафта”, застосовують наступні реагенти, співвідношення яких вибирають залежно від пластових умов: поліакриламід низькомолекулярний 0,7-0,8 % в розрахунку на суху речовину, регулятор рН – соляна кислота; комплексоутворювач – алюміній сірчаноокислий; зшивач – аміачна вода; деструктор – пероксид водню або персульфат амонію.

Псевдопластична полімеремульсійна рідина (ПЕМ). Емульсійні системи характеризуються регульованим коефіцієнтом в'язкості, обмеженою фільтрівністю, достатньою несучою здатністю закріплювача. Для приготування ПЕМ застосовують прісну або слабомінералізовану (пластову) воду, полімер-загущувач (поліакриламід низькомолекулярний, ОЕЦ або реагент WGA-1), нафтову (вуглеводневу) фазу, водонафторозчинну ПАР.

Наведені і в подальшому досліджувані рідини характеризуються наступними основними показниками:

- коефіцієнт уявної в'язкості при 25 °С: в НКТ при швидкості зсуву 600-1200 с⁻¹ – 450-650 мПа·с; в тріщині при швидкості зсуву 100 с⁻¹ – 1000- 1500 мПа·с;

- коефіцієнт інфільтрації в пластах з коефіцієнтом проникності від 0,0005 до 0,015 мкм² не вище $5 \cdot 10^{-4}$ м/хв^{0,5};
- коефіцієнт консистентності від 5000 до 18000 мПа сⁿ;
- показник (індекс) поведінки рідини $n = 0,46 \div 0,7$;
- температура застосування від 30 °С до 120 °С.

Для вивчення впливу рідин для ПГРП на кольматацію і коефіцієнт проникності порід у навколотріщинному просторі нами проведено лабораторні дослідження на установці дослідження коефіцієнта проникності кернів на натуральних взірцях з кернового матеріалу порід.

Для проведення дослідів виготовлено взірці з кернів, відібраних з продуктивних пластів нафтових і газових родовищ України, проведено їх екстрагування, визначено склад порід, їх коефіцієнт пористості та коефіцієнт абсолютної проникності (k_a).

Перша частина експериментів полягала у визначенні зміни коефіцієнта проникності порід рідинами для ПГРП. Визначали коефіцієнт абсолютної проникності повітрям k_a . Взірці порід насичували вуглеводневою рідиною (ВВР) з залишковою водою і визначали їх коефіцієнт проникності (k_l) для цієї рідини. Фільтрацію рідин, що застосовують при ПГРП – водного гелю WGA на основі гідроксипропилгуару, що одержують із реагентів фірми „Clearwater, Inc” імпортного виробництва, та розроблених в НДПІ рецептур алюмогелю і полімеремульсійної рідини, через взірці порід здійснювали при температурі 20 °С [86] протягом 30...60 хв і перепаді тиску на керн до 14 МПа, що приблизно відповідає умовам нагнітання рідин в пласт під час ПГРП. Після припинення фільтрації взірці прогрівали 6–12 годин у досліджуваній рідині при температурі 60...70 °С для деструкції гелю або полімеремульсійної рідини, щоб наблизитись до реальних температурних умов в тріщині більшості родовищ України. Витісняли ВВР фільтрат рідини для ПГРП із взірця і визначали, у зворотньому напрямку, коефіцієнт проникності взірців (k_2). Фільтрацію через взірці порід здійснювали при температурі 20 °С протягом 30...60 хв і перепаді тиску на керн до 15 МПа, що приблизно відповідає перепаду тиску між тріщиною і пластом під час гідравлічного розриву пласта. В табл. 3.2 наведено характеристику взірців досліджуваних порід,

параметри фільтрації рідин і зміну їх коефіцієнта проникності.

Під час досліджень нами виявлено такі характерні особливості проникнення рідини для ПГРП і фільтрату в пористе середовище:

– швидкість фільтрації рідин знижується зі збільшенням їх об'єму в такій послідовності: ПЕМ на основі ОЕЦ, гель WGA, АЛГ, ПЕМ на основі ПАА;

– під час фільтрації гелевих рідин (гелю WGA, АЛГ) на вхідній поверхні кернів формується щільна плівка з полімерів, товщина якої залежить від об'єму профільтрованої рідини (з 5-7 см³ рідини утворюється плівка товщиною 0,5-1,0 мм). Під час термостатування взірців у рідині розриву спочатку деструктується гель, а плівка спочатку розбухає, а потім втрачає структуру і частково або повністю розчиняється у цій рідині;

– під час фільтрації ПЕМ щільна плівка на торці взірця не формується, тільки на його поверхні відкладається дещо густіший розчин ПЕМ;

– властивості фільтрату досліджуваних рідин на виході з керна залежать від його початкового коефіцієнта проникності. На виході зі зразків низькопроникних порід ($k_a < 20 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$) у фільтраті не виявлено полімерів навіть у випадках, коли профільтрований об'єм рідин був значно більшим за об'єм пор. Це підтверджується осіданням практично всієї кількості полімерів з рідини на вхідній поверхні керна. Після фільтрації рідин через більш проникні породи ($k_a < (20-50)10^{-3} \text{ мкм}^2$) у фільтраті рідини на виході керна спостерігали сліди полімерів, концентрація яких була на порядок нижчою від концентрації у рідині для ПГРП. Наскрізню фільтрацію технологічних рідин виявлено тільки під час фільтрації їх через високопроникні породи ($k_a = 270 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$). Тут частинки полімеру затримувались у поровому середовищі колектора вибірково залежно від розміру, тому коефіцієнт проникності взірця знижувалась по всій довжині;

Результати досліджень впливу рідин розриву на коефіцієнт проникності порід

Номер керна	Характеристика кернів до фільтрації				Параметри фільтрації рідин ПГРП								
	L, см	d, см	m, %	$k_0, \text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$ (за по - вітрям)	$k_1, \text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$ (за ВРР)	рідина насичення	прокач. об'єм, $V, \text{см}^3$	перелад тиску, МПа	час фільт- рації, хв	рідина промивання керна	проникн. після фільтрації, $k_2, \cdot 10^{-3}$	відношення проникностей, k_2/k_1 для середнє керна	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Фільтрація водного гелю на основі реагенту WGA-1													
1286	5,3	2,66	17,5	270,0	180,0	ВВР	18,0	0,5-3,0	35	ВВР	60,0	0,315	0,315
7256 а	4,9	2,72	16,0	43,0	24,2	ВВР	7,0	2-13	30	ВВР	9,7	0,40	
6711 а	4,6	2,70	12,0	9,5	5,2	ВВР	2,5	5-12	32	ВВР	2,4	0,46	0,48
7257 а	5,0	2,70	14,5	34,0	19,0	ВВР	3,7	4-12	40	ВВР	10,9	0,57	
Фільтрація алюмогелю													
6-2 а	4,3	2,71	13,5	20,0	11,4	ВВР	3,3	5-14,2	24	ВВР	6,3	0,51	
6-3 а	4,9	2,66	13,0	19,6	9,1	ВВР	5,6	5-13,5	35	ВВР	3,2	0,35	0,43
1051 а	4,8	2,65	13,0	15,6	8,1	ВВР	6,0	3-12,8	42	ВВР	3,5	0,43	
Фільтрація полімерульсійної рідини на основі реагенту ПАА													
5873 а	5,8	2,70	11,5	15,0	8,3	ВВР	4,6	2,4-6,2	40	ВВР	4,16	0,5	0,51
9862 а	5,9	2,70	9,1	4,5	2,8	ВВР	6,5	7-14	58	ВВР	1,43	0,52	

– прослідковується тенденція зростання ступеня закупорки кернів із збільшенням профільтованого об'єму рідин.

Зміна коефіцієнтів проникності кернів після фільтрації гелевих і полімеремульсійних рідин та їх фільтрату відбувається повсюдно, зниження її практично однакове для досліджених та застосовуваних нами рідин і становить в середньому $k_2/k_1 = 0,43 \dots 0,51$ від початкової.

Друга частина експериментів стосується визначення глибини кольматації порід. Цю частину експериментів проведено для визначення кольматації порід на різній віддалі від входу фільтрату рідини розриву і зміни їх коефіцієнтів проникності.

Під час експерименту спочатку визначали коефіцієнт абсолютної проникності повітрям k_a . Взірці порід із залишковою водою насичували вуглеводневою рідиною (ВВР) і визначали їх коефіцієнт проникності (k_1) для цієї рідини. Потім, як і у першій частині експериментів, фільтрували через взірці породи рідини для гідравлічного розриву пласта: водний гель WGA, алюмогель, полімеремульсійна рідина розчин із застосуванням ОЕЦ. Визначали у зворотному напрямку коефіцієнт проникності взірців ВВР (k_2) і повітрям (k_3). Фільтрацію через взірці порід здійснювали при температурі 20 °С протягом 30...60 хв і перепаді тиску на керн до 15 МПа, що орієнтовно відповідає перепаду тиску між тріщиною і пластом під час ПГРП.

Після цього зі сторони входу в керн рідин ПГРП послідовно зрізали шари породи по одному міліметру і знову визначали коефіцієнт проникності кернів по рідині (k_4) або по повітрю (k_5) у зворотному напрямку. Оцінювали відновлення коефіцієнтів проникності порід k_4/k_1 або k_5/k_a та ступінь їх кольматації, а значить і глибину проникнення полімеру.

У табл. 3.3 наведено характеристику взірців досліджуваних порід, параметри фільтрації рідин і зміну їх коефіцієнтів проникності.

Результати досліджень впливу рідин розриву на глибину кольматації і коефіцієнти проникності порід

Номер взірців	Характеристика кернів до фільтрації рідин ПГРП				Дані про фільтрацію рідин ПГРП						Зрізано породи з вхідн. торця керна, мм		Проникність керна після зрізу шару породи, мкм ² 10 ⁻³		Відношення проникнос- тей	
	L, см	m, %	k _{ср} , мкм ² 10 ⁻³	k ₁ по рід., мкм ² 10 ⁻³	тип рідини	об'єм, мл	тиск, МПа	проникність після фільтрації, мкм ² 10 ⁻³		відношення проникнос- тей		по рід., k ₁	по повіт р., k ₅	β ₃ = k ₄ /k ₁	β ₄ = k ₅ /k _а	
								по рід., k ₂	по повіт, k ₃	β ₁ = k ₂ /k ₁	β ₂ = k ₃ /k _а					
79068	4,16	14,2	41,0	24,9	ПЕМ на ОЕЦ	6,0	1,6- 3,7	11,9	-	0,48	-	12,2	-	0,49	-	
4103	5,7	13,1	44,9	18,1	Гель WGA	4,0	7-15	5,2	-	0,29	-	6,1	-	0,34	-	
88103-6	5,58	8,0	2,4	1,1	алюмо- гель	6,2	7,0	0,24	0,57	0,22	0,41	-	1,95	-	0,81	
3020	5,6	7,5	1,0	0,3	алюмо- гель	3,5	7,0	0,07	0,45	0,29	0,45	-	0,83	-	0,83	
4707	4,2	13,5	26,1	12,8	ПЕМ на ОЕЦ	20,0	3-6,4	3,43	7,1	0,27	0,28	-	0,92	-	0,92	
1210	5,1	8,0	8,0	1,0	ПЕМ на ОЕЦ	10,0	8- 15,5	0,15	0,65	0,15	0,26	-	13,9	-	0,53	
82101-5	5,2	8,2	2,0	1,0	ПЕМ на ОЕЦ	2,0	7-15	0,42	0,6	0,42	0,3	-	18,6	-	0,70	
												-	21,3	-	0,82	
												-	0,97	-	0,39	
												-	1,6	-	0,64	
												-	1,78	-	0,89	
												-	1,86	-	0,93	

Під час проведених досліджень нами виявлено такі характерні особливості проникнення рідини для ПГРП і фільтрату в пористе середовище:

- швидкість фільтрації рідин знижується із збільшенням їх об'єму в такій послідовності: ПЕМ на основі ОЕЦ, гель WGA, алюмогель;

- під час фільтрації гелевих рідин (гелю WGA, АЛГ) на вхідній поверхні кернів формується щільна плівка з полімерів, товщина якої залежить від об'єму профільтрованої рідини (із 5-7 см³ рідини товщина плівки становить 0,5-1,0 мм);

- в низькопроникних породах ($k_a < 2,4 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$), незалежно від типу рідин (алюмогель, ПЕМ на основі ОЕЦ), вже після видалення невеликого шару 2,0-2,3 мм взірця зі сторони входу рідини розриву досягається дуже високий коефіцієнт відновлення проникності порід по повітрю $k_5/k_a = 0,88 \dots 0,93$. Тому можна вважати, що глибина проникнення полімеру в низькопроникні породи невелика, і основна частина полімеру осаджується на вхідній поверхні і приторцевій частині породи керна;

- у породах з більшим коефіцієнтом проникності ($k_a = 26,1 - 44,9 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$) глибина проникнення зростає. Наприклад, досліди для $k_a = 26,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ показали, що після видалення з вхідного торця 2,0...4,5 мм породи досягнуто збільшення коефіцієнта відновлення проникності від 0,53 до 0,82. У породах з ще більшим коефіцієнтом абсолютної проникності ($k_a = 41,0 \dots 44,9 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$) після послідовного видалення шарів породи від 1,1 до 4,0 мм коефіцієнти відновлення проникності по ВВР були всього $k_4/k_1 = 0,45 \dots 0,54$, що свідчить про значну глибину проникнення полімеру і закупорку породи за межами цієї зони;

- на наш погляд, відношення k_5/k_a і k_4/k_1 неспівставимі і можуть свідчити тільки про факт більшої кольматації у проникніших взірцях, але не про кількісні співвідношення впливу рідин на коефіцієнт проникності.

Отже, підсумовуючи результати проведених нами лабораторних досліджень впливу рідин для ПГРП на кольматацію порід і приплив пластових флюїдів у свердловину, можна зробити такі висновки:

– на вхідній поверхні взірців формується плівка полімеру або густий осад компонентів, що викликає зниження коефіцієнта проникності під час зворотної фільтрації через взірці породи;

– причинами кольматації порід у навколотріщинному просторі є також входження в поровий простір фільтрату і полімерних частинок рідин розриву, що призводить до значного скін-ефекту тріщини. Глибина входження полімерних частинок зростає зі збільшенням коефіцієнта проникності породи;

– всі досліджені рідини розриву викликають майже однакове зниження коефіцієнта проникності (в середньому $k_2/k_1 = 0,43 - 0,51$ від початкової), отже ефективність застосування нових рідин може бути пов'язана тільки зі зменшенням ціни одного кубометра їх порівняно з імпортними рідинами;

– для зменшення кольматації навколотріщинного простору необхідно розробляти заходи для попередження проникнення в поровий простір полімерних частинок під час ПГРП або/і способів розчинення кольмуючих частинок і заходів для зменшення впливу фільтрату рідин розриву на фазову проникність пластових флюїдів.

3.2. Розробка технології двоетапного потужного гідравлічного розриву пласта

Під час розкриття пласта нафтовидобувних свердловин у привибійну зону проникає фільтрат промивальної рідини, а під час їх експлуатації вона додатково насичується рідинами глушіння на водній основі, водою, що нагнітається для підтримання пластового тиску, та, в певних умовах, відкладеннями смол і асфальтенів. Для видалення з привибійної зони водного середовища, відмивання важких вуглеводнів і руйнування емульсій запропоновано і ефективно використовується обробка міцелярними розчинами (МР) [96, 97, 98].

Міцелярний розчин на основі нафтових сульфонатів є ультрамікродисперсною колоїдною системою, до складу якої входять нафтові сульфонати як поверхнево-активна речовина, вуглеводнева рідина і вода. Такий розчин характеризується дуже низьким значенням міжфазного натягу на межі як з нафтою, так і з водою та має

достатньо високий коефіцієнт динамічної в'язкості і структурно-реологічні властивості, чим і пояснюється його висока нафто- і водовитисна здатність. Крім цього, міцелярний розчин на основі нафтових сульфонатів має солюбілізуючу здатність, тобто може утримувати в об'ємі нафту і продукти відмивання привибійної зони.

Використання МР для обробки привибійної зони свердловини дозволяє відновлювати початковий коефіцієнт проникності пласта і збільшувати дебіт свердловини внаслідок зниження міжфазного натягу на границі міцелярний розчин – нафта, руйнування водонафтової емульсії у пластових умовах, відмивання важких вуглеводнів і залишкової нафти з порового колектора пласта [97]. Наприклад, 5% -ний по активній речовині розчин „карпатола” або концентрату нафтових сульфонатів (КНС) або суміролу знижує поверхневий натяг на границі розчин-нафта до 0,002...0,01 мН/м, тоді як на границі вода-нафта він дорівнює 10-20 мН/м.

Наведені міркування щодо механізму дії МР в пористому середовищі і висока ефективність використання для обробки привибійної зони послужили передумовою застосування їх під час гідравлічного розриву пласта.

Для з'ясування впливу МР на відновлення коефіцієнт проникності після проникнення в пласт фільтрату рідини для ПГРП нами проведено лабораторні дослідження, результати яких наведено в табл. 3.4.

Взірці порід насичували ВРР з залишковою пластовою водою (табл. 3.4) і визначали коефіцієнт проникності (k_f) у прямому напрямку. Фільтрацію міцелярного розчину і рідини розриву здійснювали також у прямому напрямку через взірці порід в кернотримачі при температурі 20 °С і перепаді тиску на керн до 12 МПа за 10...30 хв, що приблизно відповідає умовам нагнітання рідин в пласт під час ПГРП. У взірець нагнітали послідовно МР об'ємом половини об'єму порового простору, після чого діяли рідиною розриву, щоб поровий простір наситився її фільтратом (ФРР). Після припинення фільтрації взірці виймали, ставили в термостат у досліджуваній рідині при температурі 60...70 °С і витримували 12 годин. Знову розміщували взірець у кернотримачі і зворотньою фільтрацією ВРР об'ємом

близько трьох об'ємів порового простору, витіснили з ядра ФРР і МР і визначали коефіцієнт проникності взірців (K_6).

Аналізуючи результати експериментів, наведених в табл. 3.4, нами виявлено такі характерні особливості проникнення МР і ФРР в пористе середовище:

– швидкість фільтрації рідин поступово підвищується для МР і знижується зі збільшенням профільованого об'єму ФРР;

– під час фільтрації МР на входній поверхні кернів формується плівка із важких вуглеводнів, яка захищає потім поровий простір від проникнення частинок полімерів із водних гелів WGA і алюмогелю, як це показано дослідями (табл. 3.4). Кірка із полімерів нещільна і легко руйнується;

– під час фільтрації ПЕМ спостерігалась наявність дещо густішого розчину ПЕМ на поверхні ядра.

Порівняльний аналіз результатів експериментів, наведених в табл. 3.2 і табл. 3.4, показав, що наявність МР в поровому просторі сприяє підвищенню вилучення з нього ФРР і забезпечує значно краще відновлення коефіцієнтів проникності породи. Для досліджуваних рідин відновлення коефіцієнта проникності з застосуванням МР досягає $k_6/k_1 = 0,67...0,76$, тоді як без нього $k_2/k_1 = 0,43...0,53$.

Отже, насичення порового простору МР перед проникненням у нього ФРР сприяє зменшенню кольматації його рідиною розриву.

Для визначення глибини проникнення МР у поровий простір під час проведення ПГРП попередньо визначають об'єм міцелярного розчину, який як правило приймають половині об'єму рідини для ПГРП і об'ємну швидкість нагнітання його у свердловину під час проведення МГРП. Ці параметри ми визначали, виходячи з необхідності насичення привибійної зони пласта і створення тріщини, довжина якої перевищує зону кольматації. Для цього використовують програму Меєра MFrac [66], яка, з нашого досвіду, адекватно описує процес ГРП.

Таблиця 3.4
Відновлення коефіцієнтів проникності кернів після витіснення фільтрату рідини розриву міцелярними розчинами

Номер керна	Характеристика кернів до фільтрації					Параметри фільтрації рідин ПГРП					Середнє відношення проникувальностей, k_5/k_1		
	L, см	d, см	m, %	$k_0, \text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$ (за повітрям)	$k_1, \text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$ (за ВРР)	тип рідини насичення	прокач. об'єм, см^3	тип рідини	перепад тиску, МПа	проникув. після фільтрації, ВРР, $k_5, \text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$	відношення проникувальностей k_2/k_1	k_5/k_1	k_2/k_1
Фільтрація водного гелю на основі реагенту WGA-1													
7256 б	6,0	2,72	16,0	43,0	24,2	ВРР	3,5	МР	2-10	20	0,83		
6711 б	7,5	2,7	12,0	9,5	5,2	ВРР	3,5 22,0	ФРР ВРР	4-11	3,2	0,62	0,76	0,48
7257 б	7,0	2,7	14,5	34	19,0	ВРР	3,2 3,2 20	МР ФРР ВРР	3-10	15,5	0,82		
Фільтрація алюмогелю													
6-2 б	7,5	2,71	13,5	20	11,4	ВРР	3,0 3,0 20,0	МР ФРР ВРР	4-12	8,0	0,7		
6-3 б	6,8	2,66	13	19,6	9,1	ВРР	2,8 2,8 18,0	МР ФРР ВРР	4-12	5,5	0,6	0,67	0,43
1051 б	6,4	2,65	13,0	15,6	8,1	ВРР	2,5 2,5 16,0	МР ФРР ВРР	3-10	5,7	0,7		
Фільтрація полімеремулсійної рідини													
5873 б	6,6	2,7	11,5	15,0	8,3	ВРР	2,5 2,5 17,0	МР ФРР ВРР	2-7	6,2	0,75	0,75	0,51
9862 б	7,0	2,7	9,1	4,5	2,8	ВРР	2,2 2,2 15	МР ФРР ВРР	5-12	2,1	0,75		

Моделювання перебігу МГРП здійснюють наступним чином: спочатку нагнітають в пласт замість пластової води з ПАР міцелярний розчин (MP1) на основі нафтових сульфонатів, частину якого залишають в НКТ і обсадній колоні над пластом. Наступний етап ПГРП розпочинають із нагнітання в свердловину рідини розриву (гелю, ПЕМ чи іншої), яка витісняє в розкриті тріщину і навколотріщинний простір пласта решту міцелярного розчину (MP2).

Розрахунок розвитку тріщини під час нагнітання першої і другої порції міцелярного розчину проводять за моделлю РКН, а для рідини гідравлічного розриву пласта – за моделлю 3D. Також розраховують, з використанням моделі розвитку тріщини, профіль проникнення в навколотріщинний простір першої та другої порції міцелярного розчину і фільтрату рідини для ПГРП. Для цього спочатку розраховують:

– об'єм тріщини та її поверхню на кожному етапі нагнітання

$$V_{if} = 2x_f \cdot h_f \cdot w, \quad (3.2)$$

де V_{if} – об'єм рідини на i -тому етапі нагнітання;

h_f – висота тріщини;

i – етап нагнітання, $i=1,2,3 \dots n$.

$$S_{if} = 4x_f \cdot h_f, \quad (3.3)$$

де S_{if} – поверхня тріщини на i -тому етапі нагнітання;

– об'єм втрат рідини з тріщини в пористе середовище пласта

$$V_{ifemp} = V_i - V_{if}, \quad (3.4)$$

де V_i – загальний запомпований об'єм рідини на i -тому етапі;

– середній об'єм втрат рідини з тріщини на одиницю поверхні

$$V_{ifemp1} = V_{ifemp} / S_{if}, \quad (3.5)$$

де V_{ifemp1} – середній об'єм втрат рідини з тріщини на одиницю поверхні;
– коефіцієнт втрат рідини з тріщини

$$C_{if} = V_{ifemp1} / (t_i)^{0.5}, \quad (3.6)$$

де C_{if} – коефіцієнт втрат рідини з тріщини;
 t_i – час нагнітання на i -тому етапі;
– середній коефіцієнт втрат рідини з тріщини

$$C_t = \sum_{i=1}^n \frac{C_{if}}{i}, \quad (3.7)$$

– тривалість нагнітання рідини в будь-якій точці її довжини на віддалі від осі
від $x_f=0$ до $x_f=x_f$

$$\Delta t_j = t_{jk} - t_j, \quad (3.8)$$

де t_{jk} – час нагнітання в пласт всього об'єму;
 t_j – час нагнітання даного об'єму;
 $j = 1, 2, 3, \dots, k$;
– сумарний об'єм втрат рідини з тріщини на одиницю поверхні в будь-якій
точці її довжини на віддалі від $x_f=0$ до $x_f=x_f$

$$V_{if}^{сум} = C_t \cdot \sum_{j=1}^k (\Delta t_j)^{0.5}, \quad (3.9)$$

– глибину проникнення рідини з тріщини в пористе навколотріщинне
середовище в будь-якій точці її довжини на віддалі від $x_f=0$ до $x_f=x_f$

$$h_{if} = V_{if}^{с.м} / m, \quad (3.10)$$

де m – коефіцієнт пористості породи.

За описаною методикою, на прикладі свердловини 720-Долинська, нами проведено розрахунки (табл. 3.5), які використано для побудови профілю проникнення фільтрату рідин навколо поперечного перерізу тріщини, показаного на рис. 3.1.

Таблиця 3.5

Моделювання розвитку тріщини ПГРП у свердловині 720-Долинська

Інтеграл перфораци	Модель ГРП, тип рідини і інтервал розкриття тріщини, м	Об'єм рідини, $V_i, \text{м}^3$	Тривалість нагнітання				Розміри вертикальної тріщини			Серед. коеф. втрат рідини в породу, $C_t, \text{м}^3 / (\text{м}^2 \cdot (\text{хв})^{0.5})$	Глибина проникнення рідини та її фільтрату в поровий простір, $h_{if}, \text{м} \cdot 10^{-2}$
			$t_j, \text{хв}$	$(t_j)^{0.5}, (\text{хв})^{0.5}$	$\Delta t = (t_k - t_j)$	$(\Delta t)^{0.5}$	півдовжина, $x_f, \text{м}$	висота, $h_f, \text{м}$	серед. ширина, $w, \text{м} \cdot 10^{-2}$		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Vg 2802–2840	2D - РКН, МР 1, 2805–2818	0,2	0,14	0,37	23,3	4,82	4,3	13,0	0,07	0,145	7,0
		9,94	7,1	2,66	16,6	4,07	43,8	13,0	0,12	0,145	5,9
		18,1	12,9	3,59	10,8	3,28	60,7	13,0	0,13	0,145	4,8
		33,2	23,7	4,87	0	0	84,0	13,0	0,14	0,145	0
	2D - РКН, МР 2, 2805–2818	0,2	0,14	0,37	8,91	2,98	4,3	13,0	0,07	0,139	4,1
		6,02	4,29	2,1	5,01,	2,23	33,2	13,0	0,11	0,139	3,1
		10,2	7,29	2,7	1,99	1,4	44,5	13,0	0,12	0,139	2,0
		13,0	9,28	3,05	0	0	50,7	13,0	0,12	0,139	0
	3D, ПЕМ, 2803–2820	0,83	0,55	0,74	36,5	6,04	12,6	13,4	0,14	0,084	5,1
		8,0	5,3	2,3	31,7	5,63	46,7	14,3	0,19	0,084	4,7
		21,2	11,3	3,36	25,8	5,07	86,2	15,4	0,23	0,084	4,3
		43,0	21,3	4,62	15,7	3,96	128,4	16,4	0,26	0,084	3,3
	61,2	28,6	5,35	8,4	2,9	158,5	17,0	0,28	0,084	2,4	
	82,3	37,0	6,08	0	0	165,5	17,3	0,41	0,084	0	

Спочатку побудовано незалежні профілі проникнення у навколотріщинний простір першої і другої порції міцелярного розчину та фільтрату ПЕМ як функцію довжини тріщини, тобто $h_{if} = f(x_f)$. Після цього, використавши принцип суперпозиції, додали значення ординат h_{if} для однакових значень абсцис x_f і побудували сумарний профіль проникнення послідовно запомпованих у тріщину рідин.

