

622.276.6(043)
U 97

**ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ**

ЦЬОМКО Володимир Васильович

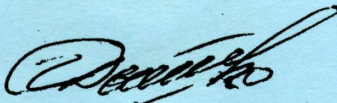
043
УДК 622.276.66

497

**УДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЇ ГІДРАВЛІЧНОГО РОЗРИВУ ПЛАСТА
В УМОВАХ НАФТОВИХ РОДОВИЩ УКРАЇНИ**

05.15.06 – Розробка нафтових і газових родовищ

АВТОРЕФЕРАТ
дисертації на здобуття наукового ступеня
кандидата технічних наук



Івано-Франківськ – 2010

Дисертацією є рукопис

Роботу виконано в Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу Міністерства освіти і науки України.



Науковий керівник:

доктор технічних наук, професор
Яремійчук Роман Семенович,
Івано-Франківський національний
технічний університет нафти і газу,
декан спільного факультету
нафтогазових технологій

Офіційні опоненти:

доктор технічних наук, професор
Бойко Василь Степанович,
Івано-Франківський національний
технічний університет нафти і газу,
професор кафедри розробки та експлуатації
нафтових і газових родовищ

доктор технічних наук, професор
Зезекало Іван Гаврилович,



Захи
спеціалізо
технічного
Франківсь
3 д
Франківсь
76019, Укр

Авто

Вчен

спеціалізованої вченої ради,
кандидат технічних наук, доцент

I.M. Kovbasjuk

роботи
ького
ого інституту
і на засіданні
національного
аїна, м. Івано-
бліотеці Івано-
зу за адресою:



ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА РОБОТИ

Актуальність теми. Гідравлічний розрив пласта (ГРП) на родовищах України застосовували досить широко та ефективно з 1960 року. Для проведення ГРП використовували ньютонівські рідини з низькою концентрацією піску, тому в пластах утворювались тріщини малої провідності.

На етапі пізньої стадії розробки нафтових родовищ України умови застосування ГРП значно ускладнились. Частина родовищ стали розробляти на режимі розчиненого газу. На інших родовищах обводненість продукції суттєво збільшилась. В таких умовах середній додатковий видобуток нафти на одну свердловину-операцію після ГРП постійно знижувався, що не забезпечувало 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 збільшенням витрати рідини і тиску нагнітання та проводиться з використанням ньютонівських рідин, а для закріплення тріщин використовують керамічні пропанти високої та середньої міцності фракції 16/30 і 20/40.

Така технологія є значно складнішою. У свердловинах на родовищах з ньютонівськими властивостями нафти затрати на ПГРП часто не окупувались, а після ПГРП із застосуванням імпортного гелю WGA-1 дебіт свердловин зростає не відразу після його проведення, а збільшувався протягом кількох місяців. Внаслідок передчасного випадання закріплювача у тріщині та на вибої в багатьох свердловинах під час ПГРП виникали аварійні ситуації.

Отже ефективність застосування ПГРП у свердловинах родовищ на пізній стадії розробки найбільше залежить від обґрунтованості вибору об'єкта дії, проектування параметрів тріщин, їх розвитку і закріплення, а також оперативного прийняття рішень про зміну параметрів процесу під час його проведення з метою закріплення тріщини проектною кількістю закріплювача.

Тому виникла необхідність удосконалення методів проектування і технології проведення ПГРП на нафтових родовищах України.

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 [1, 2].

Досліджено вплив імпортованих і вітчизняних технологічних рідин для ПГРП на водній основі на кольматацию стінок тріщини в умовах нафтових родовищ України [3] 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 [4, 5, 6].

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 [7].

Проведено більше ніж 150 ПГРП із використанням різних технологій і виконано аналіз їх застосування [8, 9], наведено результати та перспективи цього методу [10].

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

ОСНОВНИЙ ЗМІСТ РОБОТИ

У вступі обґрунтовано актуальність проблеми, сформульовано мету і завдання досліджень, зазначено практичну цінність роботи і шляхи її реалізації у практику інтенсифікації видобутку вуглеводнів.