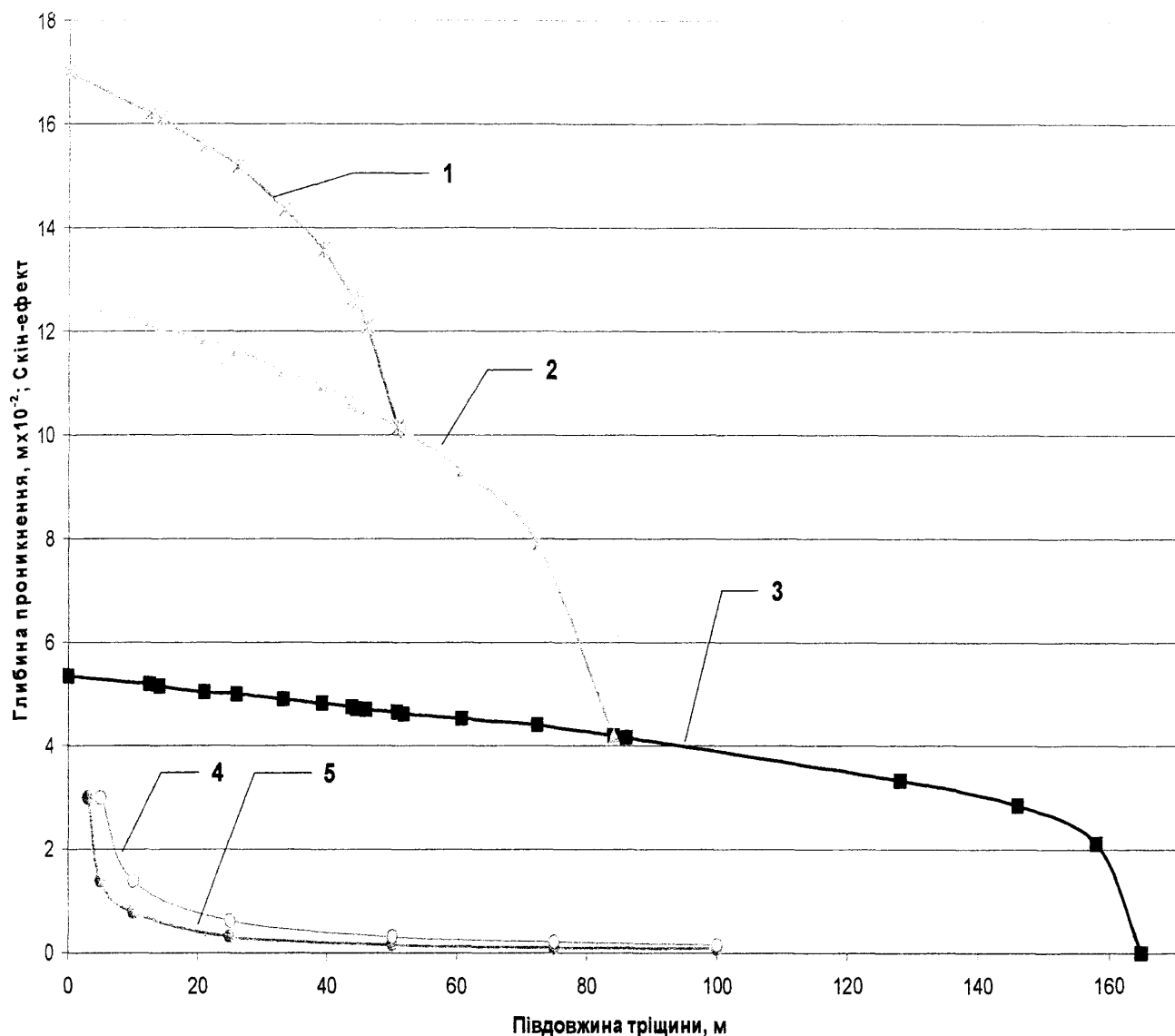


Рис. 3.1. Профіль проникнення фільтрату рідин навколо поперечного перерізу тріщини

1 – перша порція МР; 2 – друга порція МР; 3 – ПЕМ; 4 – скін-ефект при глибині кольтатації 0,1 м і $k/k_s = 100$; 5 – скін-ефект при глибині кольтатації 0,05 м і $k/k_s = 100$;

Під час проведення цих розрахунків нами показано (рис.3.1) профіль проникнення рідин, а саме:

– глибина проникнення фільтраційних втрат кожної окремо запомпованої рідини у навколотріщинний простір, особливо для МР, найбільша біля устя тріщини і спадає спочатку дуже повільно, а біля її вершини – швидко;

- профіль зони фільтраційних втрат рідини розриву ПЕМ подібний до поперечного профілю тріщини, хоч значно ширший;
- профілі зони фільтраційних втрат рідин МР1 і МР2 опукліші;
- сумарна висота ординат h_{if} профілів проникнення МР1 і МР2 значно, у декілька разів, більша за ординату проникнення ПЕМ;
- зона проникнення МР1 і МР2 по абсцисі x_f значно менша за зону проникнення ПЕМ.

Звертаємо увагу на характер зміни скін-ефекту тріщини S_m внаслідок кольматації навколотріщинного простору під впливом рідини розриву, який зображено на рис. 3.1 за даними табл. 3.1. Залежності $S_m = f(x_f)$ показано внизу рисунка для $h_{if} = 0,05$ і $0,1$ м для зниження коефіцієнта проникності щодо початкової величини $k_s/k = 0,01$. За даними табл. 3.1 найбільші значення S_m виникають біля устя тріщини, в зоні $x_f < 50$ м, де досягають величин $S_m = 0,78 \dots 1,56$, тобто таких, як виявлено аналізом даних промислового експерименту. Власне у цій зоні спостерігають найбільшу глибину проникнення фільтраційних втрат МР1 і МР2, що сприятиме якісному очищенню навколотріщинної зони.

Отже, для комплексного вирішення задачі щодо обмеження втрат рідини для гідравлічного розриву пласта у стінки тріщини і наступного очищення навколотріщинного простору від кольматації нами розроблено спосіб ПГРП [99, 100], де під час МГРП здійснюють нагнітання в пласт замість пластової води з ПАР міцелярний розчин (МР1) на основі нафтових сульфонатів, частину якого залишають в НКТ і обсадній колоні над пластом. Наступний етап ПГРП розпочинають із нагнітання в свердловину рідини розриву (гелю, ПЕМ чи іншої), яка витісняє в розкриті тріщину і навколотріщинний простір пласта решту міцелярного розчину (МР2), а потім, потрапляючи в тріщину, розвиває її і транспортує закріплювач для її закріплення.

3.3 Промислові випробування технології двоетапного потужного гідравлічного розриву пласта

Для здійснення пропонованого способу ПГРП нами вибрано свердловину 720

Долинського родовища НГВУ „Долинанафтогаз”, що експлуатує ямненські відклади. Штучний вибій – 2845 м. Інтервал перфорації – 2802-2840 м. Продуктивний пласт представлений дрібнозернистим пісковиком, коефіцієнт пористості якого знаходиться в межах 12-14 %, а коефіцієнт абсолютної проникності його складає $0,006-0,01 \cdot 10^3 \text{ мкм}^2$. Свердловина експлуатується глибинно-насосним способом з дебітом нафти $9,8 \text{ м}^3/\text{д}$ при обводненості 28 % і газовому факторі $160 \text{ м}^3/\text{т}$. Пластовий тиск рівний 27 МПа, а пластова температура $76 \text{ }^\circ\text{C}$.

У свердловині провели послідовно МГРП, а потім потужний ГРП із закріпленням тріщини кварцовим піском фракції 0,6-1,2 мм в кількості 7,5 т.

Для проведення МГРП був вибраний міцелярний розчин на основі нафтових сульфонатів з молекулярною масою 450. Склад міцелярного розчину наступний:

- нафтові сульфонати – 6 %
- нессульфовані вуглеводні – 15 %
- вода – решта.

Даний міцелярний розчин має такі характеристики: міжфазний натяг $0,003 \text{ мН/м}$, коефіцієнт динамічної в'язкості – $8 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ і динамічне напруження зсуву 6 Па .

Для здійснення МГРП приготували 50 м^3 вищевказаного міцелярного розчину. Провели МГРП із нагнітанням у свердловину $46 \text{ м}^3 \text{ МР}$, із них 33 м^3 запомпували в пласт при витраті $1,3-1,4 \text{ м}^3/\text{хв}$ і тиску на гирлі від 40 МПа на початку нагнітання до 45 МПа в кінці нагнітання. В НКТ і обсадній колоні залишили $13 \text{ м}^3 \text{ МР}$. Графік проведення МГРП у свердловині 720-Долинська наведено на рис. 3.2.

Після нагнітання в свердловину міцелярного розчину припинили нагнітання і записали темп зниження тиску протягом трьох годин. За результатами проведеного МГРП визначили гідравлічні втрати тиску в НКТ (16 МПа), коефіцієнт проникності віддаленої зони пласта ($0,01 \cdot 10^3 \text{ мкм}^2$), висоту створеної вертикальної тріщини (13 м), півдовжину тріщини (84 м), ширину її у відкритому стані ($0,24 \cdot 10^{-2} \text{ м}$), вибійний тиск змикання тріщини (54 МПа).

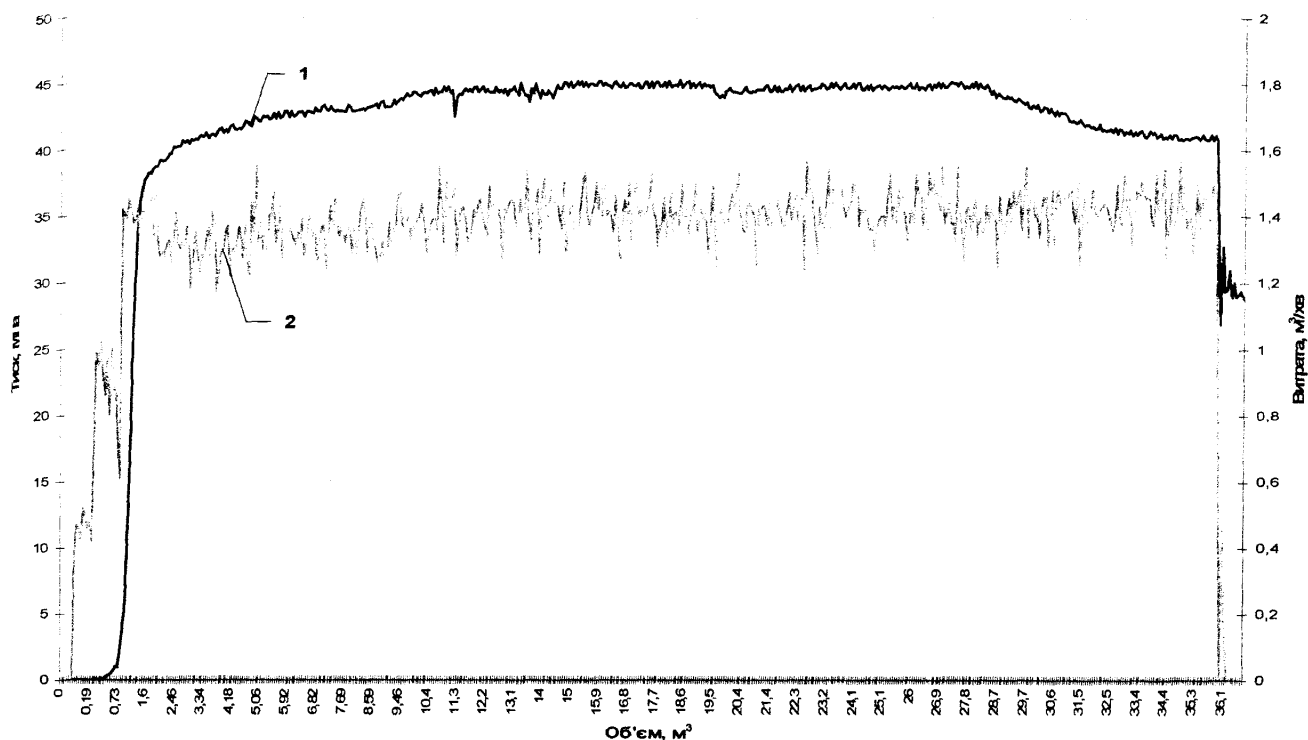


Рис. 3.2. Зміна основних параметрів під час МГРП
у свердловині 720-Долинська
1 – тиск на гирлі; 2 – витрата

На основі одержаних під час МГРП даних внесли корективи в проект проведення потужного ГРП і провели його в такій послідовності. Із НКТ і обсадної колони шляхом нагнітання технологічної рідини витіснили в пласт 13 м^3 міцелярного розчину, після чого в пласт почала поступати технологічна рідина. Всього запомповано 43 м^3 ПЕМ без закріплювача тріщин, 37 м^3 ПЕМ із кварцовим піском фракції 0,6-1,2 мм, концентрацію якого в пульпі поступово підвищували від 20 кг/м^3 на початку до 225 кг/м^3 в кінці, і 13 м^3 рідини (пластової води) на протискування. Витрата ПЕМ під час ПГРП $2,5 \text{ м}^3/\text{хв}$, при цьому тиск на гирлі свердловини знаходився в межах від 48 МПа до 54 МПа.

Після закінчення нагнітання свердловину закрили для стабілізації тиску і записали темп його зниження в часі. На основі одержаних параметрів процесу ПГРП визначили розрахунковим шляхом розміри створеної тріщини: півдовжина тріщини – 165 м, висота – 17 м, максимальна ширина тріщини у відкритому стані $0,78 \cdot 10^{-2}$ м, ширина тріщини у закритому стані $-0,1 \cdot 10^{-2}$ м, провідність

тріщини $0,178 \text{ мкм}^2 \cdot \text{м}$.

У свердловині провели термометричні дослідження, на основі чого встановили, що тріщина утворилась в інтервалі 2802-2836 м. Після цього спустили глибинно-насосне обладнання в попередній компоновці, освоїли свердловину без ускладнення і ввели її в експлуатацію.

Контрольні заміри дебіту свердловини показали, що дебіт нафти після ПГРП збільшився від $9,8 \text{ м}^3/\text{д}$ до $22 \text{ м}^3/\text{д}$ при зниженні обводненості до 20 % і газовому факторі $160 \text{ м}^3/\text{т}$. Додатковий видобуток нафти становив 5987 т, газу - $1,37 \text{ млн. м}^3$, що є хорошим результатом після ГРП з ямненських відкладів. Крім того після проведення ПГРП свердловина збільшила дебіт до максимального протягом одного місяця, що свідчить про якісне очищення привибійної зони після проведення ПГРП, на першому етапі якого нагнітають міцелярний розчин.

Графік роботи свердловини 720-Долинська після ПГРП наведено на рис.3.3.

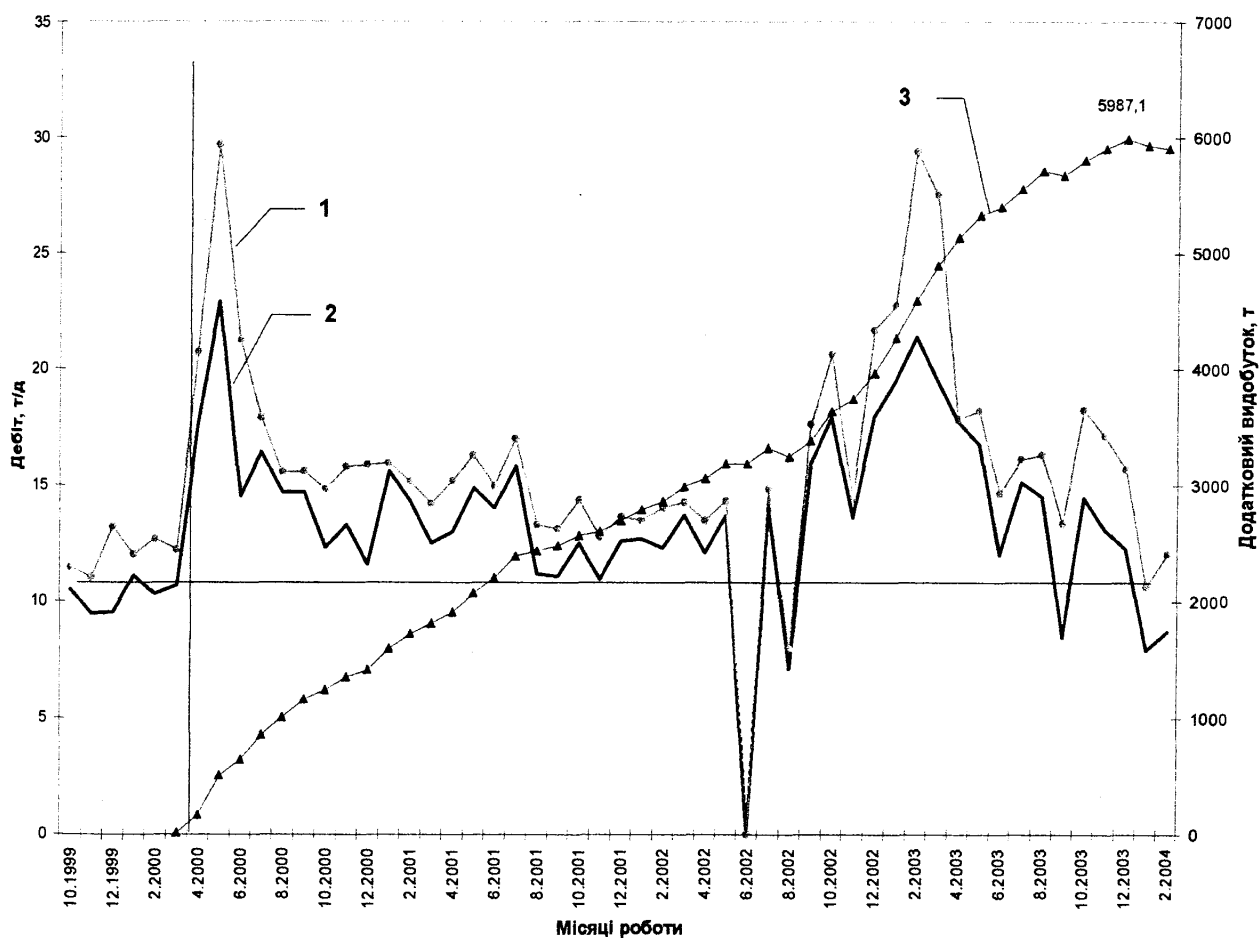


Рис. 3.3. Графік роботи свердловини 720-Долинська до і після ПГРП:

1 – дебіт рідини; 2 – дебіт нафти; 3 – додатковий видобуток

Узагальнюючи картину проникнення рідин МР1, МР2 і фільтрату ПЕМ у навіколотріщинний простір як функцію довжини тріщини, за результатами промислового експерименту ПГРП і результати лабораторних досліджень впливу МР на відновлення коефіцієнта проникності порід після зниження її ФРР, можна побачити, що розроблений спосіб ПГРП достатньо обґрунтований. На цій основі розпочато широке промислове впровадження нової технології.

Висновки до третього розділу

1. Досліджено вплив імпортованих і нових, захищених нами патентами, рідин для ПГРП на коефіцієнт проникності порід і виявлено її зниження в межах 0,43...0,51 від початкової. Зниження коефіцієнта проникності практично однакове для всіх досліджених та застосовуваних нами рідин.

2. Виявлено, що наявність МР в поровому просторі сприяє підвищенню вилучення з нього фільтрату рідини розриву і забезпечує значно краще відновлення коефіцієнта проникності породи. Для досліджуваних рідин відновлення коефіцієнта проникності з застосуванням МР знаходиться в межах 0,67...0,76. Отже, насичення порового простору МР перед проникненням у нього фільтрату рідини розриву сприяє зменшенню кольматації продуктивного пласта у півтора рази.

3. Розроблено нову патентнозахищену технологію двоетапного ПГРП для зменшення кольматації порового простору рідинами для гідравлічного розриву пласта з попереднім використанням мицелярних розчинів на етапі МГРП із метою наступного очищення навіколотріщинного простору від продуктів розкладу технологічних рідин.

РОЗДІЛ 4

РОЗРОБКА МЕТОДИКИ ОПЕРАТИВНОГО КЕРУВАННЯ ПРОЦЕСОМ ПОТУЖНОГО ГІДРАВЛІЧНОГО РОЗРИВУ ПЛАСТА ПІД ЧАС РОЗВИТКУ І ЗАКРІПЛЕННЯ ТРІЩИН

4.1. Обґрунтування методики оперативного керування процесом потужного гідравлічного розриву пласта

Потужний ГРП проводять з великими витратами технологічних рідин і закріплювача тріщин при високих тисках, а тривалість процесу становить всього 30-60 хв, тому приймати рішення про зміну параметрів нагнітання для оперативного керування технологією потрібно негайно. Зміну параметрів під час гідравлічного розриву пласта передбачити дуже складно в зв'язку зі складними геолого-промисловими умовами свердловин Передкарпаття і ДДЗ, такими як: розчленованість продуктивного розрізу (від 3 до 350 м перфорованого розрізу), неоднорідність фільтраційно-ємнісних характеристик пластів і напружень в них, значним діапазоном залягання продуктивних пластів (від 800 до 6000 м) тощо.

Коректування технологічних параметрів під час проведення ПГРП (об'ємів рідин, концентрації і маси закріплювача, витрати рідини і тиску під час нагнітання) з метою недопущення передчасного випадання закріплювача тріщин у пласті потребує розуміння закономірностей перебігу розкриття тріщин у відповідних умовах. Проведення процесу у глибоких свердловинах ускладнюється ще і тим, що перед входженням закріплювача тріщин у пласт значну частину пульпи (рідини для ПГРП із закріплювачем тріщин) запомповано в свердловину, тому цей об'єм рідини розриву та концентрацію закріплювача вже не можна відкоректувати, але необхідно передбачувати, які ефективні зміни параметрів ПГРП можна зробити для успішного проведення процесу.

Наприклад, у свердловині 2-Ярошівська проведено ПГРП та В-15 в інтервалі 3857,6 - 3872,0 м. Ефективна товщина пласта становить близько 11 м, коефіцієнт

пористості 16 % і коефіцієнт проникності $20 \cdot 10^{-3}$ мкм², пластовий тиск 20 МПа, пластова температура 103 °С. ПГРП проведено через 73 мм НКТ з пакером, спущеним до глибини 2549 м. Об'єм НКТ і обсадної колони під ними 22 м³.

З графіка ПГРП, показаного на рис.4.1, можна прослідкувати перебіг процесу за зміною у часі витрати рідин і тиску на гирлі свердловини. У верхній частині графіка показано об'єми і послідовність рідин, що нагнітали у свердловину, а в нижній частині - об'єми і послідовність нагнітання їх в пласти.

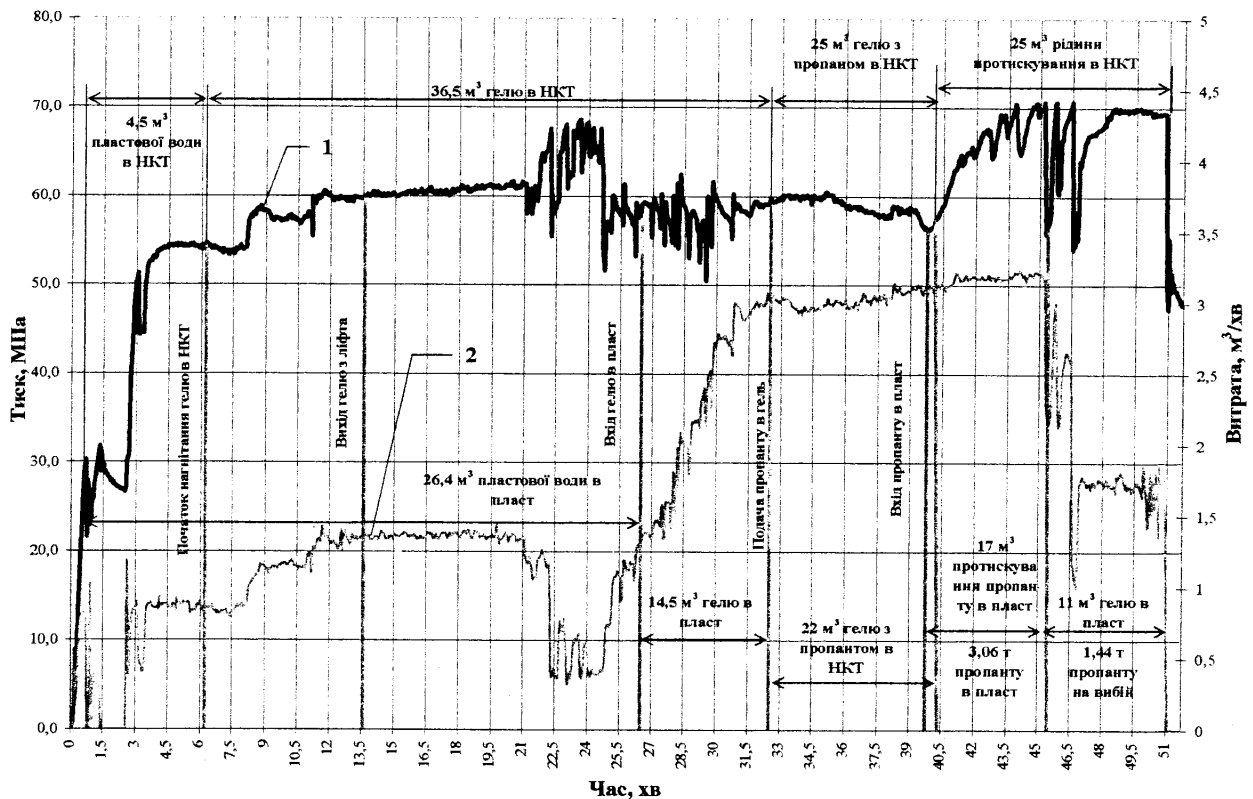


Рис. 4.1. Зміна витрати і тиску на гирлі під час ПГРП у свердловині 2-Ярошівська:

1 – тиск на гирлі; 2 – витрата рідини

Спочатку зі свердловини у пласт витіснили 26,4 м³ води з витратою 1,5 м³/хв, після чого у пласт розпочали нагнітати гелі. Зауважимо, що зниження витрати гелю до 0,5 м³/хв викликало збільшення тиску на гирлі через зміну його реологічних властивостей, пов'язаного зі зміною режимів руху неньютонівської рідини.

У свердловину запомповано $36,5 \text{ м}^3$ водного гелю на основі гуарових смол WGA-1, слідом за ним - пульпу, що складалася з 25 м^3 цього ж гелю і $4,5 \text{ т}$ пропанту РР 16/30 (середня концентрація пропанту в пульпі 180 кг/м^3), і 25 м^3 пластової води в суміші з залишками гелю для протискування пульпи в пласт. Під час нагнітання у пласт пульпи з витратою $3,1 \text{ м}^3/\text{хв}$ тиск на гирлі поступово збільшувався і досягнув допустимої величини 70 МПа , очевидно, внаслідок випадання пропанту на вершині тріщини і зупинення її розвитку у довжину. Тому тріщина тільки розширювалась, і після входження в пласт 17 м^3 пульпи з $3,06 \text{ т}$ пропанту прийшлося знизити витрату пульпи до $2,5 \text{ м}^3/\text{хв}$, а потім - до $1,7 \text{ м}^3/\text{хв}$ і процес було передчасно зупинено. На вибої залишилось $1,44 \text{ т}$ пропанту, тобто 30% від маси, запланованої для закріплення тріщин.

Отже, у глибоких свердловинах, особливо з високим коефіцієнтом проникності продуктивних горизонтів невеликої товщини, необхідно постійно здійснювати контроль і оперативне керування розвитком і закріпленням тріщини під час проведення процесу. Саме у таких свердловинах найбільша кількість операцій пов'язана з передчасним випаданням закріплювача тріщин в пласті, на вибої та НКТ, що в подальшому приводить до ускладнень під час піднімання підземного обладнання, відновлення вибою та, як наслідок, зменшення продуктивності свердловин через кольматацію їх привибійної зони рідинами глушіння.

Подібні випадки передчасної зупинки процесу ПГРП через випадання закріплювача тріщин траплялись в інших глибоких свердловинах та у свердловинах, продуктивні пласти яких представлені високопроникними або тріщинними чи порово-тріщинними колекторами (1-Підсухівська, 923-Долинська, 354-Долинська та інші).

Отже, проблема інтерпретації перебігу процесу розвитку та закріплення тріщин за зміною параметрів ПГРП є ключовою для керування їх величинами, щоб забезпечити виконання процесу за проектом.

Саме тому основним завданням наших досліджень щодо керування перебігом гідравлічного розриву пласта є аналіз розкриття, розвитку та закріплення тріщин,

пошук шляхів прогнозування передчасної закупорки тріщини та розроблення заходів для запобігання цьому.

Перші спроби в цьому напрямку зроблено Г.К.Максимовичем (1957) та Д.Н. Кузьмичевим (1959) шляхом побудови індикаторних кривих ГРП, як залежності тиску від витрати рідини, і залежності коефіцієнта приймальності від тиску на вибої свердловини. Вказані підходи використав Ю.Д.Качмар [88, 89] для типізації індикаторних кривих, що допомогло здійснювати керування процесами ГРП, проведеними ньютонівськими рідинами при невеликих концентраціях піску, під час яких випадання піску на вершині тріщини відбувалось дуже рідко.

Метод контролю за розвитком і закріпленням тріщин із використанням індикаторних кривих є достатньо інформативним, але незручним для швидкого прийняття рішення про зміну режимів нагнітання рідини. Залежність тиску ГРП від витрати рідини, а не від часу ускладнює інтерпретацію розвитку і закріплення тріщини, а якщо процес здійснюється з постійною витратою, тоді така інтерпретація стає неможливою.

Тому для контролю за розвитком тріщини за час проведення гідравлічних розривів пласта нами застосовано ще не використовувану в українській нафтогазовій промисловості теорію К. Нольта і запропонований ним параметр ефективного тиску (p_{ef}) [40, 41]. Названий параметр визначають як різницю між вибійним тиском під час ПГРП та тиском змикання тріщини за формулою:

$$p_{ef} = p_v - p_b, \quad (4.1)$$

де p_{ef} – ефективний тиск розриву;

p_v – вибійний тиск під час ПГРП;

p_b – боковий гірничий тиск.

Потрібно зауважити, що величина p_v не постійна і змінюється за час ПГРП залежно від зміни півдовжини, ширини і висоти тріщини. Рідина розриву має певні реологічні характеристики, тому на величину p_v даного пласта (об'єкта, в якому розкривається тріщина) впливає вона і найбільше - витрата під час нагнітання

рідини у пласт. Боковий гірничий тиск, або тиск змикання тріщини найточніше визначають за даними МГРП, а якщо таких даних немає, то наближеними способами шляхом дослідження приймальності свердловини, або за статистичними даними шляхом узагальнення накопиченого досвіду.

Контроль за розвитком тріщин за параметром ефективного тиску повсюдно використовують американські фірми під час проведення ГРП, але в Україні такий метод ще не застосовували.

З метою застосування теорії К. Нольта для контролю за проведенням ПГРП в умовах родовищ України та виявлення особливостей перебігу процесу спочатку його впровадження нами проаналізовано понад 100 процесів ПГРП, проведених в 1997-2007 рр. [101], за даними комп'ютерних записів витрати і тиску. Враховано, що частину процесів проведено з МГРП і наступним ПГРП, а частину – без МГРП, іноді з перемінною витратою за час нагнітання в пласт.

Для розрахунку p_{ef} потрібно знати тиск змикання тріщини за даними МГРП. У випадках, коли МГРП не проведено, для наближеного прогнозування його величини нами знайдено статистичну залежність тиску змикання тріщин від глибини свердловини. Застосування такої залежності обґрунтовується тим, що тиск змикання тріщин зумовлений напруженим станом пласта у привибійній зоні під впливом бокового гірничого тиску.

За даними МГРП в 50 свердловинах родовищ Передкарпаття і ДДЗ глибиною від 1300 до 6000 м знайдено величини вибійного тиску змикання тріщин в пісковиках і проникних алевролітах, які нанесено на рис. 4.2 в залежності від глибини залягання продуктивного горизонту (позначено кружечками). Величини вибійного тиску, знайдені в свердловинах, де об'єктами для експериментального ПГРП були пласти, представлені аргілітами, щільними алевролітами, а також карбонатами (позначено зірочками), значно вищі, тому можуть слугувати для визначення породи в зоні розвитку тріщини і не враховані для розрахунку статистичних залежностей.

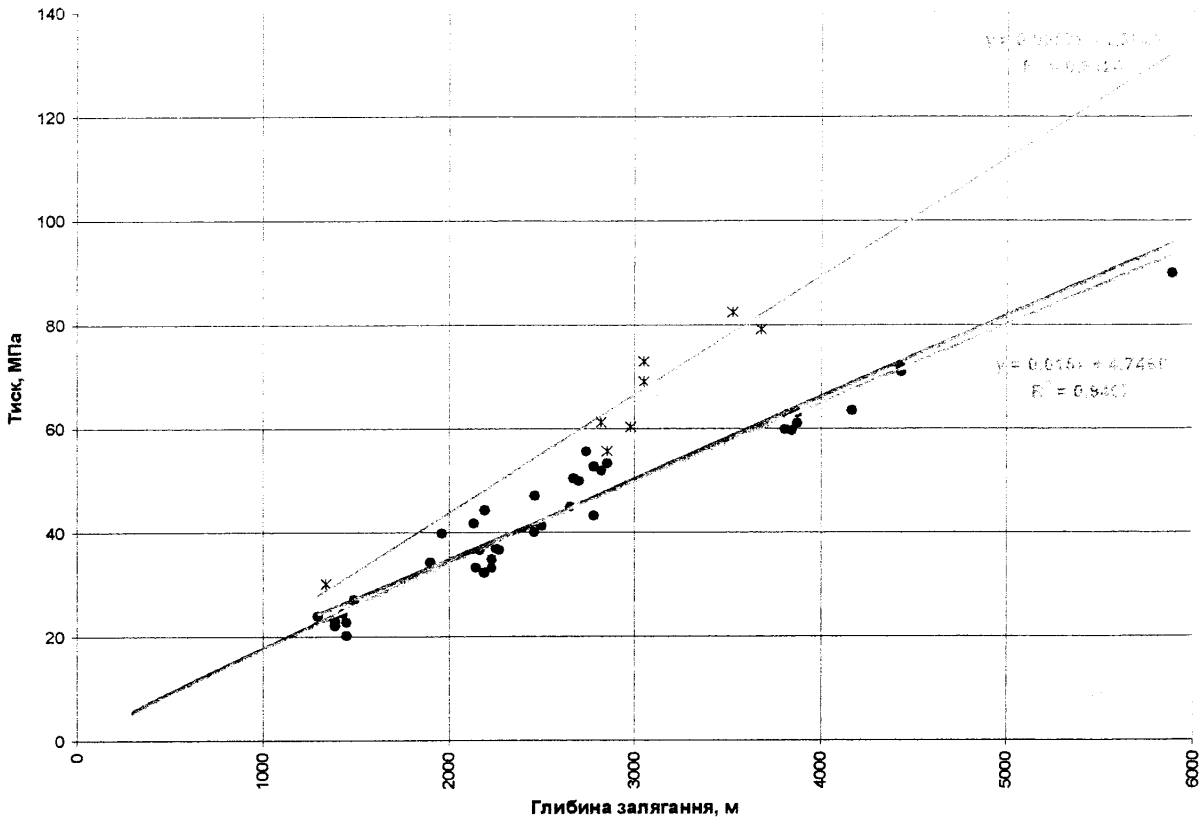


Рис.4.2. Залежність вибійного тиску змикання тріщин від глибини залягання об'єкта для ГРП в пісковиках і алевролітах.

Найбільший коефіцієнт кореляції 0,94 має лінійну залежність вибійного тиску змикання тріщин від глибини залягання об'єкта для ГРП у вигляді:

$$p_e = 0,015H + 4,75, \quad (4.2)$$

де H – глибина залягання пласта.

Отже, знайдено наближену залежність для прогнозування однієї зі складових формули (4.1) для розрахунку тиску змикання тріщин. Нашими дослідженнями експериментальних даних проведених МГРП і ПГРП буде показано, що деякі похибки у визначенні p_b не впливають на характер залежності $p_{ef}=f(t)$, тому залежність (4.2) може бути застосована для його розрахунку.

Друга складова для визначення ефективного тиску у формулі (4.1) тиск на вибої під час ПГРП – p_v , який розраховують за відомим тиском на гирлі за формулою:

$$p_v = p_z + p_{гст} - \Delta p_{втр} , \quad (4.3)$$

де p_z – тиск на гирлі;

$p_{гст}$ – гідростатичний тиск рідини (пульпи) на вибій свердловини;

$\Delta p_{втр}$ – гідравлічні втрати на рух рідини (пульпи) по НКТ і колоні.

Значення p_v та p_{ef} розраховують під час проведення ПГРП комп'ютерами станції керування і видають у вигляді графіка $p_{ef}=f(t)$, що використовують для інтерпретації розвитку тріщин, на основі чого здійснюють керування процесом, наприклад, коректування режимів нагнітання.

4.2. Аналіз зміни ефективного тиску під час розвитку і закріплення тріщини

Нами запропоновано методичні підходи до аналізу проведених ПГРП пласта зі спільним використанням двох графічних залежностей, які інформативно доповнюють одна одну: зміни витрати рідини та тиску на гирлі за час нагнітання в пласт і зміни ефективного тиску від часу нагнітання в логарифмічних координатах. Аналіз виконано на матеріалах понад 100 ПГРП у свердловинах родовищ України, в яких виявлено чотири типи залежностей ефективного тиску від часу нагнітання рідини для ПГРП в тріщину (часу проведення ПГРП) за характером розвитку тріщини. Наведені нижче типи кривих дозволяють передбачити поведінку розвитку тріщини під час її закріплення з метою проведення процесу згідно із запланованими параметрами і запобігання передчасного защемлення тріщини та випадання закріплювача на вибої свердловини.

Перший тип зміни ефективного тиску в часі показано на прикладі свердловин 354-Долинська НГВУ „Долинанафтогаз” та 59-Луквинська НГВУ „Надвірнанафтогаз”.

На рис. 4.3 і 4.4 показано зміну основних параметрів під час проведення ПГРП у свердловинах 354-Долинська та 59-Луквинська, відповідно, а в таблиці 4.1 – розрахунок величин вибійного та ефективного тисків під час проведення ПГРП у даних свердловинах.

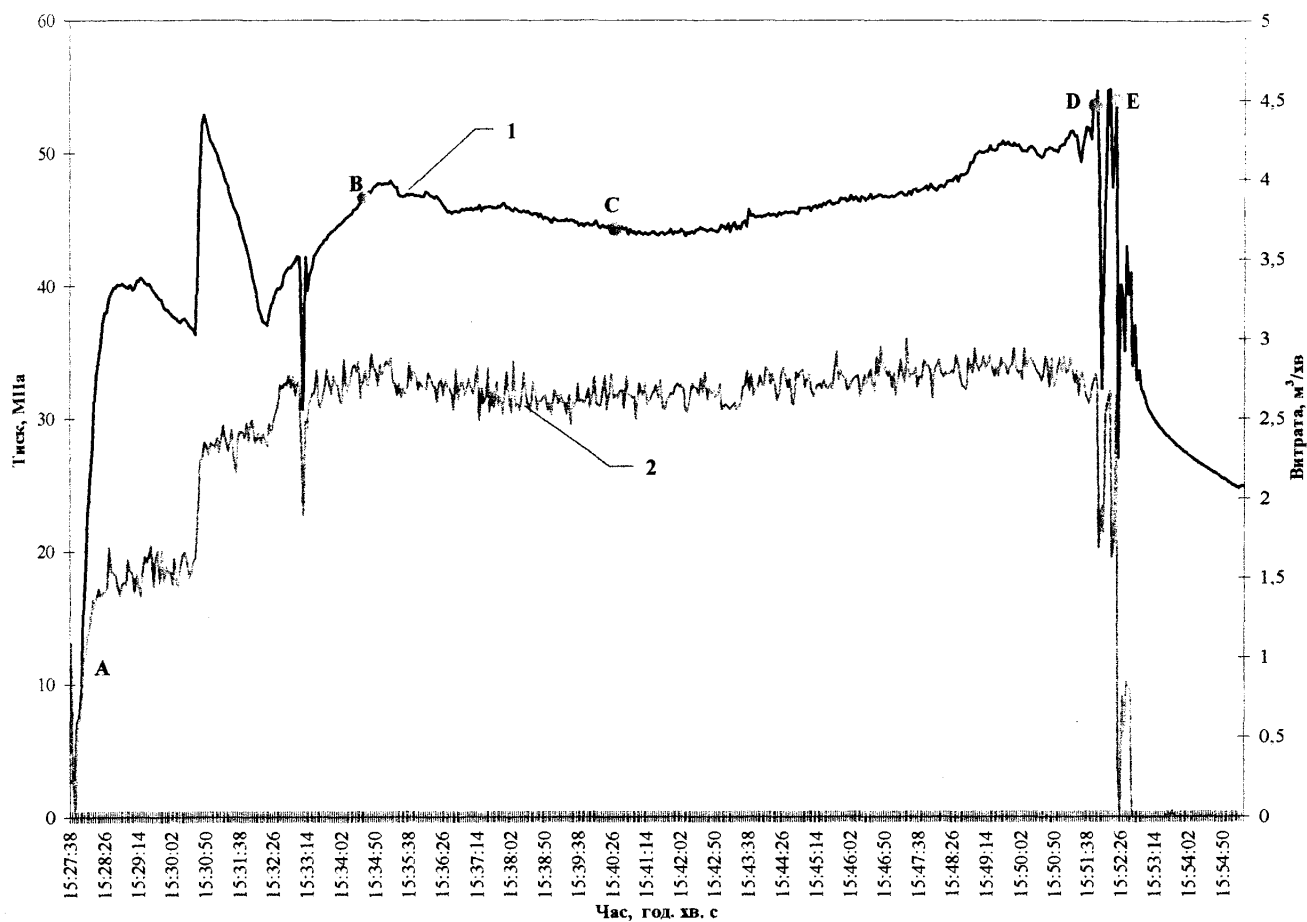


Рис. 4.3. Зміна витрати і тиску на гирлі під час ПГРП у свердловині 354-Долинська:

1 – тиск на гирлі; 2 – витрата рідини

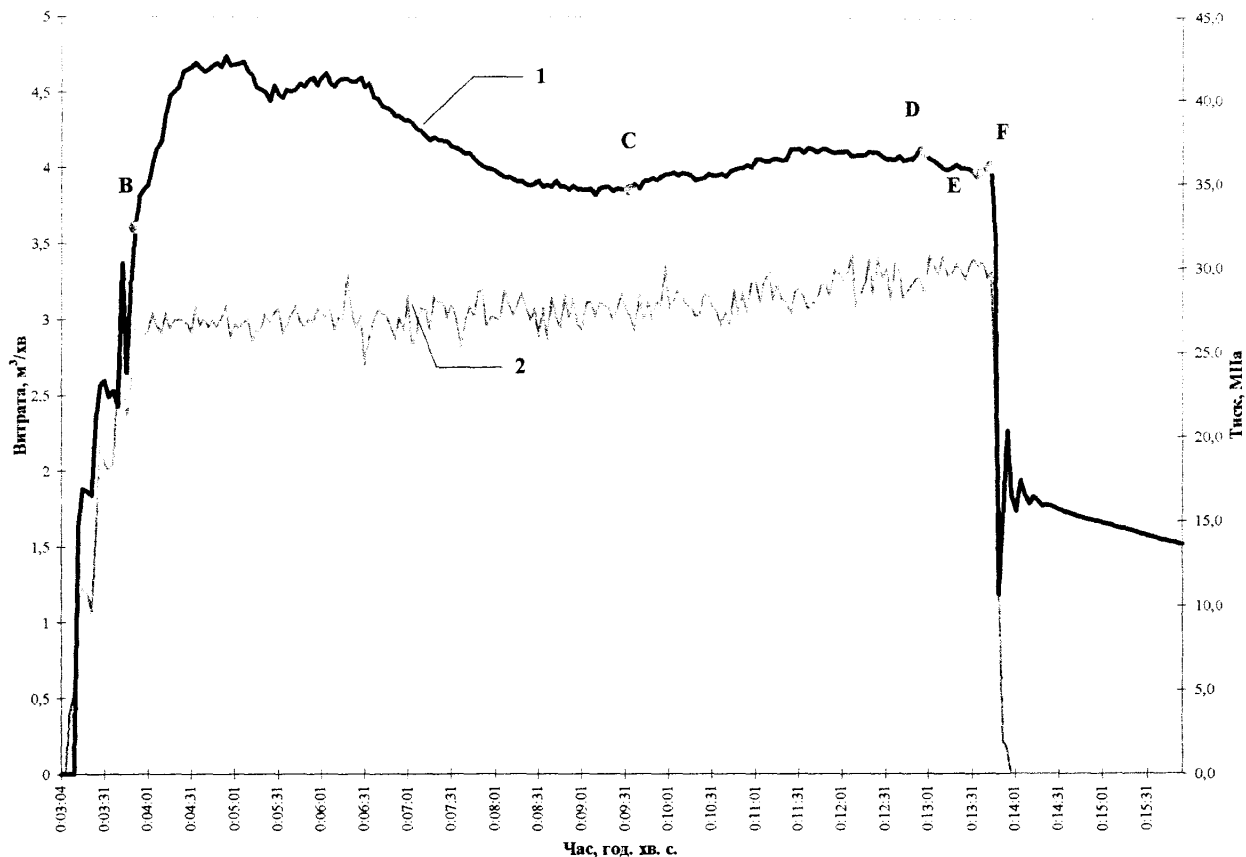


Рис. 4.3. Зміна витрати і тиску на гирлі під час ПГРП у свердловині 59-Луквинська:

1 – тиск на гирлі; 2 – витрата рідини

Таблиця 4.1

Фактичні та розрахункові значення параметрів ПГРП під час розвитку тріщини за першим типом зміни кривої ефективного тиску

Час нагнітання хв	Об'єм нагнітання м ³	Витрата м ³ /хв	Тиск на гирлі МПа	Тиск на вибої МПа	Ефективний тиск МПа	Примітка
Свердловина 354-Долинська						
1,00	1,1	1,54	39,5	43,5	0,5	
2,35	3,1	1,57	38,2	44,5	1,5	
2,45	5,1	2,34	50,7	45,3	2,3	
3,75	8,1	2,33	37,1	45,1	2,1	
4,50	10,1	2,70	42,1	46,6	3,6	
5,70	13,0	2,71	45,1	49,9	6,9	
6,50	15,1	2,71	47,7	52,6	9,6	Гель у пласт
7,10	16,1	2,73	47,6	52,5	9,5	
7,90	18,1	2,70	46,8	51,2	8,8	
9,00	21,1	2,69	45,8	50,5	7,5	
10,90	25,1	2,72	45,5	50,0	7,0	

Закінчення табл. 4.1

Час нагнітання хв	Об'єм нагнітання м ³	Витрата м ³ /хв	Тиск на гирлі МПа	Тиск на вибої МПа	Ефективний тиск МПа	Примітка
11,70	27,2	2,65	44,9	49,9	6,9	
14,00	36,0	2,66	44,3	48,4	5,4	Концентрація закріплювача 120 кг/м ³ у пласт
15,80	42,0	2,75	45,8	48,8	5,8	Концентрація закріплювача 190 кг/м ³ у пласт
19,80	51,0	2,79	47,6	50,3	7,3	Концентрація закріплювача 290 кг/м ³ у пласт
22,60	58,0	2,70	50,4	54,5	11,5	Концентрація закріплювача 300 кг/м ³ у пласт
23,30	60,0	2,78	49,3	52,2	9,2	Концентрація закріплювача 350 кг/м ³ у пласт
23,70	61,0	2,78	53,6	58,7	15,7	
Свердловина 59-Луквинська						
0,90	1,1	2,72	31,8	32,7	2,9	
1,60	3,0	2,97	41,8	40,5	10,9	
2,30	4,9	2,96	42,0	40,6	11,1	
3,00	7,0	2,95	40,8	39,6	10,1	
3,95	9,9	3,03	39,6	37,8	8,3	
4,70	12,1	3,10	37,2	35,2	5,7	
6,65	18,1	3,17	34,7	31,9	2,4	Концентрація закріплювача 200 кг/м ³ у пласт
9,50	26,8	3,23	36,7	32,7	3,1	Концентрація закріплювача 400 кг/м ³ у пласт
10,30	29,5	3,22	36,2	32,0	2,5	
10,95	31,6	3,31	35,9	32,3	2,8	

На рис.4.5 показано графіки зміни ефективного тиску в часі в процесі проведення ПГРП у свердловинах 354-Долинська та 59-Луквинська за даними, які наведені в табл.4.1

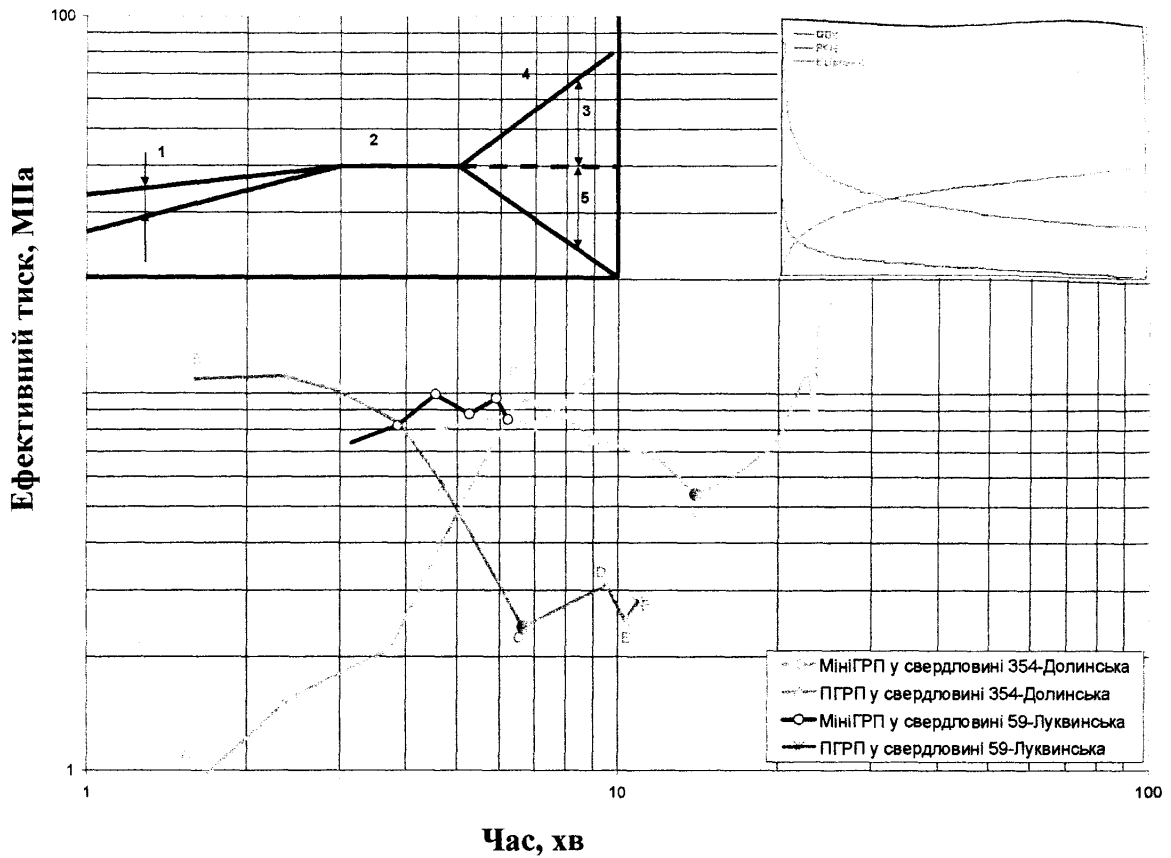


Рис.4.5. Перший тип зміни кривої ефективного тиску

Під час проведення процесу ПГРП у свердловині 354-Долинська в пласт запомповано 11 м^3 води (AB), 23 м^3 рідини розриву (BC), 23 м^3 гелю з 6,5 т пропанту (CDE) при витраті $2,8 \text{ м}^3/\text{хв}$ і максимальному тиску на гирлі до 53,0 МПа. Процес розпочався із витіснення води зі стовбура свердловини (AB) і супроводжувався зростанням ефективного тиску до критичної величини (9,6 МПа) на початку поступлення гелю в пласт. З поступленням гелю в пласт з 7 хв нагнітання почався ріст тріщини у висоту за п'ятим видом кривої Нольта (BC). З 14 хв нагнітання у пласт почав поступати пропант і частково випадати в тріщині, що викликало очікуване повільне підвищення ефективного тиску (CD) за третім видом Нольта. Після 20 хв кут нахилу кривої тиску до осі часу різко виріс внаслідок випадання пропанту у тріщині, в результаті чого виникла ситуація "стоп", яка продовжувалась збільшенням тиску і концентрації пропанту на одиницю площі тріщини, завдяки доупакуванню закріплювачем (DE).