У першому розділі наведено аналіз вітчизняних та зарубіжних досліджень, технології та результати застосування ГРП на нафтових родовищах України.

Завдяки теоретичним та експериментальним дослідженням українських і закордонних вчених вивчено механізм ГРП, методи його проектування, матеріали, засоби контролю та керування процесом. Результати проведених досліджень покладено в основу вибору свердловин та існуючих технологій ГРП, а також розробки нових ефективних його технологій.

Показано, що ефективність ГРП за відомими в Україні технологіями знизилась до 200 т додатково видобутої нафти на одну свердловино-операцію. Після придбання ВАТ „Укрнафта” нового технологічного оснащення застосування ПГРП виявилось значно складнішим порівняно зі звичайним ГРП. При великих швидкостях і тисках нагнітання рідини та закріплювача тріщин процес нагнітання в пласт завершується за 30-60 хв., що значно підвищує вимоги до вибору об'єктів, проектування технологічних параметрів процесу,

розробки нових технологій його проведення і вимагає постійного контролю та оперативного керування його параметрами, особливо для попередження виникнення аварійних ситуацій внаслідок передчасного випадання закріплювача у тріщині та вибої свердловини.

Застосування неньютонівських рідин на водній основі призводить до кольматації навколотріщинної зони, тому необхідно провести експериментальні дослідження впливу рідин для ПГРП та їх фільтрату на зміну проникності продуктивних пластів родовищ України та вести пошук способів попередження зниження проникності порід такими рідинами.

Проведений аналіз ефективності ПГРП у свердловинах нафтових родовищ України показав, що основними причинами цього є: недостатньо обгрунтований вибір об'єкта дії; проектування розмірів тріщин без урахування її провідності та маси закріплювача; недостатньо надійне проектування раціональних параметрів процесу внаслідок хибного вибору моделі розвитку тріщини чи невідповідних матеріалів; відсутність методики оперативного керування параметрами процесу в зв'язку з особливостями його перебігу для забезпечення закріплення тріщини проектною масою закріплювача.

На основі аналізу вітчизняного і світового досвіду застосування ГРП на нафтових родовищах сформульовано мету та основні завдання досліджень.

У другому розділі удосконалено методику проектування ПГРП у свердловинах нафтових родовищ України з обгрунтуванням зміни величин критеріальних параметрів, алгоритм якої складається з чотирьох етапів.

На першому етапі вибирають об'єкт для ПГРП, використовуючи запропонований автором смісно-енергетичний параметр (E) для вилучення свердловин, у яких очікується видобуток нафти менший від необхідного для окупності витрат на ПГРП. Для цього проаналізовано різні параметри вибору свердловин для ГРП, що застосовувались в нафтопромисловій практиці та показано їх незначний вплив на додатковий видобуток нафти в умовах пізньої стадії розробки нафтових родовищ України. Тому використовувати їх окремо для вибору об'єктів ПГРП на нафтових родовищах України недоцільно. Нами рекомендовано для вибору об'єкта використати E , що є добутком пористості, ефективної товщини і градієнта пластового тиску. Залежність додаткового видобутку нафти від E показує, що взаємозв'язок між ними описується з коефіцієнтом кореляції до 0,86. Оскільки граничне значення E залежить від додаткового видобутку нафти, необхідного для окуплення затрат на ПГРП, то при теперішньому співвідношенні цін необхідно додатково видобувати 468 т нафти, а для цього значення E повинно бути не меншим від 0,8.

Для визначення необхідної додатково видобутої нафти (ΔQ_N) після ПГРП від E нами рекомендується наступна залежність:

$$\Delta Q_N = 3388,6E^2 - 1714E - 329,5, \quad (1)$$

Застосування рекомендованого параметра значно прискорює попередній вибір свердловин для ПРП і зменшує кількість низько ефективних обробок на всіх нафтових родовищах.