У свердловині 59-Луквинська процес ПГРП проведено в інтервалі 1420 – 1486 м, який розпочали із нагнітання гелю, що був у стовбурі свердловини після МГРП. Всього у пласт запомповано 15 м^3 (BC) гелю, як рідини розриву і 20 м^3 гелю з 6500 кг закріплювача (CDEF) при витраті $3,3 \text{ м}^3/\text{хв}$ і максимальному тиску на гирлі до 41,0 МПа.

Після насичення пласта гелем (до трьох хвилин) тріщина розвивалась у висоту за п'ятим видом кривої Нольта. Можливо, сталося і розширення уже створених під час МГРП тріщин. З сьомої хвилини нагнітання (CD) пропант почав поступати у пласт, що відзначилось незначним збільшенням тиску за третім видом. Можливо тут відбувався розвиток тріщини у висоту і довжину одночасно. В кінці процесу тиск знизився (DE-V вид) – ймовірно розкрилась нова тріщина, яка відразу була заповнена більшою кількістю пропанту, після чого тиск почав різко зростати (EF) за IV видом Нольта.

На рис.4.5 також показано зміну ефективного тиску під час МГРП водою в свердловині 354-Долинська або гелем у свердловині 59-Луквинська, які нагнітали з витратою 1,5 і $2,0 \text{ м}^3/\text{хв}$. У перші хвилини нагнітання відбувались неусталені процеси, які не показані на графіку. Після стабілізації зростання ефективного тиску решту часу, до закінчення МГРП, тріщина розвивалась у довжину і дещо розширилась, тобто за першим видом кривої Нольта. Слід зауважити, що характер зміни ефективного тиску під час МГРП, проведеного на ньютонівських рідинах, іноді не відповідає характеру його зміни під час наступного ПГРП, проведених з використанням неньютонівських рідин. Тому за його результатами не можна надійно передбачати напрямки розвитку тріщини. Застосування ньютонівських рідин для МГРП зумовлено їх значно меншою вартістю та технологічною зручністю. В зв'язку з цим під час МГРП визначають тиск розкриття (закриття) тріщин і уточнюють фільтраційні характеристики пласта навколо тріщини, що необхідно для обґрунтованого моделювання перебігу ПГРП.

Отже, при перебігу процесу за першим типом зміни ефективного тиску розвиток тріщини відбувається за V видом зміни p_{ef} з переходом під час закріплення у III вид. В кінці закріплення іноді спостерігається закупорка тріщини за IV видом.

Ефективний тиск знижується до входження закріплювача в тріщину швидко, а після його входження зростає повільно. Тріщина достатньої довжини і ширини розвинулась на всю ефективну товщину продуктивного пласта і закріплена проектною кількістю закріплювача.

В обох випадках після росту тріщини у висоту ширина її була достатньою для закріплення проектною масою закріплювача. Але слід зауважити, що у наведених свердловинах відбулось розкриття нових тріщин вже після входження закріплювача в пласт (ефективний тиск знизився), що в подальшому привело до інтенсивнішого зростання тиску.

Якщо порівняти зміну ефективного тиску на етапі розвитку тріщини з еталонними кривими (справа нагорі графіка), то, очевидно, її розвиток здійснюється за вертикальною еліпсоїдальною моделлю.

Другий тип зміни ефективного тиску показано на прикладі свердловин 81-Луквинська та 923-Долинська, фактичні параметри проведення ПГРП яких наведено на рис. 4.6 і 4.7, а розрахункові значення ефективного тиску – в табл. 4.2.

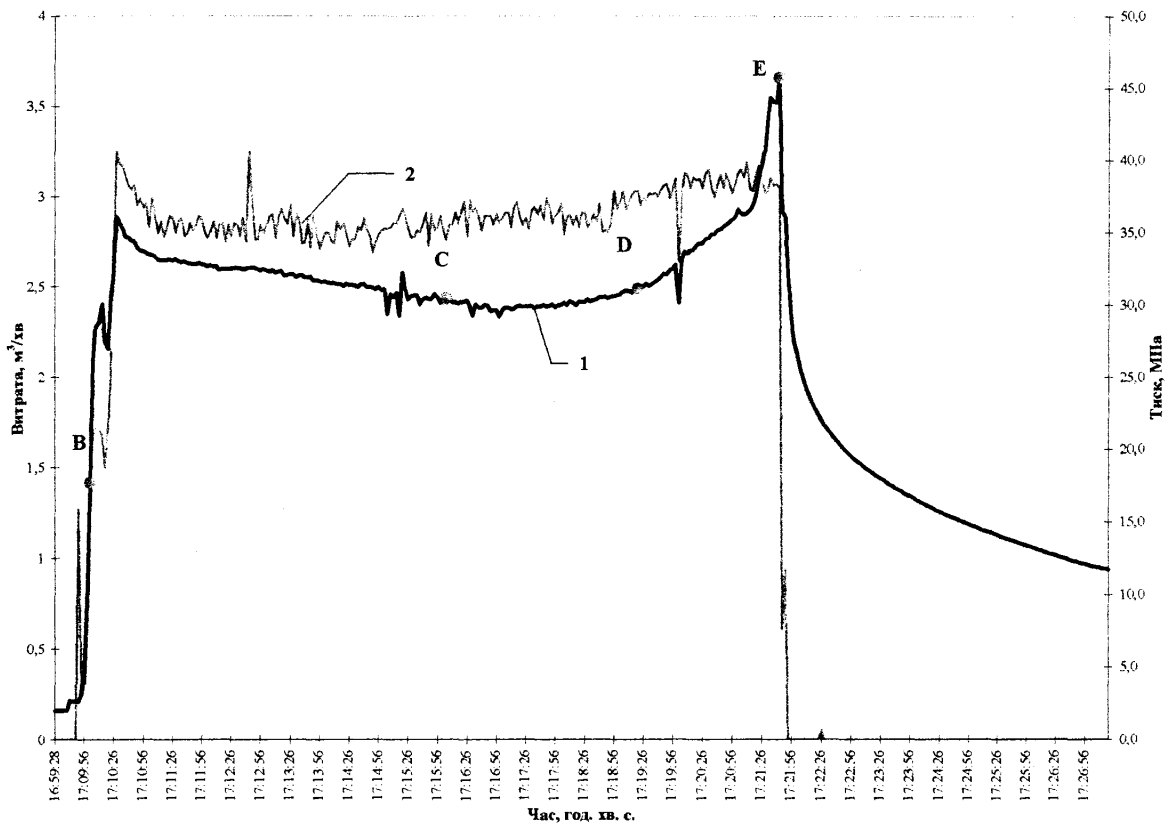


Рис. 4.6. Зміна витрати і тиску на гірлі під час ПГРП у свердловині 81-Луквинська:

1 – тиск на гірлі; 2 – витрата рідини

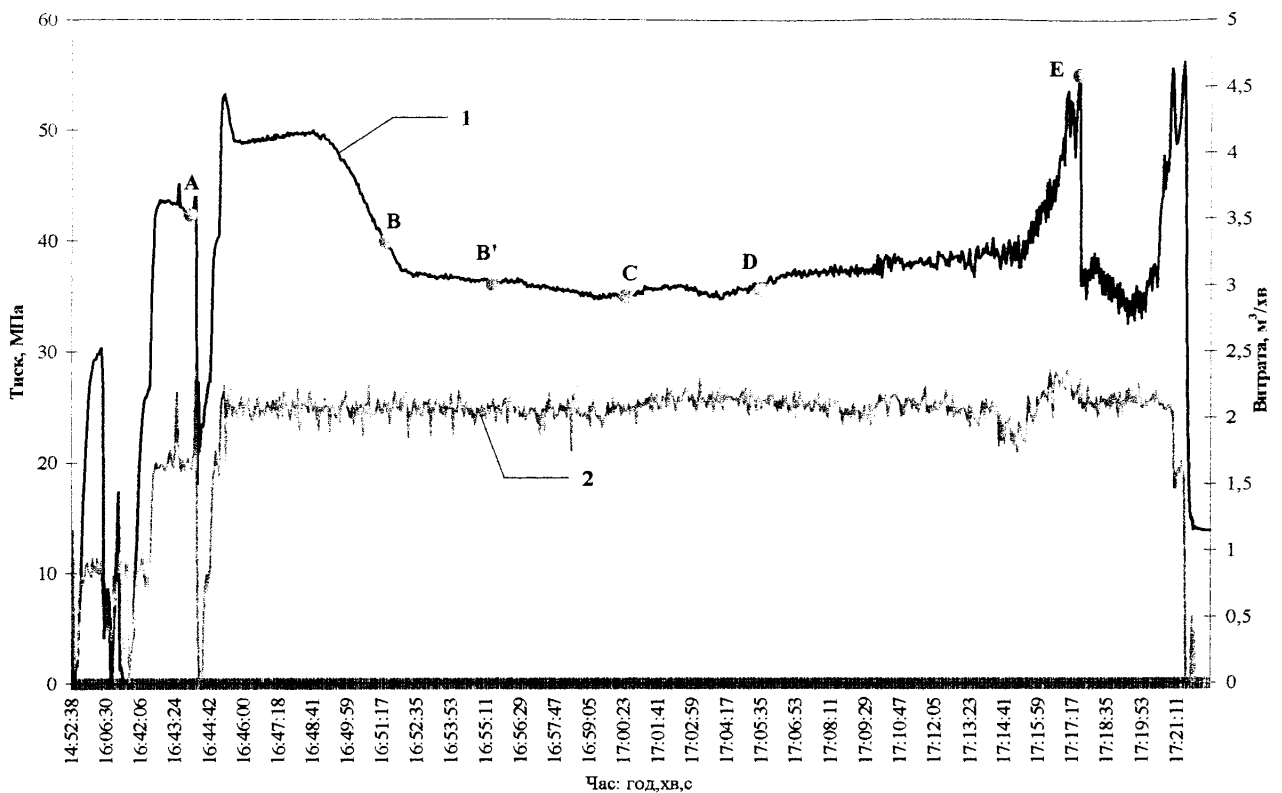


Рис. 4.7. Зміна витрати і тиску на гирлі під час ПГРП у свердловині 923-Долинська:

1 – тиск на гирлі; 2 – витрата рідини

Таблиця 4.2

Фактичні та розрахункові значення параметрів ПГРП під час розвитку тріщини за другим типом зміни кривої ефективного тиску

Час нагнітання хв	Об'єм нагнітання м ³	Витрата м ³ /хв	Тиск на гирлі МПа	Тиск на вибої МПа	Ефективний тиск МПа	Примітка
Свердловина 81-Луквинська						
0,6	0,2	1,49	17,7	31,4	0	
0,9	0,6	1,5	27,5	42,6	10,6	
1,3	1,6	3,06	34,6	43,2	11,2	
1,9	3,2	2,86	33,1	41,3	9,7	
2,4	4,8	2,8	32,8	42,1	10,1	
3,0	6,4	2,84	32,5	41,6	9,4	
3,6	8,0	2,84	32,4	41,6	9,4	
4,1	9,6	2,78	32,1	41,5	9,3	
4,7	11,2	2,8	31,6	40,9	8,9	
5,3	12,8	2,8	31,4	40,8	8,8	
5,5	13,5	2,74	31,1	40,6	8,6	Концентрація закріплювача 180 кг/м ³ у пласт
5,8	14,4	2,85	30,6	40,1	8,1	
6,4	16,0	2,73	30,4	40,3	8,3	

Закінчення таблиці 4.2

Час нагнітання хв	Об'єм нагнітання м ³	Витрата м ³ /хв	Тиск на гирлі МПа	Тиск на вибої МПа	Ефективний тиск МПа	Примітка
7,0	17,8	2,97	30,2	39,5	7,5	Концентрація закріплювача 280 кг/м ³ у пласт
7,6	19,4	2,9	29,6	39,1	7,1	
8,1	21,0	2,82	29,9	39,9	7,9	
8,7	22,6	2,96	30,0	39,5	7,5	
9,3	24,3	2,86	30,4	40,3	8,3	Концентрація закріплювача 350 кг/м ³ у пласт
10,0	26,4	3,03	31,1	38,2	6,2	
10,9	29,0	3,05	33,8	43,1	11,1	
11,9	32,3	3,03	36,9	46,1	14,1	
12,4	33,7	3,05	45,7	54,7	22,7	
Свердловина 923-Долинська						
0,5	1,5	1,6	43,5	50,8	5,3	
2,5	4,3	2,07	49,5	46,9	1,4	
6,0	11,5	2,05	49,9	47,4	1,9	
6,3	13,0	2,04	49,5	50,5	4,0	
8,3	15,5	2,06	45,4	51,6	6,1	
9,4	17,8	2,1	39,9	52,7	7,2	
13,5	26,3	2,06	36,1	50,0	4,5	
14,6	28,6	2,08	36,1	49,6	4,1	Гель у пласт
16,9	33,3	2,05	35,2	49,1	3,6	
18,6	36,7	2,11	34,8	47,8	2,3	
23,1	46,2	2,13	35,6	47,8	2,3	Концентрація закріплювача 100 кг/м ³ у пласт
26,4	53,2	2,08	37,3	50,3	4,8	
31,5	64,0	1,99	39,2	54,1	8,6	
32,3	65,4	2,07	38,5	52,8	7,3	Концентрація закріплювача 350 кг/м ³ у пласт
33,6		2,01	39,9	54,9	9,4	
35,4		2,1	54,9	68,7	23,2	
37,5	66,3	2,21	35,3	47,9	2,4	
38,6	67,6	2,16	35,8	48,8	3,3	
39,3	69,54	1,59	56,2	73,3	27,8	

На рис. 4.8 показано графіки зміни ефективного тиску в часі під час проведення ПГРП у свердловинах 81-Луквинська та 923-Долинська за даними, які наведено в табл.4.2.

У нафтовидобувній свердловині 81-Луквинська в процесі ПГРП в інтервалі 1428-1534 м у пласт було заплановано запомпувати 16 м³ гелю і 21 м³ гелю із закріплювачем тріщин з витратою 2,8-3,1 м³/хв при тиску на гирлі 31,0-33,0 МПа. Проектна маса закріплювача – 6000 кг пропанту.

Під час нагнітання гелю (BC) ефективний тиск повільно знизився від 11,0 до 7,5 МПа, очевидно тріщина зростала у висоту та незначно у ширину. З 6 до 10 хв (CD) тріщина заповнювалась закріплювачем, а з 10 хв нагнітання виникла ситуація „стоп”, бо закупорилась вершина тріщини, ефективний тиск почав інтенсивно зростати (DE) і за 4 хв виріс до 22,7 МПа. Процес зупинили. Тріщина дозаповнилась закріплювачем у межах можливого, але у стовбурі свердловини залишилось близько 1000 кг пропанту. Отже, якщо на кривих ефективного тиску немає етапу розвитку тріщини в довжину, а тільки спостерігається повільний розвиток у висоту, а при цьому закріплювач тріщин входить у пласт на етапі зниження тиску, швидко виникає ситуація „стоп”.

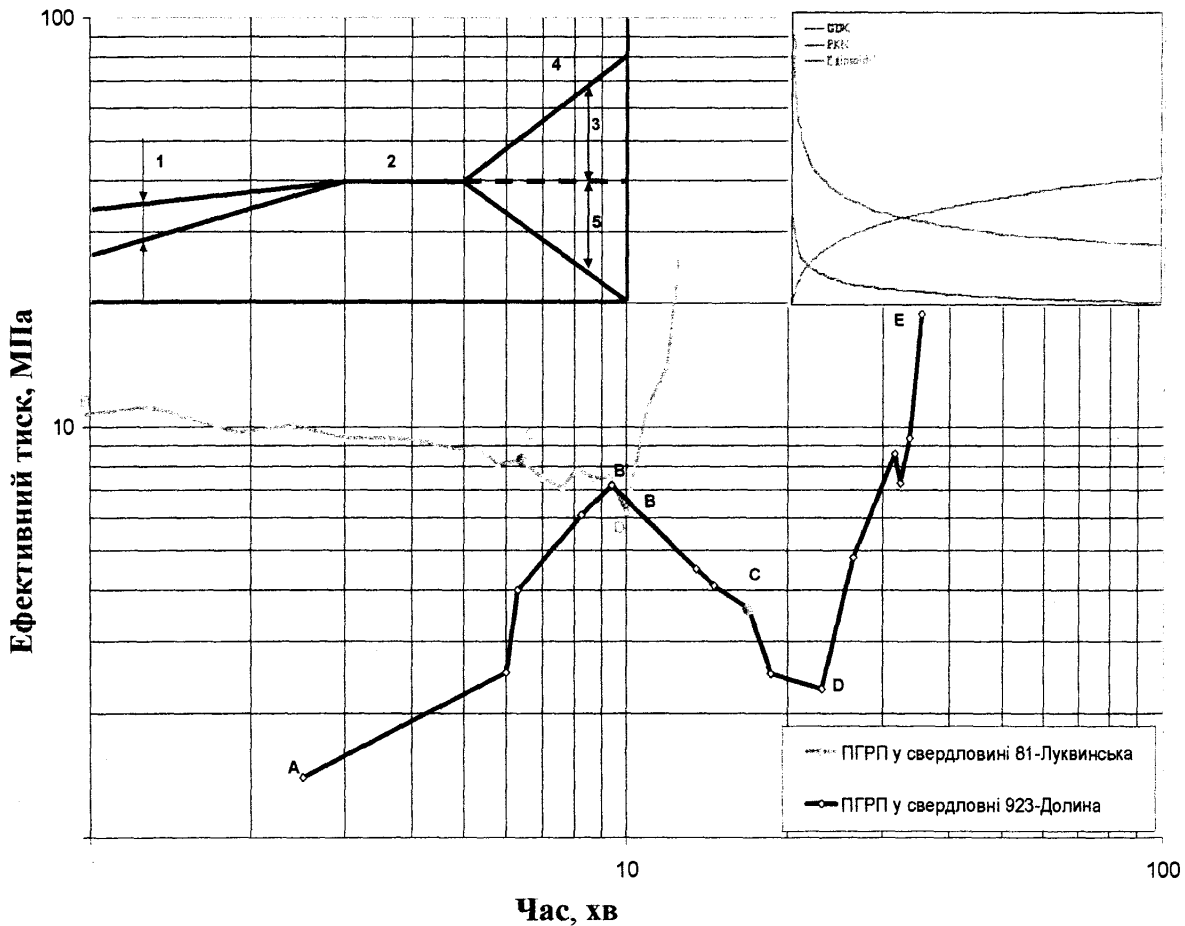


Рис.4.8. Другий тип зміни кривої ефективного тиску

У таких процесах потрібно застосувати невелику кількість закріплювача або оперативно змінювати технологічні параметри проведення ПГРП, а саме:

відкоректовувати об'єми рідини розриву, швидкість її нагнітання, а також зменшувати концентрації закріплювача.

У водонагнітальній свердловині 923-Долинська під час проведення процесу ПГРП в інтервалі 2565 - 2960 м до 9,5 хв (АВ') здійснювали нагнітання води у пласт, а тріщина розвивалась тільки у ширину і обмежено – у довжину, бо p_{ef} зростав інтенсивно за IV видом. Після нагнітання 18 м³ води ефективний тиск збільшився до 7,2 МПа і тріщина від 9,5 до 11 хв нагнітання води (ВВ') розвивалась у висоту за п'ятим видом кривої Нольта. Від 11 до 18 хв нагнітання (ВС) у пласт поступило 16 м³ гелю, а за ним, від 18 до 23 хв – 8 м³ пульпи (CD) без зміни характеру кривої.

На 23 хв від початку нагнітання під час закріплення тріщини з концентрацією закріплювача більше 350 кг/м³ ефективний тиск зріс до 18,8 МПа від 23 до 34 хв (DE). Тріщина розширилася до максимально можливих розмірів і повністю закупорилась закріплювачем.

Таким чином, із описаної картини видно, що якщо тріщина не розвивається достатньо у ширину, а її закріплення відбувається ще на етапі зростання у висоту, то вона запаковується закріплювачем на незначній віддалі від гирла. В подальшому це призводить до стрімкого зростання тиску та передчасного припинення процесу. При цьому притріщинна зона свердловини інтенсивно забруднюється фільтратом рідини, яку нагнітають під час ПГРП у зв'язку зі збільшенням перепаду тиску з тріщини в продуктивний пласт навколо неї.

Розвиток тріщини рідиною розриву відбувається за V видом зміни p_{ef} . При цьому ефективний тиск знижується повільно під час нагнітання рідини розриву та продовжує знижуватись після входження закріплювача в тріщину на початковому етапі. Після цього розвиток тріщини у довжину припиняється, і тріщина розвивається у ширину, при цьому різко зростає "ефективний тиск".

Довготривале зниження ефективного тиску свідчить про те, що тріщина обмежено розвинулась у довжину та ширину, а розвивається у висоту. У випадку другого типу зміни ефективного тиску під час ПГРП тріщину не вдається закріпити проектною кількістю закріплювача.

Таблиця 4.3

Фактичні та розрахункові значення параметрів ПГРП під час розвитку тріщини за третім типом зміни кривої ефективного тиску

Час нагнітання	Об'єм нагнітання	Витрата	Тиск на гирлі	Тиск на вибої	Ефективний тиск розриву	Примітка
хв	м ³	м ³ /хв	МПа	МПа	МПа	
1,4	1	0,58	37,2	66,4	3,4	
2,8	2	1,14	49,2	66,6	3,6	
3,7	3	1,07	49,6	68,2	5,2	
6,1	6	1,38	53,2	65,2	2,2	
8,2	9	1,43	53,3	63,8	0,8	
9,5	11	1,36	54,0	66,6	3,6	
10,2	12	1,57	60,8	69,3	6,3	
13,0	18	1,78	57,0	74,0	11,0	
18,8	27	1,83	55,5	74,8	11,8	Гель у пласт
21,1	31	1,97	57,4	74,0	11,0	
21,9	33	1,91	57,7	75,5	12,5	
22,5	35	1,85	56,0	74,3	11,3	
25,1	39	1,76	57,1	76,6	13,6	
30,3	47	1,66	58,0	81,0	17,6	
34,8	54	1,63	58,0	77,5	14,5	
37,3	58	1,60	56,9	81,9	18,3	Концентрація закріплювача 200 кг/м ³ у пласт
38,6	60	1,58	56,6	82,3	19,3	
41,2	64	1,61	55,5	81,0	18,0	
43,8	68	1,59	58,0	84,3	21,3	Концентрація закріплювача 300 кг/м ³ у пласт
49,2	76	1,63	58,9	80,5	17,2	Концентрація закріплювача 400 кг/м ³ у пласт
50,4	78	1,64	60,1	82,6	19,6	
55,8	87	1,74	59,1	79,0	12,6	

Третій тип ефективного тиску являє собою III вид зміни p_{ef} . Весь час під час розвитку і закріплення тріщини тиск монотонно зростає. Тріщина достатньо розвинулась на всю висоту пласта у довжину та ширину, її завжди вдається закріпити проектною кількістю закріплювача.

Розвідувальна свердловина 6-Південно-Гвіздецька характеризується дуже низькою гідропровідністю пластів в інтервалі 3629-3730 м. Під час ПГРП, основні фактичні параметри якого показано на рис. 4.10, в пласт запомповано спочатку 20 м³ води (AB), а потім 30 м³ гелю (BC) і 26 м³ гелю з 8,5 т пропанту (CD) при витраті 1,6 м³/хв і тиску на гирлі 56-60 МПа.

З рис. 4.9 видно, що під час нагнітання у пласт води спочатку відбувались неусталені процеси. Від 8 до 13 хв нагнітання води у пласт ефективний тиск інтенсивно зростав за IV видом до 11,0 МПа. Під час поступлення гелю в пласт (від 13 до 23 хв) тиск зростав повільно за I видом, а тріщина розвивалась у довжину та ширину з незначним збільшенням по висоті. Від 23 до 35 хв нагнітання тиск підвищувався інтенсивніше, що свідчить про розширення і зростання у довжину тріщини за III видом Нольта. Поступлення пропанту в пласт (CD), в основному, не змінило характеру розвитку тріщини.

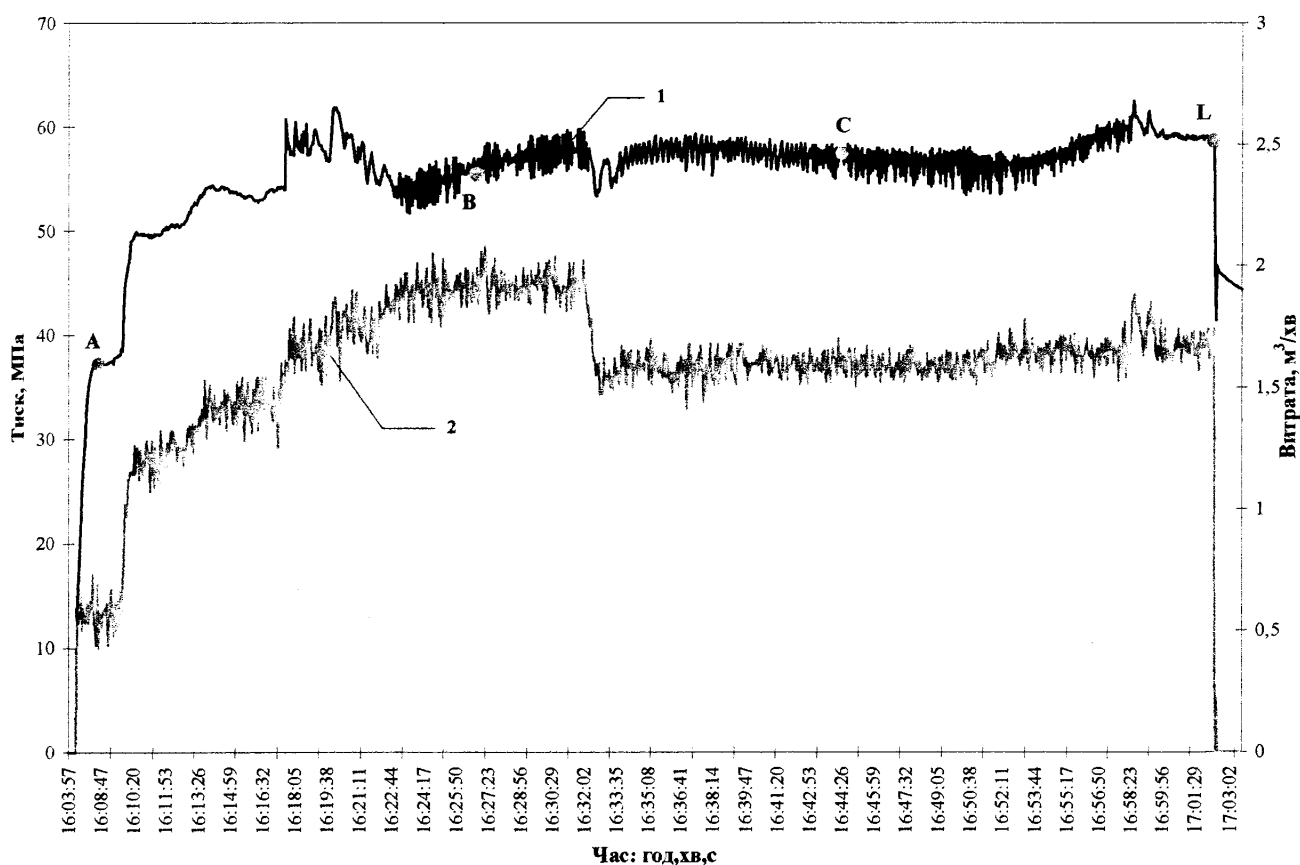


Рис. 4.10. Зміна витрати і тиску на гирлі під час ПГРП у свердловині 6-Південно-Гвіздецька:

1 – тиск на гирлі; 2 – витрата рідини

У зв'язку з низькими фільтраційними втратами гелю розвиток тріщини

відбувся на всю висоту пласта у довжину і ширину, навіть, при відносно малій витраті рідини розриву та рідини із закріплювачем тріщин. Як видно з графіків (у правому верхньому куті рис. 4.9), розвиток тріщини відбувається за класичною моделлю PKN.

Четвертий тип зміни ефективного тиску показано на прикладі свердловини 1-Підсухівська. Криву зміни ефективного тиску розриву під час проведення процесу ПГРП у даній свердловині в інтервалі 1495-1513 м наведено на рис. 4.9, а фактичні та розраховані параметри ПГРП – відповідно на рис. 4.11 і в табл. 4.4.

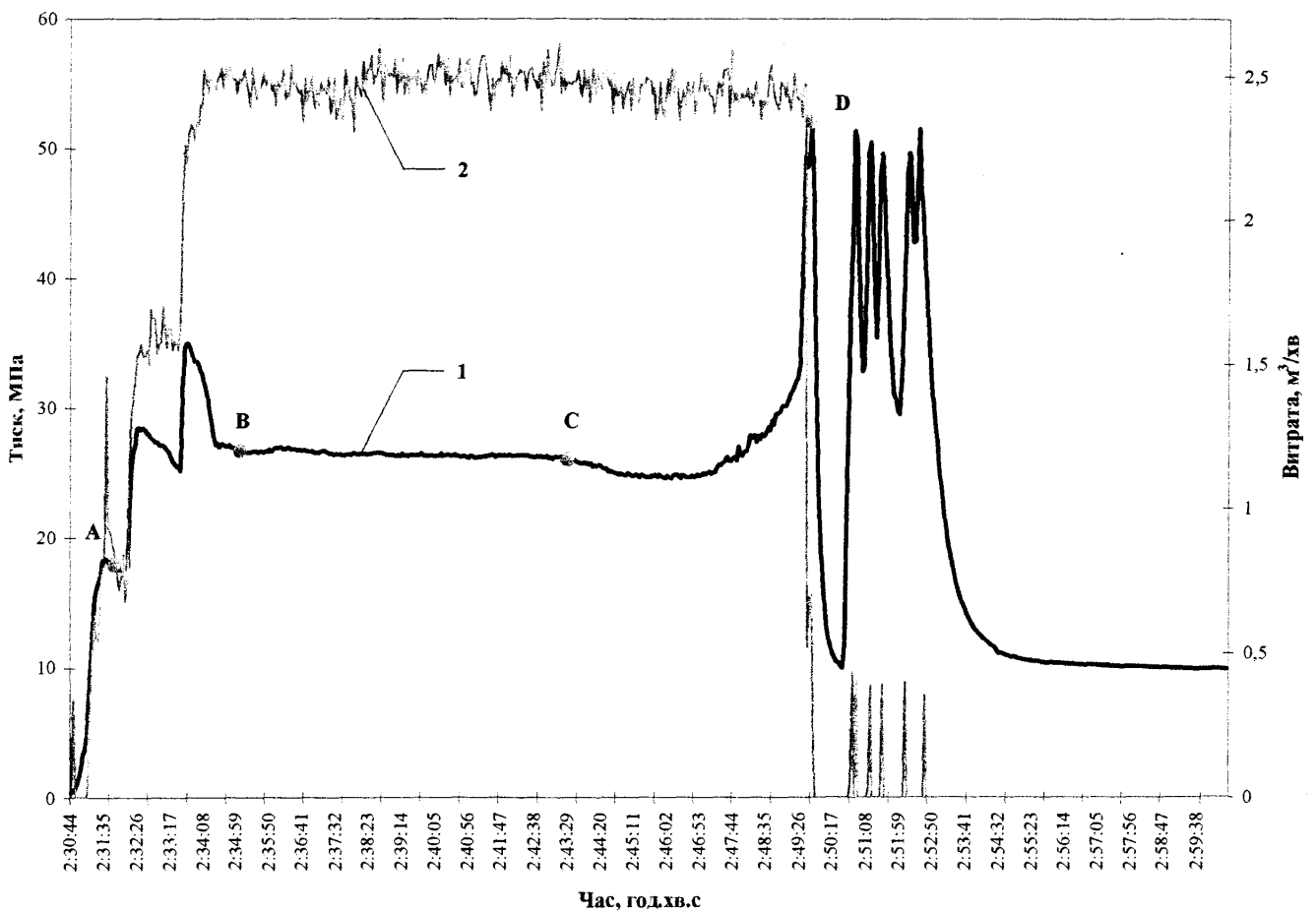


Рис. 4.11. Зміна витрати і тиску на гирлі під час ПГРП
у свердловині 1-Підсухівська

1 – тиск на гирлі; 2 – витрата рідини

Таблиця 4.4

Фактичні та розрахункові значення параметрів ПГРП під час розвитку тріщини за четвертим типом зміни кривої ефективного тиску

Час нагнітання	Об'єм нагнітання	Витрата	Тиск на гирлі	Тиск на вибої	Ефективний тиск розриву	Примітка
хв	м ³	м ³ /хв	МПа	МПа	МПа	
ПГРП						
1,1	1.	0,76	17,6	32,3	8,3	
1,8	2,0	1,55	27,3	41,1	17,1	
2,3	3,0	1,65	25,2	37,8	14,7	
3,9	5,0	2,52	26,6	39,1	15,1	Гель у пласт
5,6	11,1	2,37	26,7	39,4	15,3	
7,3	15,5	2,5	26,5	38,9	15,0	
9,2	20,1	2,47	26,2	38,7	14,7	
12,3	27,7	2,53	26,1	38,8	14,8	
13,3	29,9	2,34	25,4	39,8	15,7	
14,3	32,6	2,47	24,7	39,1	15,1	Концентрація закріплювача 200 кг/м ³ у пласт
15,7	36,1	2,46	24,9	39,6	15,6	
16,1	37,1	2,47	24,9	40,3	16,3	
16,9	39,0	2,43	26,5	42,3	18,3	
17,4	40,0	2,47	27,5	42,7	18,7	
17,9	41,3	2,48	29,6	45,1	21,1	Концентрація закріплювача 400 кг/м ³ у пласт
18,2	42,0	2,37	31,4	47,4	23,4	
18,4	42,8	2,35	46,1	62,3	30,9	

У свердловині 1-Підсухівська в пласт запомповано послідовно 5 м³ води (AB), 27 м³ гелю (BC) і 15 м³ гелю (CD) з 2,5 т закріплювача при витраті 2,5 м³/хв при тиску на гирлі 39-50 МПа.

З початку нагнітання води у пласт (до третьої хвилини) протікали неусталені процеси. Далі відбувався незначний розвиток тріщини у висоту (другий вид кривої Нольта). Такий характер кривої зміни p_{ef} спостерігався протягом всього часу нагнітання води (AB) і чистого гелю (BC) в пласт.

Від 14 хв нагнітання (CD) почав поступати закріплювач у пласт, що привело до різкого зростання тиску. Тут, очевидно, припинився розвиток тріщини у висоту і довжину, а короткочасне нагнітання пульпи (від 14 до 18 хв) було можливе тільки завдяки збільшенню ширини тріщини, до її заповнення пропантом. Процес ПГРП

передчасно припинено у зв'язку із зростанням тиску на гирлі; тріщину не закріплено проектною кількістю пропанту.

Спочатку під час нагнітання води і гелю четвертий тип представляє собою II вид зміни p_{ef} . За час розвитку тріщини гелем ефективний тиск практично не змінився, а під час входу в пласт пульпи з пропантом різко зростає за IV видом залежності Нольта, тому тріщину закріплено невеликою кількістю пропанту, значно меншою за проектну.

Під час проведення ПГРП у цій свердловині тріщина розвивалась не достатньо у всіх трьох площинах, тому мала обмежену поверхню фільтрації. Закріплювач швидко випав у тріщині, що і створило умови для різкого збільшення ефективного тиску на 20 МПа.

Виходячи з досвіду проведення ПГРП визначено, що четвертий тип має місце у свердловинах, які експлуатують високопористі масивні продуктивні пласти, або пласти, продуктивність яких пов'язана з сильно розвиненою тріщинуватістю, що в подальшому приводить до великих фільтраційних втрат рідини для ПГРП у матрицю пласта. Внаслідок цього створюється тріщина малої ширини, недостатньої для закріплення тріщин, виникає ситуації "стоп", що призводить до передчасного припинення процесу.

На рис. 4.9 також оцінено вплив можливої похибки у визначенні ефективного тиску на характер кривої p_{ef} . Показано, що збільшення або зменшення величини ефективного тиску чи вибійного тиску під час ПГРП на 3-5 МПа незначно змінює характер кривої ефективного тиску. Крива p_{ef} зміщується на величину помилки, але є відображенням тієї, відносно якої вона змістилася. Тому вважаємо, що помилки незначної величини у визначенні p_b практично не впливають на інтерпретацію зміни ефективного тиску і дають можливість приймати обґрунтовані рішення про зміну параметрів процесу.

Отже, в процесі аналізу залежностей ефективного тиску від часу, побудованими в подвійній логарифмічній шкалі, за записами перебігу понад 100 МГРП та ПГРП в Україні виявлено наступне:

- виділено чотири типи залежностей зміни ефективного тиску розриву під час проведення ПГРП неньютонівськими рідинами: перший і третій тип - коли вдається повністю, а другий тип – частково закріпити тріщину проектною масою закріплювача, і четвертий тип – коли тріщину не вдається закріпити проектною кількістю закріплювача, і частина його випадає на вибої свердловини;
- розвиток тріщини за першим і другим типами відповідає еліпсоїдальній моделі розвитку тріщини, а за третім типом – моделі PKN;
- під час нагнітання рідини із закріплювачем тріщин спостерігається зміна виду ефективного тиску з першого, другого і п'ятого на третій або четвертий, що супроводжується зростанням тиску на вибої і гирлі внаслідок випадання закріплювача в тріщині. В деяких випадках тріщина залишається недозакріпленою проектною масою закріплювача;
- під час розвитку тріщини у висоту поступлення закріплювача в пласт на етапі зниження ефективного тиску приводить до передчасного його випадання у тріщині та супроводжується зростанням тиску, а при постійному розвитку тріщини у довжину при постійній її висоті передчасного випадання закріплювача у тріщині не відбувається;
- запропонована класифікація типів зміни ефективного тиску в часі дає можливість оцінити характер очікуваних змін і розробити рекомендації щодо проектування ПГРП і керування процесом для прийняття оперативних рішень.

4.3. Розробка методики оперативного керування потужного гідравлічного розриву пласта

З метою пошуку шляхів недопущення передчасного випадання закріплювача в тріщині і на вибої свердловини проаналізуємо вплив основних параметрів ПГРП на її розвиток. Для цього розглянуто 2D моделі, що підтверджено нашою дослідницькою практикою моделювання вже проведених ПГРП. Нами показано, що еліпсоїдальна (радіальна) модель розвитку тріщини відповідає першому і другому типам зміни ефективного тиску, а модель PKN – третьому.

Залежності розмірів тріщини та ефективного тиску від основних параметрів процесу взято з основних теоретичних рішень щодо ГРП і коментарів до програм Месра MFrac [66], MinFrac [102], MFast [103] та інших джерел, які використовуються нами для проектування процесу.

Розглянемо, які практичні заходи щодо зміни параметрів ПГРП можуть бути рекомендовані з теоретичних міркувань розвитку тріщин за вибраними моделями їх розвитку.

В табл. 4.5 наведено залежності зміни розмірів тріщини і ефективного тиску під час розвитку тріщини за 2D моделями від параметрів пласта (ефективної товщини - h_f , модуля Юнга- E), рідини для ПГРП (коефіцієнта в'язкості - μ , коефіцієнта консистенції - K') та процесу гідравлічного розриву пласта (швидкості нагнітання - q , об'єму нагнітання - V), вплив яких подібний таким, що одержані під час застосування ньютонівських $n'=1$ і ненютонівських $n'=0,5$ рідин. Тому розглянемо вплив параметрів q, K', V тільки для ненютонівських рідин за обома моделями.

Збільшення добутку qK' викликає зменшення півдовжини, тоді як вплив V зворотній. Щодо ширини тріщини, то із збільшенням $q^{1/2}K'V$ незалежно від типу моделі вона зростає. Ефективний тиск із збільшенням $q^{1/2}K'$ для моделі PKN зростає, тоді як для еліпсоїдальної моделі при зростанні V зменшується. Вплив об'єму V рідини на зміну ефективного тиску є протилежним, тобто для моделі PKN тиск зростає, а для Penny - зменшується.

Таблиця 4.5

Залежності півдовжини, ширини вертикальної тріщини та ефективного тиску розриву під час ГРП

Модель	Півдовжина, м	Ширина, мм	Ефективний тиск, МПа
Рідина ньютонівська (при $n'=1$)			
PKN	$\sim (E V^4 / q \mu h_f^3)^{1/5}$	$\sim (q \mu V / E h_f)^{1/5}$	$\sim (E^4 q \mu V / h_f^6)^{1/5}$
Penny	$\sim (E V^4 / q \mu)^{1/9}$	$\sim (q \mu V^{1/2} / E)^{4/15}$	$\sim (E^2 q \mu / V)^{1/3}$
Рідина (гель) ненютонівська (при $n'=0.5$)			
PKN	$\sim (E V^3 / q^{1/2} K' h_f^{5/2})^{1/4}$	$\sim (q^{1/2} K' V / E h_f^{1/2})^{1/4}$	$\sim (E^3 q^{1/2} K' V / h_f^{9/2})^{1/4}$
Penny	$\sim (E V^3 / q^{1/2} K')^{2/15}$	$\sim (q^{1/2} K' V^{3/4} / E)^{4/15}$	$\sim (E^{3/2} K' q^{1/2} / V^{1/2})^{2/5}$

Звертаємо увагу на те, що під час застосування неньютонівських рідин вплив витрати на розміри тріщини і зростання ефективного тиску значно слабший, бо її значення є під коренем. Збільшення об'єму запомпованої в пласт неньютонівської рідини впливає найінтенсивніше з усіх параметрів на розвиток півдовжини тріщини. Інші параметри впливають майже так само.

Узагальнюючи аналіз розвитку розмірів тріщини і ефективного тиску за 2D моделями і типи залежностей ефективного тиску від часу гідравлічного розриву пласта, які є характерними під час проведення ПГРП на родовищах України, можна надати наступні рекомендації:

- якщо спостерігається повільне зростання ефективного тиску під час нагнітання рідини розриву і пульпи (III тип), тоді ПГРП буде проведено згідно із запланованими параметрами без передчасного випадання закріплювача в тріщині. В цьому випадку можна збільшити концентрацію і масу закріплювача;

- якщо спостерігається інтенсивне зниження ефективного тиску на етапі нагнітання рідини розриву (I тип), необхідно збільшувати її об'єм, витрату та в'язкість вище проектних, що дозволить збільшити півдовжину і ширину тріщини, тобто створити сприятливіші умови для її закріплення;

- під час нагнітання закріплювача в пласт на етапі зниження ефективного тиску (II тип) необхідно зменшити його концентрацію, щоб не викликати передчасного закупорювання вершини тріщини. Слідкуючи за зміною ефективного тиску, необхідно розглянути доцільність зменшення маси закріплювача, щоб не залишити його у свердловині;

- якщо відбувається інтенсивне підвищення тиску при входженні закріплювача в пласт, після чого тиск продовжує зростати (II тип), необхідно припинити його подачу в рідину та приступити до протискування, при цьому збільшивши витрату до максимально можливої величини, особливо у високопроникних глибокозалягаючих колекторах;

- при наявності стабільності ефективного тиску за IV типом необхідно збільшувати об'єм рідини розриву, її в'язкість та швидкість нагнітання до появи зміни ефективного тиску, тільки після того приступати до її закріплення. У разі

неможливості проведення таких дій необхідно значно зменшити концентрацію та масу закріплювача.

Для реалізації розроблених нами рекомендацій щодо прийняття оперативних рішень про зміну параметрів ПГРП під час його проведення за описаними типами ефективного тиску розриву розроблено, за нашою участю, програму контролю за його зміною [104], яка використовується під час проведення кожного ПГРП.

Висновки до четвертого розділу

1. Вперше розроблено класифікацію ПГРП на родовищах України, за якою виділено чотири типи залежностей зміни ефективного тиску розриву пласта під час розкриття, розвитку і закріплення тріщини.

2. Розроблено методику оперативного керування процесом гідравлічного розриву пласта на основі виділених типів залежностей зміни ефективного тиску під час розвитку та закріплення тріщин.

3. Виділені типи залежностей зміни ефективного тиску під час нагнітання неньютонівської рідини використовують для передбачення напрямку розвитку тріщин і очікуваних змін ефективного тиску під час їх закріплення, на основі чого приймають обґрунтовані рішення щодо оперативного керування параметрами ПГРП.

РОЗДІЛ 5

ВПРОВАДЖЕННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ДОСЛІДЖЕНЬ

Проведений нами аналіз проблем застосування ПГРП у нафтових свердловинах показав, що основними причинами їх наявності є недостатньо обґрунтований вибір об'єкта дії, не досить обґрунтоване проектування розмірів тріщин і параметрів їх розвитку, закріплення тріщин із недостатнім урахуванням властивостей об'єкта і рідин, відсутність методики керування параметрами процесу збалежно від його перебігу під час розвитку та закріплення тріщин.

У другому-четвертому розділах нашого дослідження розроблено ряд удосконалень технології ПГРП щодо вибору об'єктів дії і проектування розміру тріщин та параметрів для їх реалізації, способу гідравлічного розриву пласта, методики керування розвитком і закріпленням тріщин з урахуванням перебігу процесу.

Розроблені удосконалень впроваджують з 2000 р. і за цей час проведено 122 свердловино-операції та додатково видобуто 229,5 тис. т нафти і 71,3 млн м³ газу, або 1881 т нафти і 0,58 млн м³ газу на одну свердловино-операцію. Загальний економічний ефект більше двох мільйонів гривень щорічно.

Отже, оскільки результати застосування ПГРП порівняно зі звичайним ГРП в цілому значно кращі, це свідчить про високу ефективність застосування розроблених удосконалень технології процесу.

Розглянемо послідовно результати впровадження наших розробок у виробництво.

5.1. Застосування методики проектування потужного гідравлічного розриву пласта

Удосконалень методики проектування ПГРП здійснено послідовно за такою

схемою: вибір свердловин, розрахунок проектних (близьких до оптимальних) розмірів тріщини, моделювання її розвитку і закріплення для вибору параметрів реалізації проектних розмірів тріщини.

Завдяки удосконаленню підходів до вибору об'єктів для ПГРП, особливо з використанням ємнісно-енергетичного параметра, стало можливим попередньо зменшити їх число від пропонованих підприємствами сотень до кількох десятків. Завдяки цьому значно скоротився час підготовки перспективного фонду свердловин для ПГРП та зменшилась кількість низькоефективних обробок на всіх родовищах, бо стало можливим більше уваги надавати обґрунтуванню доцільності застосування цього дорогого процесу.

Надійність та ефективність удосконалення методики проектування гідравлічного розриву пласта зі зміною оптимальної величини критеріальних параметрів та з урахуванням коефіцієнта проникності для нафти підтверджено результатами гідродинамічних досліджень перед і після гідравлічного розриву пласта, які наведено в додатку А, та фактичним додатковим видобутком нафти у свердловинах 60-Струтинська НГВУ „Долинанафтогаз” – 2060 т і у глибокій свердловині 14-Заводівська НГВУ „Бориславнафтогаз” – 8884 т.

Використання удосконаленої методики проектування ПГРП (розділ 2) дозволяє оптимізувати параметри закріпленої тріщини залежно від характеристик об'єкта для ПГРП. Знайдено компроміс між параметрами тріщини і пласта під час проектування ПГРП у свердловинах ряду нафтових родовищ. Наприклад, збільшення маси закріплювача більше 10 т у пластах з коефіцієнтом проникності колектора менше $0,005 \text{ мкм}^2$ та багатопластовим розрізом у свердловинах Битківського, Луквинського, Довбушансько-Бистрицького та Бориславського родовищ забезпечило значне підвищення дебіту після ПГРП. Навпаки, в пластах вигодських відкладів Долинського та Струтинського родовищ Передкарпаття та у пластах візейських відкладів Бугруватівського і Скороходівського родовищ ДДЗ, з коефіцієнтом проникності

колектора більше $0,03 \text{ мкм}^2$, зменшення маси закріплювача до п'яти тонн забезпечило надійне закріплення тріщин, але не вплинуло на зниження дебіту після ПГРП.

Використання системного підходу від вибору свердловин, з використанням ємнісно-енергетичного параметра, до проектування параметрів ПГРП за удосконаленою нами методикою на Битківському, Луквинському, Довбушансько-Бистрицькому та інших родовищах, де інші методи інтенсифікації неефективні в зв'язку з низьким пластовим тиском, забезпечило збільшення дебіту свердловин у чотири рази. Додатковий видобуток нафти в окремих свердловинах збільшено до 3000 т, а на Луквинському – до 8000 т. Середній додатковий видобуток нафти на цих родовищах збільшився від 542,9 до 2162,3 т на одну свердловино-операцію.

Свердловини Довбушансько-Бистрицького родовища НГВУ "Надвірнанафтогаз", в яких проведено ПГРП, працюють з найбільшим дебітом порівняно з усіма іншими свердловинами родовища, а додатковий видобуток становить понад 1000 т на одну свердловино-операцію.

У табл. 5.1 та в додатку Б наведено результати застосування ПГРП в свердловинах Битківського і Луквинського родовищ до і після застосування удосконаленої методики проектування.

Таблиця 5.1.

**Додатковий видобуток нафти після проведення потужного ГРП
у свердловинах Битківського та Луквинського родовищ
НГВУ „Надвірнанафтогаз”**

Свердловина	Дата проведення	Додатковий видобуток		Свердловина	Дата проведення	Додатковий видобуток	
		нафти, т	газу, тис. м ³			нафти, т	газу, тис. м ³
до застосування методики удосконаленого проектування				після застосування методики удосконаленого проектування			
805-Битківська	05.03.1997	933,0	273,0	76-Луквинська	30.06.2000	8438,1	2476,6
59-Луквинська	27.04.1997	1803,0	554,0	42-Луквинська	18.05.2001	876,0	402,0
81-Луквинська	26.06.1997	431,0	150,6	588-Битківська	26.06.2001	1362,8	746,0
58-Луквинська	13.04.1998	32,0	16,0	555-Битківська	02.06.2004	2426,0	1696,1
61-Луквинська	30.09.1998	229,0	47,4	74-Луквинська	20.09.2004	1269,6	353,3
360-Битківська	31.10.1998	246,0	249,1	79-Луквинська*	15.07.2005	5078,0	1768,8
537-Битківська	19.10.1999	126,0	83,0	43-Луквинська*	08.11.2006	1179,0	248,6
Всього		3800,0	1373,1	50-Луквинська*	24.04.2007	1734,5	673,8
На одну св.-операцію		542,9	196,2	32-Луквинська*	05.07.2007	1226,5	274,6
				57-Луквинська*	22.09.2008	156,4	70,6
				51-Луквинська*	17.10.2008	37,8	12,3
				Всього		23784,8	8722,6
				На одну св.-операцію		2162,3	793,0

Примітка: * - свердловини продовжують працювати з підвищеним дебітом

Ефективність застосування удосконаленої методики проектування ПГРП спостерігається і в свердловинах піднасуву Бориславського родовища, які збільшили дебіт і коефіцієнт продуктивності від 3 до 10 разів після його проведення.

5.2. Впровадження технології двоетапного потужного гідравлічного розриву пласта

Протягом останніх шести років у всіх свердловинах на родовищах НГВУ „Долинанафтогаз” під час ПГРП застосовують технологію двоетапного ПГРП з використанням міцелярного розчину на етапі МГРП [99], яку описано в розділі 3. Порівняння результатів ПГРП у свердловинах Долинського нафтопромислового району за 1996-2005 роки перед і після застосування нової технології свідчать про значні переваги нової технології.

У табл. 5.2 та в додатку В наведено результати застосування технології двохетапного ПГРП з використанням міцелярного розчину на етапі МГРП.

Таблиця 5.2

**Результати застосування технології ПГРП з використанням
міцелярного розчину**

Свердловина	Додатковий видобуток нафти, т	Свердловина	Додатковий видобуток нафти, т
Без використання МР		З використанням МР	
Вигодсько-Бистрицькі відклади			
318-Долина	1912	907-Долина	11366
354-Долина	2536	717-Долина	11805
Ямненські відклади			
831-Долина	166	720-Долина	5987
		919-Долина	2136
Всього	4614	Всього	31294
На одну св-операцію	1538	На одну св-операцію	7816

Додатковий видобуток нафти на одну свердловино-операцію з застосуванням міцелярного розчину збільшився від 1538 до 7816 т, а тривалість виходу на максимальний дебіт скоротився від 5-6 до 1-2 місяців.

На рис. 5.1 і 5.2 та в додатку В наведено зміну дебіту свердловин Долинського родовища в яких було проведено ПГРП, відповідно, з використанням пластової води під час МГРП або без нього та з використанням міцелярного розчину на етапі МГРП.

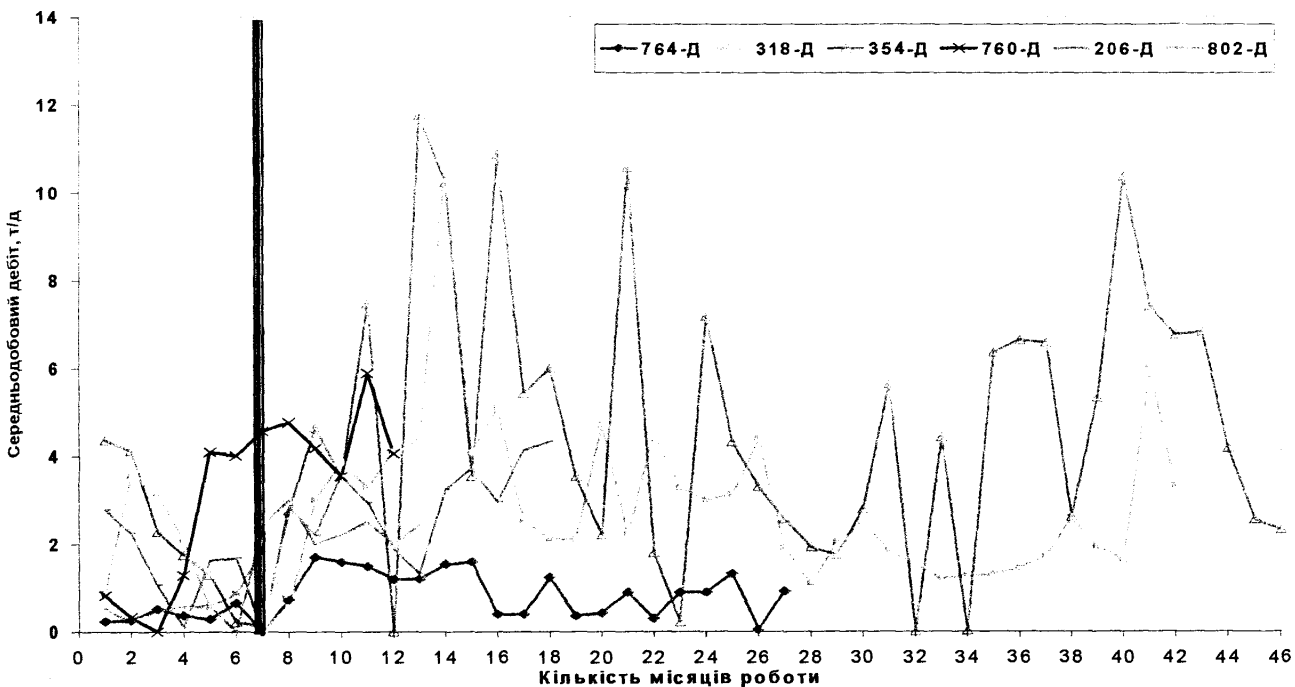


Рис. 5.1. Зміна дебіту свердловин Долинського родовища до і після проведення ПГРП без використання міцелярного розчину

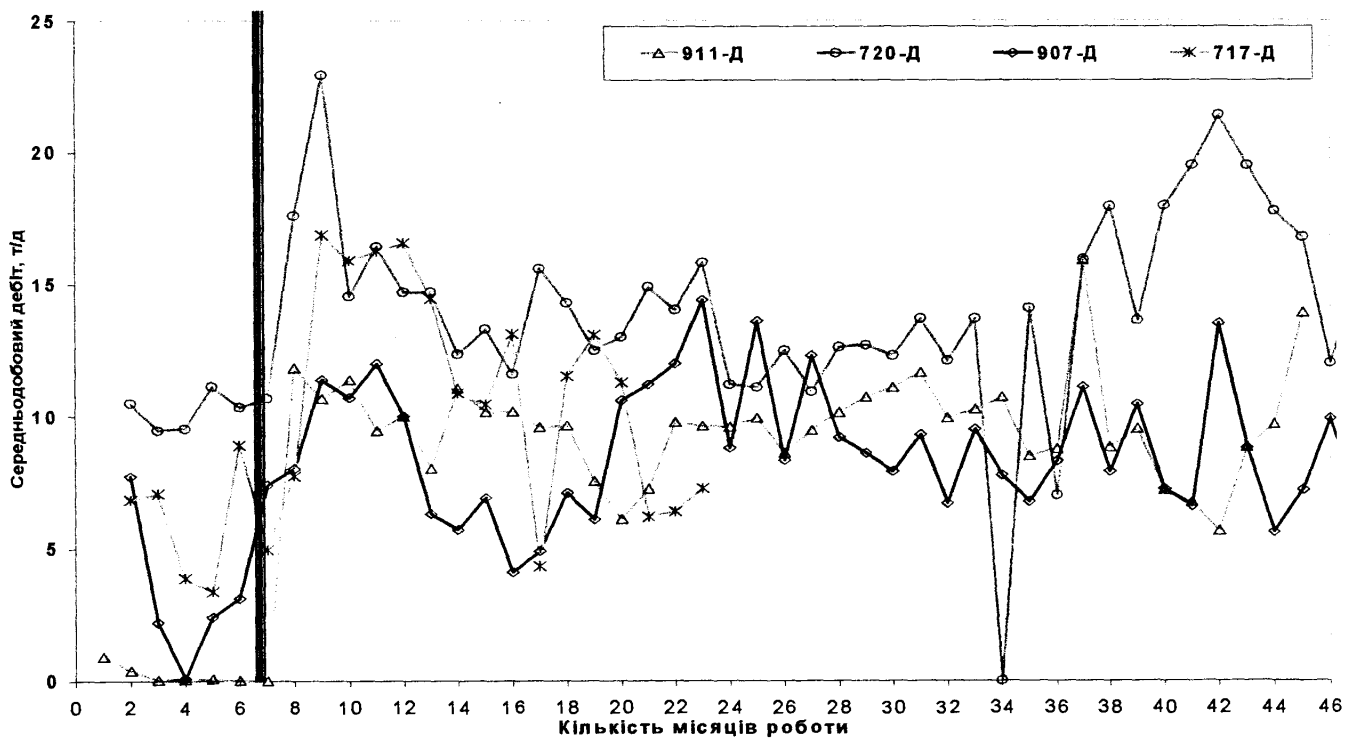


Рис. 5.2. Зміна дебіту свердловин Долинського родовища до і після проведення ПГРП в використанні міцелярного розчину

Порівнюючи рисунки 5.1 і 5.2, можна побачити, що в свердловинах після двохетапного ПГРП з використанням міцелярного розчину на етапі МГРП значно більші дебіти і скоріше досягається його найбільша величина. Отже, підтверджено ефективність нової технології.

5.3 Застосування методики оперативного керування розвитком та закріпленням тріщин

Під час проведення ПГРП в кожній свердловині здійснюють контроль за його перебігом з використанням програми [104], яку розроблено на основі методики Нольта, адаптованої нами до умов родовищ України. Завдяки застосуванню цієї методи кількість передчасних зупинок процесу із залишенням закріплювача тріщин у стовбурі свердловини та миттєвим ростом тиску, що інколи приводить до аварійних ситуацій, постійно зменшується. За останні два роки такі випадки взагалі відсутні тому, що безпосередньо під час проведення ПГРП систематично, понад 60 % процесів, коректують технологію з урахуванням перебігу розвитку тріщин. Особливо це має важливе значення під час ПГРП у глибокозалагаючих високопроникних колекторах, де для прийняття рішення є дуже мало часу, оскільки інколи об'єм свердловини (НКТ і під пакером) може бути майже рівним об'єму рідини розриву, після якої подається закріплювач.

Як приклад ефективності застосування контролю за перебігом процесу ПГРП з використанням розроблених рекомендацій, на рис. 5.3-5.6 наведено графіки зміни витрати і тиску під час ПГРП і відповідні залежності ефективного тиску від часу в свердловинах 51 Скороходівського родовища НГВУ „Чернігівнафтогаз” і 12 Довбушансько-Бистрицького родовища НГВУ „Надвірнанафтогаз”.

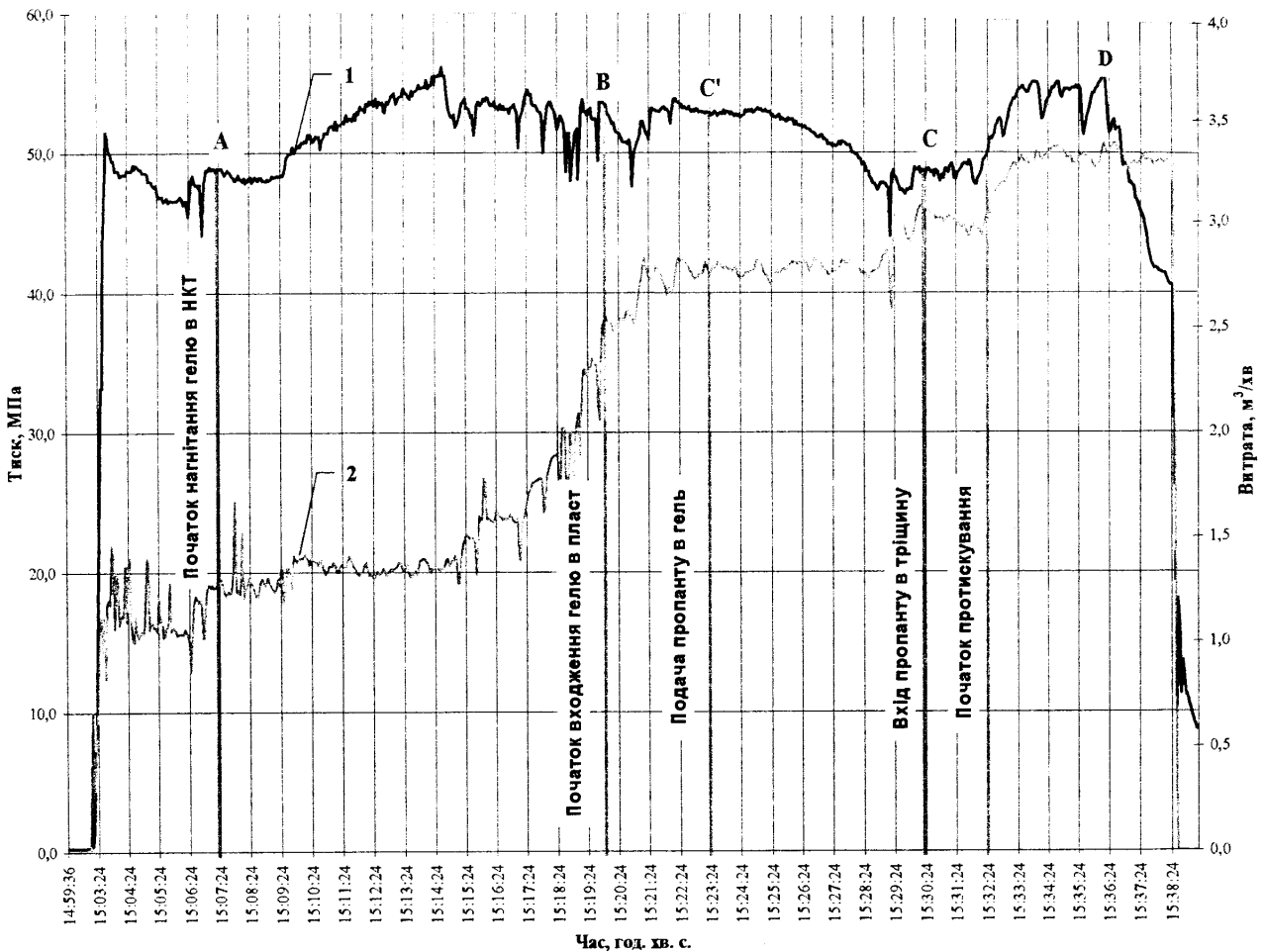


Рис.5.3. Зміна тиску і витрати під час проведення ПГРП у свердловині 51-Скороходівська

1 – тиск на гирлі; 2 – витрата.

Свердловина 51-Скороходівська експлуатує горизонт В-15, який перфорований в інтервалі 3363-3373 м з коефіцієнтом пористості 18 % і коефіцієнтом проникності $0,044 \text{ мкм}^2$. Під час ПГРП (рис.5.3) у пласт запомповано 23 м^3 пластової води, 34 м^3 водного гелю фірми „Clearwater, Inc” і 25 м^3 пульпи з високоміщним пропантом IPR 16/30 з концентрацією від 100 до 290 кг/м^3 .

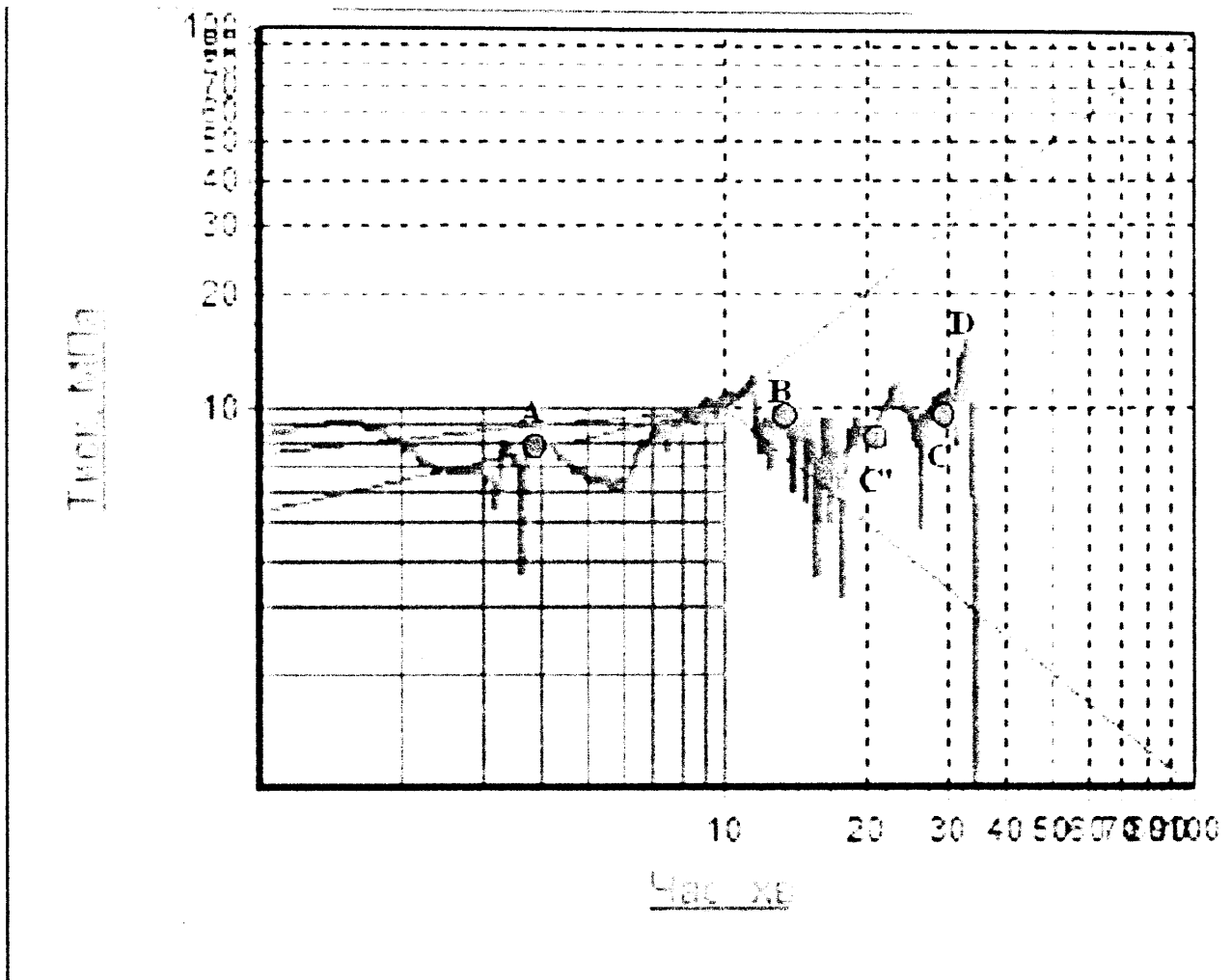


Рис.5.4. Зміна ефективного тиску під час проведення ПГРП
у свердловині 51-Скороходівська

Як видно з рис. 5.4, процес ПГРП у свердловині 51-Скороходівська відбувався за I типом (BC'CD) залежності зміни ефективного тиску.

Під час оперативного контролю за перебігом процесу за програмою [104] виявлено, що на етапі нагнітання води в пласт спочатку відбувались неусталені процеси (до A), викликані розвитком тонкої тріщини, після чого під час нагнітання гелю (AB) тріщина спочатку розвинулась у висоту за V видом, після чого - у довжину за III видом Нольта. З входом гелю в пласт з витратою $2,1 \text{ м}^3/\text{хв}$ тріщина почала розвиватись у висоту за V видом Нольта. Для того, щоб не подавати закріплювач у

тріщину на етапі зниження ефективного тиску (С'С) і забезпечити продовження розвитку тріщини у довжину і ширину, оперативно було прийнято рішення про збільшення витрати рідини розриву, а потім – пульпи спочатку від проектної 2,7 до 3,0 м³/хв, а в подальшому - і до 3,3 м³/хв, при цьому розвиток тріщини продовжився за III видом Нольта. Це дало змогу продовжити розвиток тріщини та завершити процес ПГРП без залишення закріплювача у стовбурі свердловини. В даному випадку у свердловину було запомповано проектні 5 т пропанту з концентрацією до 290 кг/м³. У разі проведення процесу за II типом – входженні в пласт закріплювача на етапі розвитку тріщини у висоту (зниження ефективного тиску) – неодмінно відбулось би випадання пропанту в тріщині, закріплювач засипав би вибій свердловини у її стовбурі та в НКТ, що викликало б підняття тиску в НКТ до критичного значення.

У свердловині 12 Довбушансько-Бистрицького родовища перфорацією розкрито менілітові відклади в інтервалі 3134-2825 м з різними фільтраційно-емнісними характеристиками. Під час ПГРП (рис. 5.5) у пласт було запомповано 21 м³ пластової води, 27 м³ полімерно-емульсійного розчину і 51 м³ пульпи з кварцовим піском фракції 1,0-0,5 мм із концентрацією від 150 до 330 кг/м³ в кількості 11,4 т.

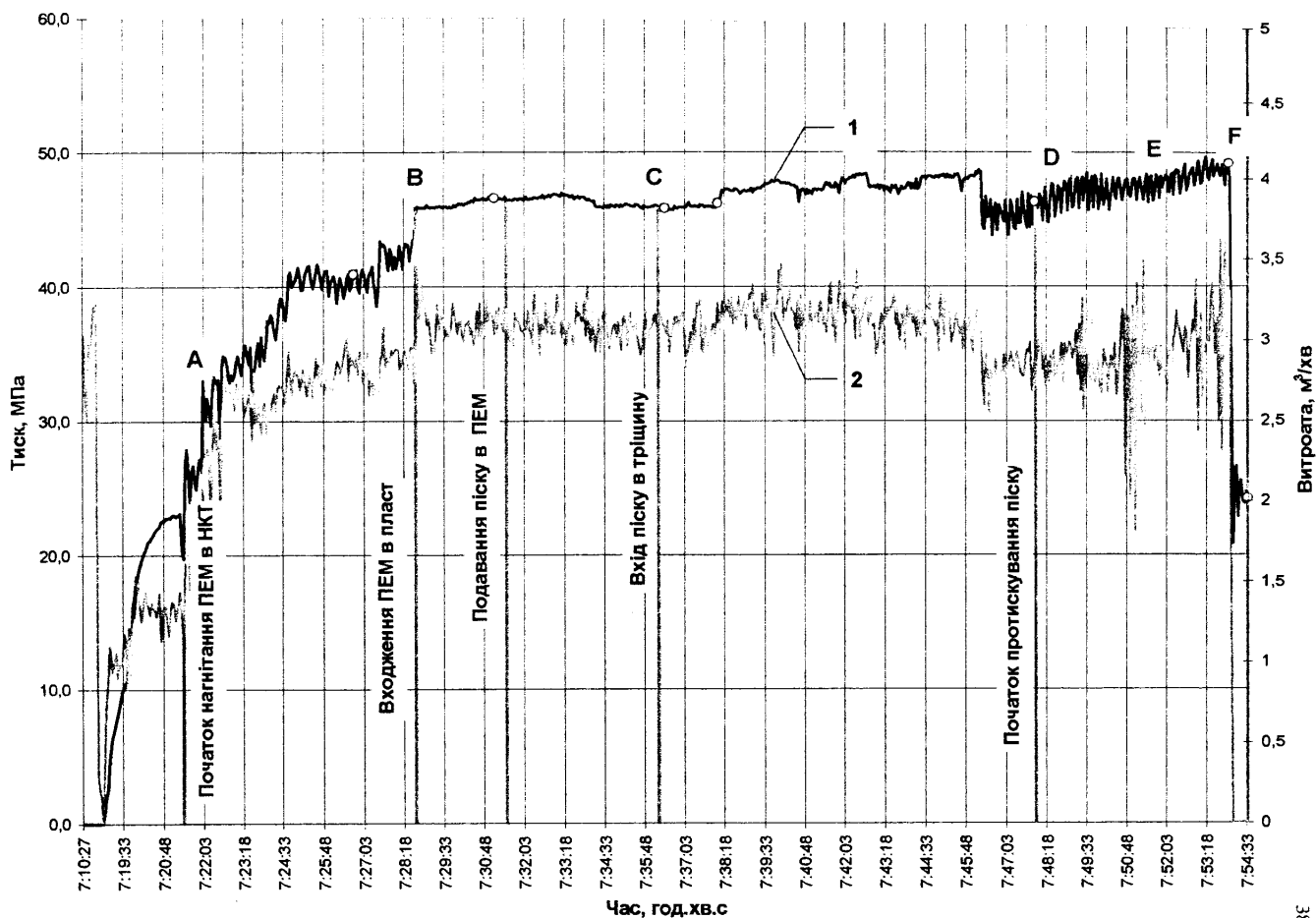


Рис.5.5. Зміна тиску і витрати під час проведення ПГРП у свердловині 12-Довбушансько-Бистрицька

1 – тиск на гирлі; 2 – витрата.

Як видно з рис. 5.6, процес відбувся (BCDE) за III типом зміни ефективного тиску.

Під час нагнітання води (AB) відбувались неусталені процеси – тріщина перемінно розвивалась у довжину та висоту. З входженням у пласт ПЕМ (BC), а в подальшому і ПЕМ із кварцовим піском (CD) розвиток тріщини відбувався за III видом Нольта – тріщина постійно розвивалась у довжину і ширину. Процес відбувався згідно із запланованими параметрами, а це дало змогу закріпити тріщину проектною

кількістю закріплювача (11,4 т) без зміни проектних параметрів, навіть, в такому великому інтервалі перфорації. Це ще раз підтверджує, що під час розвитку тріщини за моделлю PKN не слід очікувати передчасного випадання закріплювача.

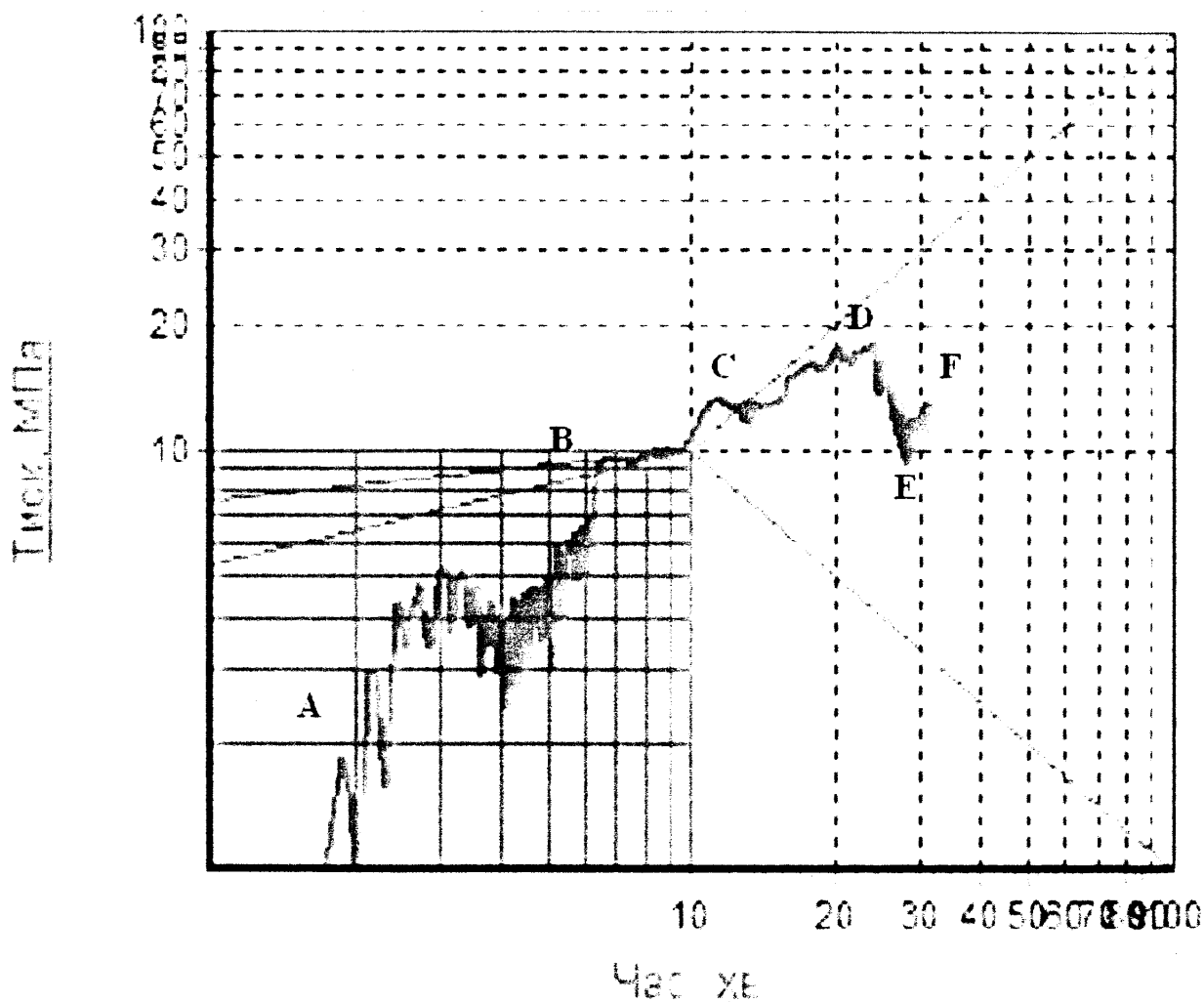


Рис.5.6. Зміна ефективного тиску під час проведення ПГРП у свердловині 12-Довбушансько-Бистрицька

У кінці нагнітання в пласт ПЕМ із закріплювачем тиск на вибої збільшився і розпочався розвиток у висоту нової недостатньо широкої тріщини (DE) за V видом Нольта. В кінці тріщина закупорилась, і ефективний тиск знову почав збільшуватись

вже за IV видом (EF), але до того часу всю запроєктовану масу кварцового піску вже було запомповано в пласт.

Отже, на наведених прикладах показано, що використання запропонованої класифікації типів перебігу процесу ПГРП з використанням параметра ефективного тиску забезпечує передбачення та попередження випадків передчасного випадання пропанту.

Таким чином, розроблені удосконалення технології ПГРП ефективно використовують для вибору об'єктів, проектування технологічних параметрів проведення та керування параметрами ПГРП під час його проведення на свердловині.

Результати виконаних наукових досліджень увійшли до керівних нормативних документів ВАТ "Укрнафта".

Висновки до п'ятого розділу

1. Завдяки застосуванню поетапного вибору свердловин вдалось попередньо окреслити перелік об'єктів для ПГРП, завдяки чому значно скорочено час та підвищено надійність вибору об'єктів, зменшено кількість низькоефективних обробок на всіх родовищах.

2. Надійність та ефективність удосконаленої методики проектування зі зміною оптимальної величин критеріальних параметрів підтверджено результатами гідродинамічних досліджень і фактичним додатковим видобутком нафти у свердловинах 60-Струтинська НГВУ „Долинанафтогаз” – 2060 т і у глибокій свердловині 14-Заводівська НГВУ „Бориславнафтогаз” – 8884 т.

3. Використання системного підходу від вибору свердловин, з використанням ємнісно-енергетичного параметра, до проектування параметрів ПГРП за удосконаленою методикою на Битківському, Луквинському, Довбушансько-Бистрицькому та інших родовищах, де інші методи інтенсифікації є низькоефективними в зв'язку з низьким пластовим тиском, забезпечило збільшення

додаткового видобутку нафти від 542,9 до 2162,3 т на одну свердловино-операцію.

4. Ефективність застосування удосконаленої методики проектування ПГРП спостерігається і в свердловинах піднасуву Бориславського родовища, які збільшили дебіт і коефіцієнт продуктивності від 3 до 10 разів після його проведення.

5. Застосування нової технології двоетапного ПГРП з використанням міцелярного розчину на етапі МГРП забезпечило збільшення додаткового видобутку нафти на одну свердловино-операцію від 1538 до 7816 т, а тривалість виходу на максимальний дебіт після ПГРП скоротився від чотирьох до одного місяця.

6. Оперативне керування розвитком і закріпленням тріщини під час проведення ПГРП за розробленими нами типами залежностей зміни ефективного тиску забезпечує нагнітання в пласт проектної кількості закріплювачів.

ВИСНОВКИ

Дисертація є закінченою науково-дослідною роботою, в якій на підставі комплексу результатів експериментальних і промислових досліджень удосконалено технологію ПГРП в умовах нафтових родовищ України.

Одержано наступні основні висновки.

1. Удосконалено методику проектування ПГРП стосовно нафтових родовищ України з обґрунтуванням величин критеріальних параметрів, завдяки чому підвищено ефективність вибору об'єктів та технології проектування і зменшено кількість низькоефективних обробок на нафтових родовищах.

2. Експериментально доказано вплив міцелярного розчину на підвищення коефіцієнта відновлення проникності порід після фільтрації технологічних рідин для ПГРП. Обґрунтовано технологію двоетапного гідравлічного розриву пласта з попереднім використанням міцелярних розчинів для зменшення кольматації порового простору технологічними рідинами, що нагнітають під час ПГРП.

3. Розроблено класифікацію ПГРП на родовищах України з використанням ефективного тиску та виділено типи його зміни від часу проведення ПГРП, які використовують для передбачення напрямку розвитку тріщин, на основі чого приймають обґрунтовані рішення щодо оперативного керування параметрами ПГРП.

4. Результати реалізації наукових досліджень забезпечили:

збільшення додаткового видобутку нафти з 542,9 т до 2162,3 т на одну свердловино-операцію після проектування параметрів ПГРП за удосконаленою методикою на Битківському, Луквинському, Довбушансько-Бистрицькому та інших родовищах, де інші методи інтенсифікації були низькоефективними у зв'язку з низьким пластовим тиском;

збільшення додаткового видобутку нафти на одну свердловино-операцію з 1538 т до 7816 т після застосування нової технології двоетапного ПГРП з використанням міцелярного розчину на етапі ГРП без закріплення тріщин і

скорочення тривалості виходу свердловини на запланований режим роботи після ПГРП від чотирьох до одного місяця;

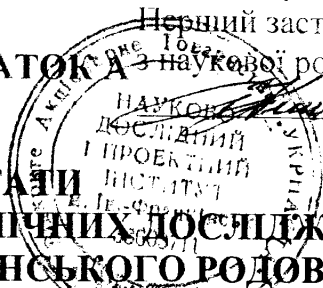
проведення ПГРП із закріпленням тріщин запланованою масою закріплювача і зменшення кількості передчасних зупинок під час ПГРП із залишенням закріплювача у стовбурі свердловини.

ДОДАТКИ

Затверджую:

Перший заступник директора НДПІ
з наукової роботи

ДОДАТОК А



I.M. Купер

РЕЗУЛЬТАТИ

ІНТЕРПРЕТАЦІЇ ДАНИХ ГІДРОДИНАМІЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ НАФТОВОЇ СВЕРДЛОВИНИ 60 СТРУТИНСЬКОГО РОДОВИЩА НГВУ «ДОЛИНА НАФТОГАЗ» ДЛЯ ВИЗНАЧЕННЯ ТЕХНОЛОГІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ГІДРОРОЗРИВУ ПЛАСТА

Дата дослідження 12.02.2003 р.

1 Геолого-технічні дані

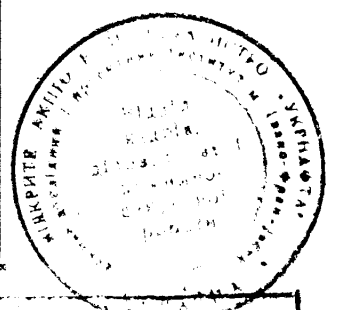
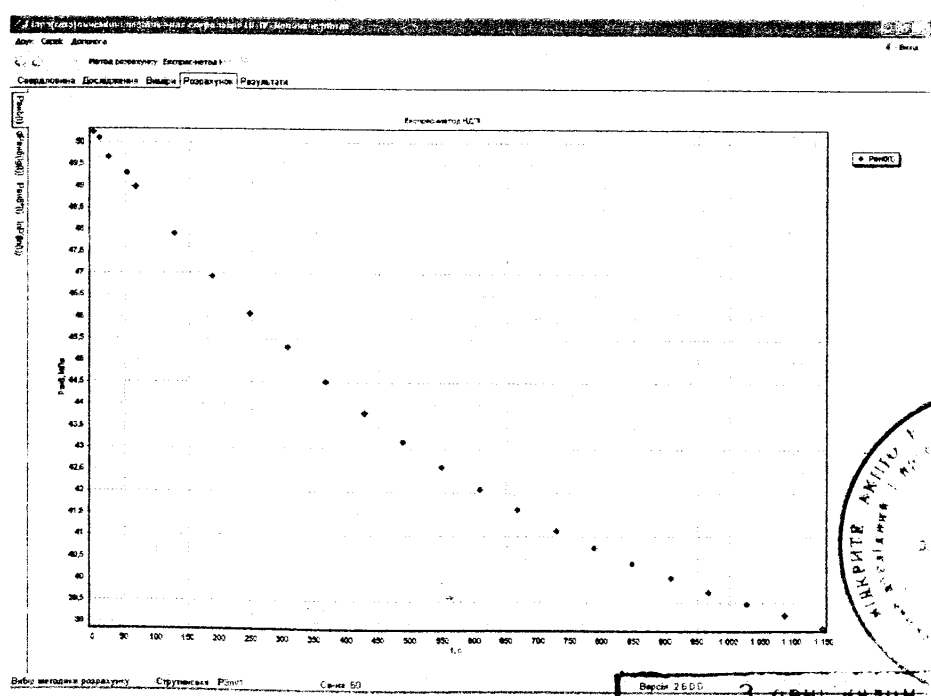
- 1.1. Експлуатаційна колона Ø146 мм спущена на глибину 2308 м і зацементована до гирла.
- 1.2. Перфорація в інтервалі: 2215-2330 м.
- 1.3. Пробурений вибій – 2375 м.
- 1.4. Пластовий тиск – 18,0 МПа
- 1.5. Пластова температура – 60°C.

Згідно з планом робіт провели гідродинамічні дослідження до і після проведення обробки ПЗП.

2 Результати вимірів кривої падіння тиску до обробки привибійної зони

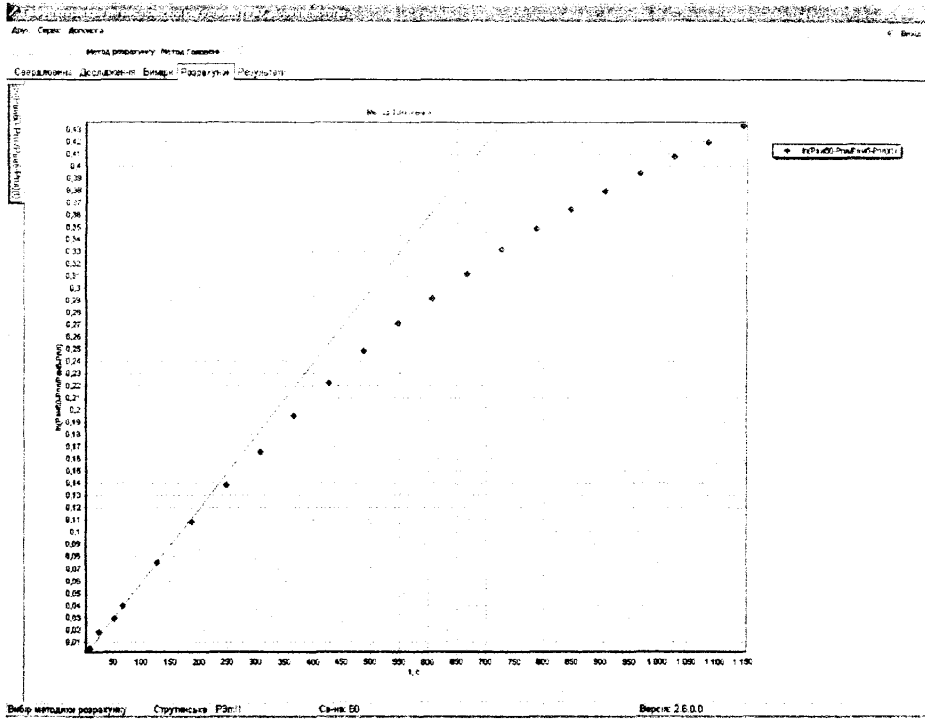
t, с	0	9	24	52	67	127	187	247	307	367	427	487
p _{буф-П} , МПа	28,01	27,87	27,44	27,08	26,75	25,68	24,70	23,84	23,09	22,29	21,58	20,93

t, с	547	607	667	727	787	847	907	967	1027	1087	1147
p _{буф-П} , МПа	20,35	19,85	19,38	18,91	18,52	18,16	17,84	17,51	17,22	16,97	16,69



З оригіналом вірно
ЗАТВІДЧУЮ
Начальник відділу кадрів, адміністрації
РСР НДПІ Б.А.Т. Д.Кривацька

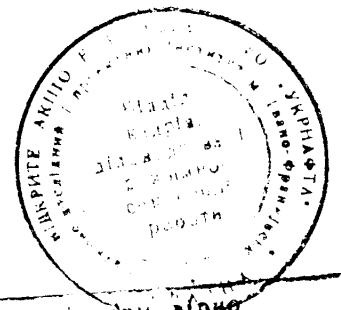
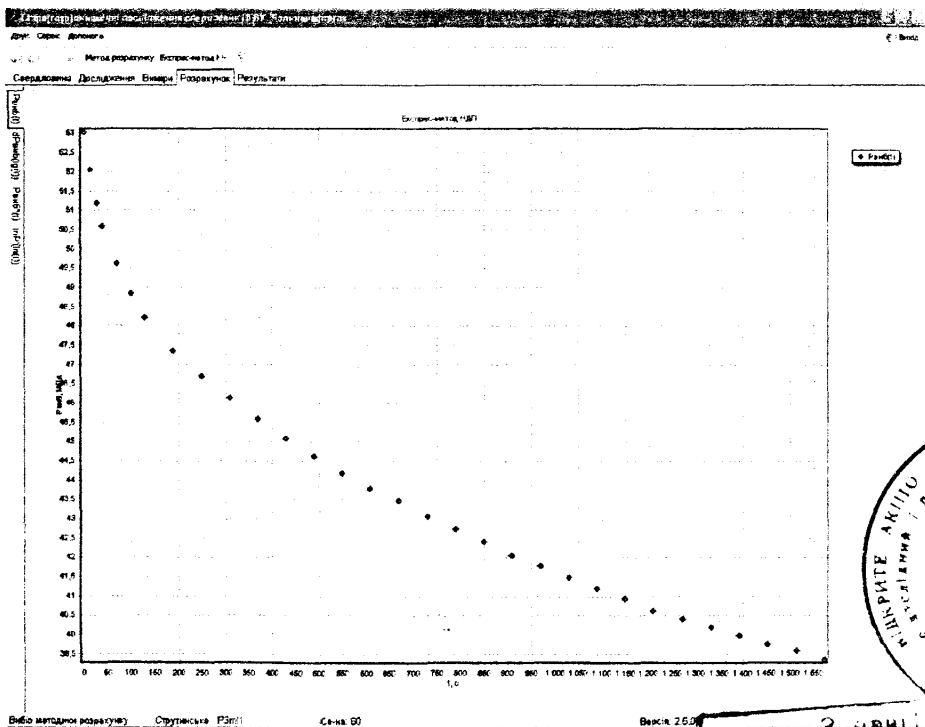
3 Інтерпретація кривої падіння тиску до ОПЗ. Метод Маскета



4 Результати замірів кривої падіння тиску після обробки привибійної зони

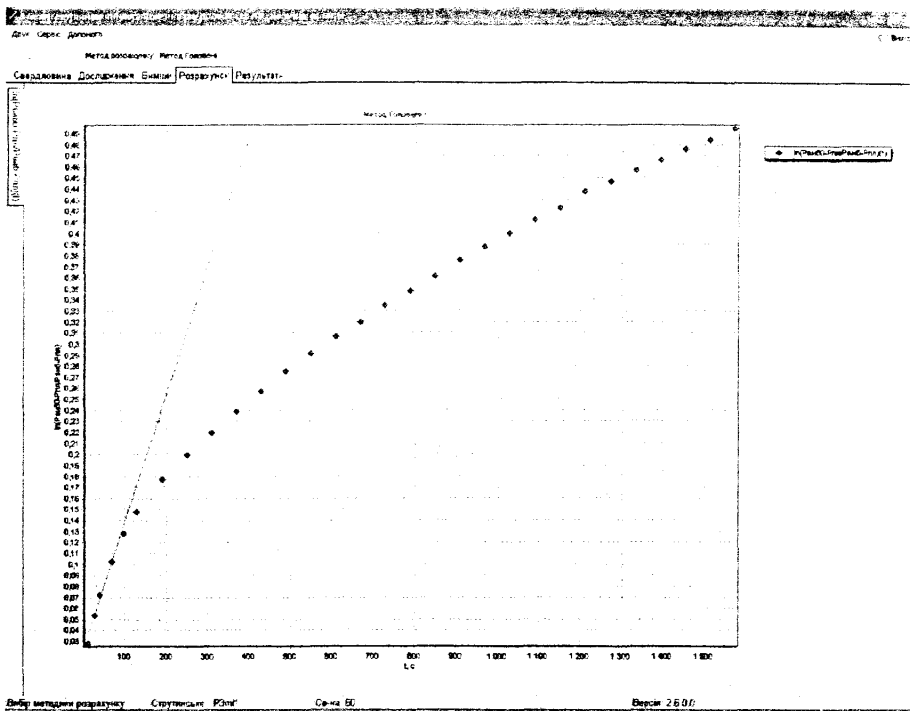
t, с	0	12	27	39	69	99	129	189	249	309	369	429	489	549	609
ΔP, Па	31,25	30,28	29,41	28,80	27,83	27,04	26,43	25,57	24,92	24,34	23,80	23,30	22,83	22,40	22,01

t, с	669	729	789	849	909	1029	1089	1149	1209	1272	1332	1392	1452	1512	1572
ΔP, Па	21,68	21,29	20,96	20,64	20,28	19,71	19,42	19,17	18,84	18,63	18,41	18,19	17,98	17,8	17,58



Завдання виконано вірно
 Начальник Державного підприємства
 РСР ПДН БАТ «Укроблгаз»

5 Інтерпретація кривої падіння тиску після ОПЗ. Метод Маскета



6 Визначені параметри

6.1 Інтерпретація гідродинамічних досліджень проводилась експрес-методом, Дюпюї і Маскета (таблиця 1).

Таблиця 1 – Визначені оціночні параметри технологічної ефективності процесу гідророзриву пласта у свердловині 60 Струтинського родовища на основі результатів гідродинамічних досліджень

Оціночні параметри	До ОПЗ	Після ОПЗ
Тисок, МПа	32,24	35,03
Пропровідність ПЗП, $\text{мкм}^2 \cdot \text{м} / (\text{МПа} \cdot \text{с})$	0,523	1,053
Ефіцієнт приймальності ПЗП за методом Маскета, $\text{м}^3 / (\text{д} \cdot \text{МПа})$	56,9	113,7
Ефіцієнт зміни гідропровідності ПЗП після ОПЗ		2,01
Ефіцієнт зміни приймальності свердловини після ОПЗ		2,00

6.2 За результатами гідродинамічних досліджень до і після проведення ГРП наявне покращення фільтраційних параметрів привибійної зони свердловини в 2,0 рази.

6.3 Проведена обробка привибійної зони – ефективна.

Начальник групи ІГД ВТВНГ
НДПІ ВАТ “Укрнафта”

О. М. Зазуляк



З оригіналом вірно
З А С В І Д Ч У Ю
Начальник відділу кадрів, підприємства
РСР НДПІ ВАТ “Укрнафта”

**Додатковий видобуток нафти після проведення пошувного ГРП
 у свердловинах Битківського та Луквинського родовищ НГВУ "Надвірнафтогаз" (на 01.01.2009 р.)**

Свердловина	Дата проведення	Додатковий видобуток		Свердловина	Дата проведення	Додатковий видобуток	
		нафти, т	газу, тис. м ³			нафти, т	газу, тис. м ³
до застосування методики							
805-Битківська	05.03.1997	933,0	273,0	76-Луквинська	30.06.2000	8438,1	2476,6
59-Луквинська	27.04.1997	1803,0	554,0	42-Луквинська	18.05.2001	876,0	402,0
81-Луквинська	26.06.1997	431,0	150,6	588-Битківська	26.06.2001	1362,8	746,0
58-Луквинська	13.04.1998	32,0	16,0	555-Битківська	02.06.2004	2426,0	1696,1
61-Луквинська	30.09.1998	229,0	47,4	74-Луквинська	20.09.2004	1269,6	353,3
360-Битківська	31.10.1998	246,0	249,1	79-Луквинська*	15.07.2005	5078,0	1768,8
537-Битківська	19.10.1999	126,0	83,0	43-Луквинська*	08.11.2006	1179,0	248,6
Всього		3800,0	1373,1	50-Луквинська*	24.04.2007	1734,5	673,8
На одну св.-операцію		542,9	196,2	32-Луквинська*	05.07.2007	1226,5	274,6
				57-Луквинська*	22.09.2008	156,4	70,6
				51-Луквинська*	17.10.2008	37,8	12,3
Всього						23784,8	8722,6
На одну св.-операцію						2162,3	793,0

Примітка: * - свердловини продовжують працювати з підвищеним дебітом

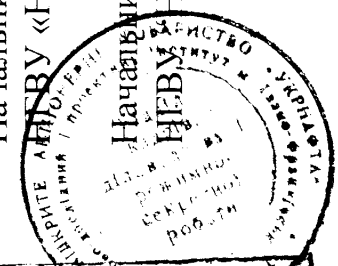
Начальник відділу видобутку
 НГВУ «Надвірнафтогаз»

І.В. Гнип

Начальник виробничо-технічного відділу
 НГВУ «Надвірнафтогаз»

В.І. Бойчук

3 оригіналом в'їрно
 Начальник відділу кадрів, виробництва
 РСР НДП «Бат. Укрнафта»



ДОДАТОК В

ЗАТВЕРДЖУЮ:

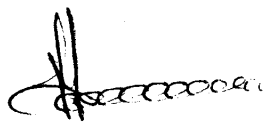
Головний інженер
НГВУ "Долинанaftогаз"

В.А. Петриняк
" 8 " 12 2009 р.

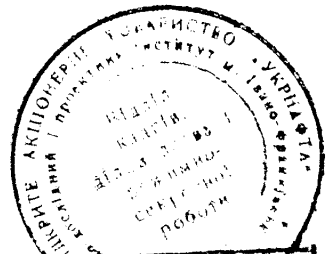
Додатковий видобуток нафти після ПГРП до і після застосування технології з використанням міцелярного розчину (ПУ 38607)

Свердловина	Додатковий видобуток нафти, т	Свердловина	Додатковий видобуток нафти, т
Технологія без використання міцелярного розчину		Технологія з використанням міцелярного розчину (ПУ 38607)	
Вигодсько-Бистрицькі відклади			
318-Долина	1912	907-Долина	11366
354-Долина	2536	717-Долина	11805
Ямненські відклади			
831-Долина	166	720-Долина	5987
		919-Долина	2136

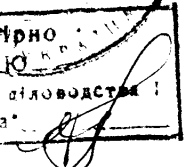
Начальник відділу видобутку нафти і газу НГВУ "Долинанaftогаз"



I.P. Дирів



З оригіналом **Вірно**
З А С В І Д Ч Е Н Н Я
Начальник відділу видобутку нафти і газу
РСР ВДНП ВАТ "Укрнафта"



ЗАТВЕРДЖУЮ:

Головний інженер

НГВУ "Долинанaftогаз"

В.А. Петриняк В.А. Петриняк

" 8 " 12 2009 р.

Зміна дебіту нафти у свердловинах Долинського родовища до і після застосування технології ПГРП з використанням міцелярних розчинів

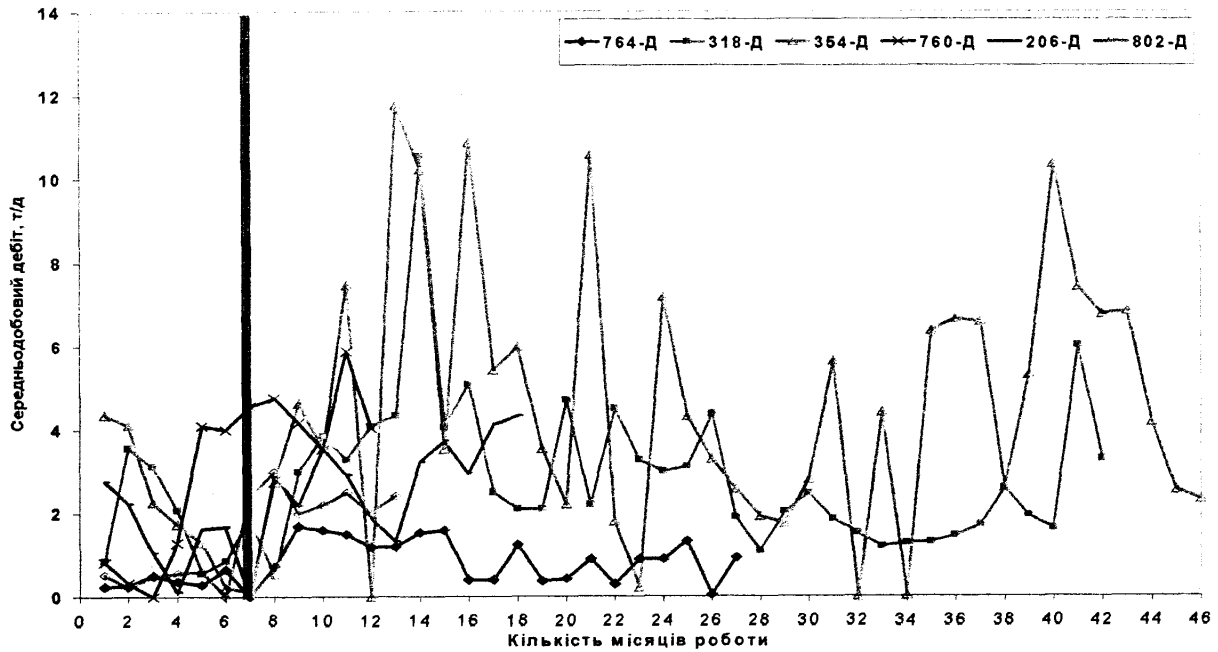


Рис. 1. Зміна дебіту свердловин Долинського родовища до і після проведення ПГРП без використання міцелярного розчину

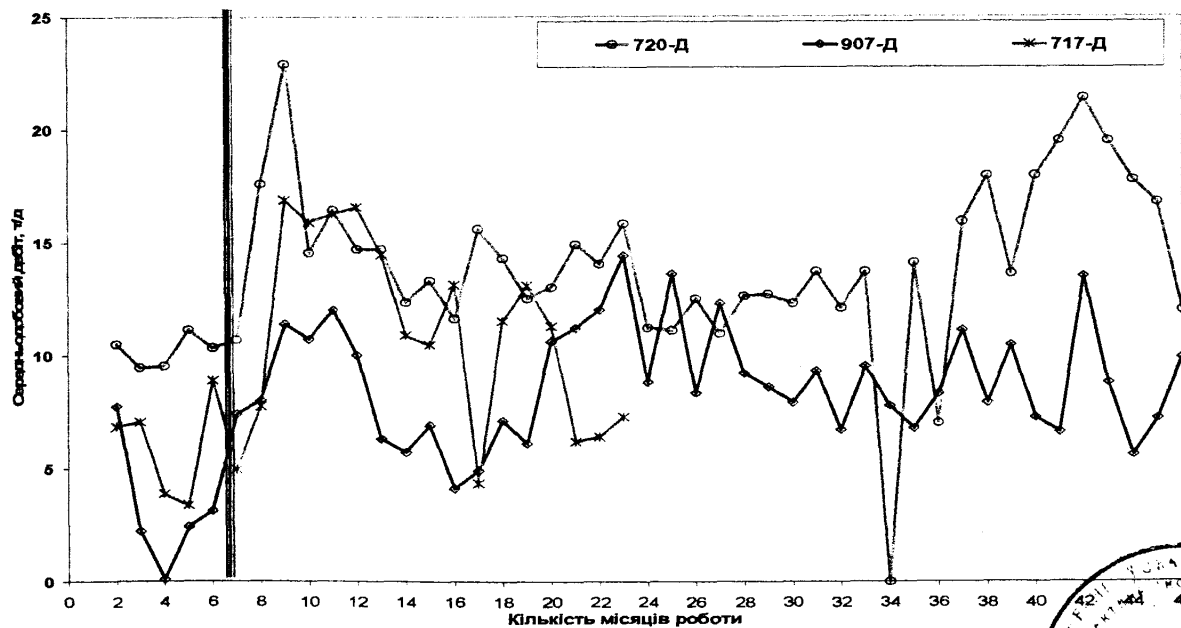
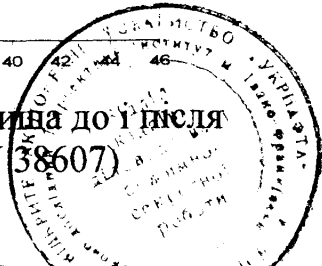


Рис. 2. Зміна дебіту нафти у свердловинах Долинського родовища до і після проведення ПГРП в використанням міцелярного розчину (ПУ 38607)

Начальник відділу видобутку нафти і газу НГВУ "Долинанaftогаз"

[Signature]
З оригіналом вірно
І.П. Дирів
Начальник відділу експлуатації свердловин, нафтобудівництва
РСР НДП "БАР" "Кривий Ріг"



СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Каневская Р.Д. Зарубежный и отечественный опыт применения гидроразрыва пласта / Р.Д. Каневская. – М.: ВНИИОЭНГ, 1998. – 40 с.
2. Clark J.V. Hydraulic process for increasing productivity of wells / J.V. Clark. – Trans. AIME. – 1949. – Vol. 186. – P.1-8.
3. Булатов А.И. Освоение скважин / А.И. Булатов, Ю.Д. Качмар, П.П. Макаренко, Р.С. Яремийчук. – М.: Недра, 1999. – 472 с.
4. Исследование факторов и реализация мер долговременной эксплуатации нефтяных и газовых скважин: в 6 т. Т.4. Кн. 2. Гидроразрыв пласта / Ю.М. Басарыгин, В.Ф. Будников, А.И. Булатов, Р.С. Яремийчук. – Краснодар: Просвещение, 2004. – 357 с.
5. Правдюк А.Н. Развитие кислотного гидроразрыва карбонатных пластов на месторождениях ОАО "Татнефть" / А.Н. Правдюк, А.Г. Мишкин, Л.А. Магадова // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 3. – С. 76.
6. Качмар Ю.Д. Дослідження розчинення поверхні піщано-алевролітових порід кислотними розчинами / Ю.Д. Качмар, Д.О. Єгер // Проблеми нафтогазової промисловості : зб. наук. праць / НАК "Нафтогаз України", 2006. – Вип. 3. – С. 149-155.
7. Качмар Ю.Д. Нова технологія кислотного гідророзриву пласта теригенного пласта / Ю.Д. Качмар, Ф.М. Бурмич, В.В. Цьомко, Я.О. Заливаха // Перспективи нарощування та збереження енергетичних ресурсів : матеріали наук.-техн. конф., 6-8 грудня 2006 р. – Івано-Франківськ, 2006. – С. 61-63.
8. Гайворонский И.Е. Гидродинамическое совершенство скважин / И.Е. Гайворонский, А.А. Мордвинов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1983. – 50 с.
9. Глущенко В.М. Структуровані рідини для ремонту свердловин / В.М. Глущенко // Нафтова та газова промисловість. – 1993. – № 1. – С. 34-38.
10. Довідник з нафтогазової справи / За заг. ред. В.С. Бойко, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. – Львів, 1996. – 620 с.

11. Ghauri W.K. Results of well stimulation by hydraulic fracturing and high rate Oil back flush / W.K. Ghauri; перевод № 232/16Д с англ. с примеч. Ю.П. Желтова // – J. Petrol. Technol., 1960. – Vol. 12, № 6. – P. 19-27.
12. Рябоконт С.А. Жидкости – песконосители для гидроразрыва пласта / С.А. Рябоконт, А.С. Нечаев, Е.В. Чагай // Обзорная информация. Серия "Нефтепромысловое дело". – М.: ВНИИОЭНГ, 1987. – С. 50.
13. Касянчук В.Г. Методы обработки призабойной зоны скважин / В.Г. Касянчук, И.А. Пилипец // Нефтяное хозяйство. – 1984. – № 9. – С. 53-55.
14. Качмар Ю.Д. Удосконалення планування і організації робіт при ГРП / Ю.Д. Качмар, Г.А. Лісовий // Нафтова і газова промисловість. – 1993. – № 1. – С. 29-31.
15. Игнатов В. Крупномасштабное внедрение технологии ГГРП в России / В. Игнатов // Нефть и капитал. – 1996. – № 6. – С. 13-15.
16. Гусев С.В. Анализ эффективности гидроразрыва пластов на месторождении ПО "Юганскнефтегаз" / С.В. Гусев, Я.Г. Коваль, И.С. Кольчугин // Нефтяное хозяйство. – 1991. – № 7. – С. 15-18.
17. Самардаков В.В. Применение ГРП СП "Юганскфракмастер" на месторождениях АО "Юганскнефтегаз" / В.В. Самардаков, С.В. Гусев, А.Н. Янин, Я.Г. Коваль // Нефтяное хозяйство. – 1995. – № 5-6. – С. 8-10.
18. Глова В.Н. Результаты гидроразрыва на месторождениях ОАО "Пурпенефтегаз" / В.Н. Глова, В.Н. Латишев // Нефтяное хозяйство. – 1996. – № 1. – С. 15-18.
19. Каневская Р.Д. Применение гидравлического разрыва пласта для интенсификации добычи и повышения нефтеотдачи / Р.Д. Каневская, И.Р. Дияшев, Ю.В. Некипелов // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 5. – С. 96-100.
20. Лисенко В.Д. Определение эффективности гидравлического разрыва нефтяного пласта / В.Д. Лисенко // Нефтяное хозяйство. – 1999. – № 11. – С. 13-18.

21. Лисенко В.Д. Эффективность гидравлического разрыва нефтяных пластов / В.Д. Лисенко // Нефтепромысловое дело. – 2006. – № 12. – С. 4-7.
22. Качмар Ю.Д. Про причини різкого зменшення дебіту свердловин на пізній стадії розробки Прикарпатських родовищ / Ю.Д. Качмар, Є.А. Малицький // Нафтова і газова промисловість. – 2000. – № 5. – С. 31-35.
23. Качмар Ю.Д. Аналіз застосування потужних гідророзривів у глибоких свердловинах України / Ю.Д. Качмар, Ф.М. Бурмич, А.М. Андрусак, В.В. Цьомко // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2002. – № 1. – С. 17- 21.
24. Качмар Ю.Д. Застосування потужних гідророзривів пласта на родовищах України / Ю.Д. Качмар, А.Б. Меркур'єв, Ф.М. Бурмич, В.М. Савка // Нафтова та газова промисловість. – 1999. – № 4. – С. 28-31.
25. Качмар Ю.Д. Результати і перспективи застосування потужного гідророзриву пласта в глибоких свердловинах України / Ю.Д.Качмар, Ф.М.Бурмич, А.М.Андрусак, В.В.Цьомко, В.М.Дістрянов.// Стан і перспективи впровадження технологій інтенсифікації видобування газу і нафти на родовищах України : матеріали наук.-практ. конф., 17-19 жовтня 2001 р. – Івано-Франківськ,. – 2001. – С.173-179.
26. Качмар Ю.Д. Технологія гідророзриву пласта в свердловинах для видобутку МВР / Ю.Д. Качмар, А.М. Андрусак, Ф.М. Бурмич, В.В. Цьомко // Техническая механика : межведом. сб. науч. трудов. – НАН Украины. – Вып. 33. – С. 26-32.
27. Качмар Ю.Д. Інтенсифікація припливу вуглеводнів у свердловину:. Кн. 2. Розд. 7.7.5. Досвід застосування гідророзриву пласта у газових свердловинах / Ю.Д. Качмар, В.М. Світлицький, Б.Б. Синюк, Р.С. Яремійчук. – Львів. – 2005. – С. 398-406.
28. Качмар Ю.Д. Аналіз проведення потужного гідророзриву пласта в газовій свердловині / Ю.Д. Качмар, Ф.М. Бурмич, В.В. Цьомко, А.Й. Куль // Нафта і газ України – 2002 : матеріали 7-ої міжнар. наук.-практ. конф., 31 жовтня-1 листопада 2002 р. – Київ,. – 2002. – С. 99-102.

29. Качмар Ю.Д. Інтенсифікація припливу вуглеводнів у свердловину : Кн. 2. Розд. 7.6.2 Досвід застосування ПГРП у глибоких нафтових свердловинах / Ю.Д. Качмар, В.М. Світлицький, Б.Б. Синюк, Р.С. Яремійчук. – Львів. – 2005. – С.370-378.
30. Качмар Ю.Д. Аналіз застосування потужних гідророзривів пласта / Ю.Д. Качмар, Ф.М. Бурмич, В.В. Цьомко // Нафта і газ України-2000 : матеріали 6-ої міжнар. наук.-практ. конф., 31 жовтня-3 листопада 2000 р. – Івано-Франківськ, 2000. – Т. 2. – С. 124-126.
31. Каневская Р.Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта / Р.Д. Каневская. – М.: Недра, 1999. – 213 с.
32. Ентов В.М. Стационарная фильтрация однородной жидкости в элементе разработки нефтяного пласта с трещиной гидроразрыва / В.М. Ентов, В.В. Мурзенко // Изв. РАН.МЖГ . – 1994. – № 1. – С. 104-112.
33. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти / Под ред. Ш. Гиматудинова. – М.: Недра, 1983. – 450 с.
34. Майкл Дж. Икономайдес. Применение унифицированного метода проектирования трещин разрыва для газовых скважин / Майкл Дж. Икономайдес, Рональд Э. Олинги, Питер Валко // Нефтегазовые технологии. – 2003 – № 1. – С.17-23.
35. Константинов С.В. Техника и технология проведения гидравлического разрыва пластов за рубежом / С.В. Константинов, В.И. Гусев // Обзорная информация. Серия "Нефтепромышленное дело". – М.: ВНИИОЭНГ, 1985. – 61 с.
36. Инструкция по технологии глубокопроникающего гидравлического разрыва пласта / П.М. Усачев, Ю.А. Песляк, С.В. Константинов и др. – М.: ВНИИнефть, 1988. – 52 с.
37. Можжерин В.А. Российские проппанты для гидроразрыва пласта / В.А. Можжерин, А.Н. Новиков, Н.П. Сибирев // Разработка и эксплуатация

- нефтяных месторождений. – 2001. – № 1. – С. 25-28.
38. Магадова Л.А. Высокоструктурированные гелеобразующие жидкости для гидравлического разрыва пласта на основе комплекса гелирующей "Химеко-В" / Л.А. Магадова, Р.С. Магадов, М.А. Силин и др. // Нефтепромысловое дело. – 2006. – № 10. – С. 14-18.
39. Магадова Л.А. Гелеобразующие жидкости на углеводородной основе, применяемые для гидравлического разрыва пласта и бурения скважин / Л.А. Магадова, Р.С. Магадов, М.А. Силин и др. // Строительство нефтяных и газовых скважин. – 2006. – № 12. – С. 25-29.
40. Nolte K.G., Smith M.B. Interpretation of Fracturing Pressures / K.G. Nolte M.B. Smith // J.Perf. Techn., 1981. – Vol.33. – № 9. – P. 1767-1775.
41. Economides M.J., Nolte K.G. Reservoir Stimulation. – Prentice Hall, Englewood Cliffs, New Jersey 07632-1989.- 430 p.
42. Хасанов М.М. Методические основы управления разработкой месторождений ОАО "НК"Роснефть" с применением гидроразрыва пласта / М.М. Хасанов // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 3. – С. 38-40.
43. Фахретдинов Р.Н. Результаты применения гидроразрыва пласта для разработки южной лицензионной территории Приобского нефтяного месторождения / Р.Н. Фахретдинов, А.В. Бровчук // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 3. – С. 44-47.
44. Методическое руководство по проектированию разработки нефтяных месторождений с применением гидравлического разрыва пласта на основе современных компьютерных технологий: РД153-39.2-032-98. / Р.М. Кац, Р.Д. Каневская и др. – М.: Минтопэнерго РФ, 1998. – 70 с.
45. Сабаев В.В. Использование аналитических решений для повышения экономической эффективности нефтедобычи при разработке месторождений на истощение. В 2 ч. Ч.1. Оптимизация числа скважин / В.В. Сабаев // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2006. – № 6. – С. 20-24.
46. Сабаев В.В. Использование аналитических решений для повышения

- экономической эффективности нефтедобычи при разработке месторождений на истощение. В 2 ч. Ч.2. Оптимизация параметров ГРП / В.В. Сабаев // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2006. – № 7. – С. 4-7.
47. Инструкция по технологии глубокопроникающего ГРП: РД 39-0147035-236-89. – М.: Недра, 1989. – 52 с.
48. Демяненко Н.А. Принципы оценки потенциальной продуктивности скважин Ватинского месторождения / Н.А. Демяненко, И.А. Байгола, А.И. Селиванова / Труды БелНИИнефть.– 1985.– Вып. 4. – С. 274-281.
49. Демяненко Н.А. Влияние потенциала пласта на эффективность ГТМ по интенсификации притока / Н.А. Демяненко, А.И. Гавриленко, Н.О. Баранова / Труды БелНИИнефть. – 2001. – Вып. 4. – С. 172-179.
50. Изучение и экспериментальное исследование влияния геолого-промысловых факторов на эффективность работ по интенсификации притока нефти: отчет о НИР по теме №25Ц.21.84/08.66 / ЦНДЛ; рук. Д.О. Егер, Ф.М. Бурмич. – Ивано-Франковск, 1985. – 109 с.
51. Егер Д.О. Влияние условий вскрытия пласта на освоение скважин / Д.О. Егер, Е.В. Рыбчак // Нефтяная и газовая промышленность. – 1985. – № 2. – С. 29-30.
52. Анализ освоения глубоких скважин, обсаженных эксплуатационной колонной на Прикарпатье: отчет о НИР по теме №595 / ЦНДЛ: рук. Д.О. Егер, Ф.М. Бурмич. – Ивано-Франковск, 1980. – 116 с.
53. Пат. 20599А Україна, МПК Е 21 В 49/26. Спосіб визначення потенційної продуктивності розкритих свердловиною нафтонасичених пластів / Качмар Ю.Д., Бучковський С.С., Бурмич Ф.М., Дістрянов В.М.; Центральна-науково-дослідна лабораторія Акціонерного товариства "Укрнафта". – № 96103902; заявл.14.10.96; опубл. 27.02.98, Бюл. № 1.
54. Качмар Ю.Д. Моделювання продуктивності нафтових свердловин / Ю.Д. Качмар, В.М. Дістрянов // Нафтова і газова промисловість. – 2001. – № 3. – С. 29-31.

55. Качмар Ю.Д. Методика комплексного проектування гідророзриву пласта / Ю.Д. Качмар, В.В. Цьомко // Нафтова і газова промисловість. – 2005. – № 4. – С. 12-15.
56. Савенков Г.Д. Расчет процессов интенсификации притока, освоения и эксплуатации скважин / Г.Д. Савенков, В.С. Бойко. – Львов: Вища школа, 1986. – 160 с.
57. Девликамов В.В. Аномальные нефти / В.В. Девликамов, З.А. Хабибуллин, М.М. Кабиров. – М. : Недра, 1975. – 168 с.
58. Девликамов В.В. Физика пласта / В.В. Девликамов, З.А. Хабибуллин. – Уфа: Изд-во Уфимского нефт. ин-та, 1986. – 82 с.
59. Эксплуатация и технология разработки нефтяных и газовых месторождений // Под ред. Ш.К. Гимагутдинова. – М.: Недра, 1978. – 356 с.
60. Бойко В.С. Підземна гідрогазомеханіка / В.С. Бойко, Р.В. Бойко. – Львів: Апріорі, 2007. – 452 с.
61. Аметов И.М. Добыча тяжелых и высоковязких нефтей / И.М. Аметов, Ю.Н. Байдинов, Л.М. Рузин, Ю.А. Спиридонов. – М. :Недра, 1985. – 205с.
62. Яремійчук Р.С. Повышение продуктивности скважин при освоении и эксплуатации месторождений парафинистых нефтей / Р.С. Яремійчук, В.М. Світлицький, Г.П. Сав'юк. – К.: УкргіпроНІИнефть. – 1993. – 226 с.
63. Качмар Ю.Д. Про фільтрацію флюїдів на пізній стадії розробки Битківського родовища / Ю.Д. Качмар, В.В. Цьомко // Нафтова і газова промисловість. – 2000. – № 6. – С. 26-29.
64. Cinco-Ley H., Samaniego. Transient Pressure Analysis: Finite Conductivity Fracture Case Versus Damage Fracture Case, SPE 10179. – V.F. –1981. – P.
65. Rueda J. Optimum Fracture Design Under Transient and Pseudosteady Conditions Using Constant Fracture Volume Concept / J. Rueda, A. Voronkov, J.M. Match // Paper STE 94157 presented at the SPE Europec; EAGE Annual Conference held in Madrid, Spain, 13-16 June, 2005. – 152 p.
66. MFrac-II. Hydraulic Fracturing Simulator. – Meyer & Associates, Inc. Conroe, Texas, 1994. – Version 7.x. – 160 p.

67. Prats M. Effect of Vertical Fractures on Reservoir Behavior-Incompressible Fluid Case / M. Prats // SPEJ(June). Trans. AIME, 1961. – 152 p.
68. Cinco-Ley H. Transient Pressure Analysis: Finite Conductivity Fracture Case Versus Damage Fracture Case / H. Cinco-Ley, Samaniego. – SPE 10179. – V.F., 1981. – 321 p.
69. Recent Advances in Hydraulic Fracturing / Y.L. Gidley, S. Holdich, D. Nierode, R. Veatch. – Richardson, TX, SPE, v.12, 1989. – 452 p.
70. Economides M.J. Unified Fracture Design. Chapter 1-7 / M.J. Economides, R.A. Oligney, R. Valko. – Orsa Press. – Alvin, Texas, 2002. – 350 p.
71. Тимчасове методичне керівництво з технології проведення гідророзриву пласта в свердловинах для видобутку метану вугільних родовищ: КД 101.25590072.001-2002 / В.В. Касьянов, Б.І. Лелик та ін. – К.: М-во палива і енергетики, 2002. – 39 с.
72. Ибатулин Р.Р. Выбор технологии и оптимального масштаба гидроразрыва пласта для условий ОАО "Татнефть" / Р.Р.Ибатулин, В.Г.Салимов, О.В.Салимов // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 5. – С.80-82.
73. Шаламов М.А. Разработка и исследование методов интенсификации добычи для неоднородных низкопродуктивных пластов: автореф. дис. на соискание науч. степени канд. техн. наук : спец. 25.00.17 "Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений" / М.А. Шаламов. – Тюмень, 2007. – 28 с.
74. Сабаев В.В. Принципы экономического планирования параметров ГРП / В.В. Сабаев, О.О. Связова // Нефтепромысловое дело. – 2006. – № 6. – С. 76-82.
75. Яремійчук Р.С. Освоєння свердловин / Р.С. Яремійчук, Ю.Д. Качмар. – Львів: Світ, 1997. – 252 с.
76. MProd-I. - Hydraulic Fractured Wells.- Version 5.x. Meyer & Associates, Inc. Conroe, Texas, 1994. – 110p.
77. Дьюприст Ф.Е. Систематизация напряжения смыкания трещин и практика борьбы с поглощениями / Ф.Е. Дьюприст // Нефтегазовые технологии. –

2006. – № 2. – С. 12-18.
78. Дорошенко В.М. Методологічні та технологічні основи комплексної інтенсифікуючої та ізолюючої дії на систему "свердловина-пласт" : автореф. дис. на здобуття наук. ступеня д-ра техн. наук : спец. 05.15.06 "Розробка та експлуатація нафтових і газових родовищ"/ В.М. Дорошенко. – Івано-Франківськ, 1996. – 50 с.
79. Пат. 38606А Україна, МПК Е 21 В 43/26. Рідина для гідророзриву пласта // Андрусак А.М., Качмар Ю.Д., Бурмич Ф.М., Тарабаринів П.В. та ін.; Відкрите акціонерне товариство "Укрнафта", Центральна науково-дослідна лабораторія, нафтогазовидобувне управління "Надвірнанафтогаз" ВАТ "Укрнафта". – №2000074597; заявл.31.07.00; опубл. 15.05.01, Бюл. № 4.
80. Пат. 47162А Україна, МПК Е 21 В 43/26. Рідина для гідророзриву пласта // Андрусак А.М., Качмар Ю.Д., Цьомко В.В., Касьянов В.В. та ін.; Центральна науково-дослідна лабораторія ВАТ "Укрнафта" та Державне підприємство "Центр альтернативних видів палива". – № 2001085673; заявл.09.08.01; опубл. 17.06.02, Бюл. № 6.
81. Розробка гелевих рідин для здійснення потужних гідророзривів пласта (ПГРП) в умовах родовищ ВАТ "Укрнафта" : звіт НДР по договору №00/108; кер.А.М.Андрусак. – Івано-Франківськ, 2001. – 55 с.
82. Качмар Ю.Д. Нові технології потужного гідророзриву пласта / Ю.Д. Качмар, Ф.М. Бурмич, В.В. Цьомко, А.М. Андрусак, В.В. Григораш // Стан і перспективи розробки родовищ нафти і газу України : матеріали наук.-практ. конф., 18-21 листопада 2003 р. – Івано-Франківськ, 2003. – С. 229-234.
83. Апасов Р.Т. Разработка и обоснование эффективных комплексных технологий воздействия на скважины с низкой продуктивностью после ГРП : автореф. дис. на соискание науч. степени канд. техн. наук : спец. 25.00.17 "Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений" / Р.Т. Апасов. – Тюмень, 2006. – 30 с.

84. Бойко В.С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ / В.С. Бойко. – Київ: Реал-Принт, 2004. – 695 с.
85. Бойко В.С. Підземний ремонт свердловин / В.С. Бойко. – Івано-Франківськ: Факел, 2002. – 465 с.
86. Земцов Ю.В. Технология восстановления продуктивности скважин, в которых проведен гидроразрыв пласта / Ю.В. Земцов, А.Г. Газаров, В.Н. Сергиенко и др. // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 3. – С. 56-59.
87. Малышев Г.А. Методы восстановления продуктивности скважин с трещинами ГРП / Г.А. Малышев, А.Г. Малышев, В.Н. Журба // Новые технологи разработки и повышения нефтеотдачи: труды IV международ. симпозиума. – М.: Ин-т нефтегаз. бизнеса, 2005. – С.58-62
88. Малышев Г.А. Состояние и перспективы развития технологии гидроразрыва пласта на месторождениях ОАО "Сургутнефтегаз" / Г.А. Малышев, В.П. Сонич, С.А. Сулима // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 8. – С. 88-91.
89. Бухарина М. Обзор основных характеристик работы деструкторов в жидкостях ГРП на водной и нефтяной основе / М.Бухарина // Бурение и нефть. – 2006. – № 11. – С. 42-44.
90. Желтов Ю.П. Деформации горных пород / Ю.П. Желтов. – М.:Недра. – 1966. – 189 с.
91. Качмар Ю.Д. До визначення тисків і витрати рідини при плануванні ГРП / Ю.Д. Качмар // Нафтова і газова промисловість. – 1991. – № 2. – С. 25-27.
92. Александров С.И. Пассивный сейсмический мониторинг для контроля геометрических параметров гидроразрыва пласта / С.И. Александров, Г.Н. Гогоненков, А.Г. Пасынков // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 3. – С. 51-53.
93. Цьомко В.В. Вибір свердловин для ГРП з використанням комплексних параметрів / В.В. Цьомко // Стан і перспективи розробки родовищ нафти і газу України : матеріали наук.-практ. конф., 18-21 листопада 2003 р. – Івано-Франківськ. – 2003. – С. 234-238.

94. Пат. 50554А Україна, МПК Е 21 В 43/26. Спосіб гідророзриву пласта // Цьомко В.В., Качмар Ю.Д., Бурмич Ф.М., Тарабарінов П.В. та ін.; Відкрите акціонерне товариство "Укрнафта". – № 2002021080; заявл. 11.02.02; опубл. 15.10.02, Бюл. № 10.
95. Гідравлічний розрив пласта: СОУ 11.1-00135390-0.53:2007. – [Чинний від 01-01-08]. – К. : Держспоживстандарт України, 2008. – 68 с. – (Стандарт підприємства)
96. Касянчук В.Г. Аналіз ефективності обробок присвердловинних зон пластів міцелярними розчинами та проблеми їх застосування / В.Г. Касянчук, В.А. Петриняк та ін. // Проблеми і перспективи науково-технічного прогресу в АТ "Укрнафта": матеріали наук.-практ. конфер., 27-29 вересня 1996 р. – Івано-Франківськ, 1996. – С. 144-145.
97. Михайлюк В.Д. Застосування мікроемульсій для інтенсифікації видобутку нафти / В.Д. Михайлюк, В.А. Петриняк, І.А. Пилипець // Нафта і газ України : матеріали 8-ї міжнар. наук.-практ. конф., 25-28 жовтня 2004 р. – Судак. – 2004. – С.67-69.
98. Пат. 28760А Україна, МПК Е 21 В 43/27. Спосіб обробки привибійної зони свердловини / М.М. Лилак, М.І. Рудий та ін.; Відкрите акціонерне товариство "Укрнафта". – № 97094654; заявл. 18.09.97; опубл. 16.10.2000, Бюл. №5.
99. Пат. 38607 Україна, МПК Е 21 В 43/26. Спосіб гідророзриву пласта / Ю.Д. Качмар, А.М. Андрусак, Ф.М. Бурмич, В.В. Цьомко та ін.; Відкрите акціонерне товариство "Укрнафта". – № 2000074598; заявл. 31.07.00; опубл. 15.02.05, Бюл. № 2.
100. Цьомко В.В. Удосконалення технології гідророзриву пласта на пізній стадії розробки родовищ / В.В. Цьомко // Проблеми нафтогазової промисловості : зб. наук. праць / НАК "Нафтогаз України", 2006. – Вип. 4.– С. 134-145.
101. Качмар Ю.Д. Аналіз розкриття, розвитку і закріплення тріщини під час гідророзриву пласта / Ю.Д. Качмар, В.В. Цьомко // Нафтова і газова

промисловість. – 2000. – № 3. – С. 27-29.

102. MinFrac for Windows. Minifrac Analysis Tool.- Version 2.x. Meyer & Associates, Inc. Conroe, Texas. – 1994. – 172 p.
103. MFast for Windows. Hydraulic Fracturing Simulator.- Version 2.x. Meyer & Associates, Inc. Conroe, Texas.– 1994.– 58 p.
104. Контроль за параметрами проведення потужного гідророзриву пласта (Frloss); комп'ютерна програма: свідоцтво про реєстрацію авт. прав / В.В.Григораш/ власник ВАТ "Укрнафта". – № 6172; заявл. 09.09.02.