На другому етапі, за допомогою уніфікованої методики, проектують параметри тріщини ГРП з метою одержання максимального збільшення безрозмірного коефіцієнта продуктивності J_m свердловин нафтових родовищ України залежно від умов проведення процесу. Оскільки параметри тріщини, розраховані за відомою уніфікованою методикою, значно відрізняються від близьких до фактичних в умовах нафтових родовищ України нами проведено її удосконалення.

Спочатку обґрунтовано зниження величини безрозмірної провідності тріщини C_{fd} , бо рекомендоване за відомою методикою значення $C_{fd}=1,6$ технічно складно або неможливо забезпечити в продуктивних пластах нафтових родовищ Дніпрово-Донецької западини (ДДЗ) та Передкарпаття. Причиною цього є наявність порово-тріщинного типу колекторів, високі коефіцієнти проникності продуктивних пластів, значне чергування продуктивних і непродуктивних пропластків, високі тиски нагнітання та інше.

Для цього нами розглянуто графік залежності J_m від C_{fd} та числа закріплювача N_{prop} і знайдено значення $J_m=f(N_{prop})$ для трьох постійних величин $C_{fd} = 0,5; 1,0$ і $1,6$ при зміні числа закріплювача в межах $0,001 \leq N_{prop} \leq 0,1$. Проведено обробку знайдених значень і одержано такі залежності:

$$\text{для } C_{fd} = 1,6 \quad J_m = 0,6 N_{prop}^{0,14}, \quad (2)$$

$$\text{для } C_{fd} = 1,0 \quad J_m = 0,582 N_{prop}^{0,1360}, \quad (3)$$

$$\text{для } C_{fd} = 0,5 \quad J_m = 0,543 N_{prop}^{0,13} \quad (4)$$

Після цього оцінено вплив 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) – (4) показано, що відхилення J_m від свого максимального значення при зміні C_{fd} від 1,6 до 1,0 не перевищують 2 %, а при $C_{fd} = 0,5$ не перевищує 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 нами прийнято $C_{fd}=1,0$. Застосування описаного підходу з прийнятим $C_{fd}=1,0$ дозволяє спростити залежність для розрахунку півдовжини тріщини (x_f), що в подальшому змінює розрахунок всіх інших параметрів тріщини та процесу, до виразу:

$$x_f = \left(\frac{k_f V_f}{kh} \right)^{0,5} \quad (5)$$

де k_f – коефіцієнт проникності закріплювача у тріщині;

k – коефіцієнт абсолютної проникності пласта;

V_f – об'єм закріплювача, який містить частину закріплювача в одному крилі тріщини;

h – товщина пласта.

Досвід проведених нами ПГРП із застосуванням відомої методики проектування свідчить про те, що у нафтових свердловинах фактичні показники J_m при $C_D=1,0$ нижчі приблизно на 60 % від прогнозних. Тому нами проведено дослідження кернів у широкому діапазоні проникностей та виявлено, що коефіцієнт проникності для нафти в середньому становить 60 % від величини коефіцієнта абсолютної проникності порід. Отже, друге удосконалення полягає у відповідному зменшенні J_m з урахуванням коефіцієнта нафтопроникності. Тому формулу (3) уточнено і вона має такий вигляд:

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

Отже, нами удосконалено розрахунок розмірів тріщини для забезпечення якнайбільшого зростання коефіцієнта продуктивності після ПГРП у нафтових свердловинах родовищ України.

У табл. 1 наведено результати розрахунків параметрів тріщини за відомою та удосконаленою методикою на прикладі свердловин 60-Струтинська та 14-Заводівська.

Таблиця 1

**Проектування параметрів тріщини
за удосконаленою та відомою методиками**

Параметр	Одиниця вимірювання	60-Струтинська		14-Заводівська	
		відома методика	удосконалена методика	відома методика	удосконалена методика
Безрозмірний коефіцієнт продуктивності до проведення ПГРП, J_c	-	0,102	0,102	0,017	0,017
Безрозмірна провідність тріщини	-	1,6	1	1,6	1
Коефіцієнт проникності закріплювача	мкм ²	80	80	120	120
Висота тріщини	м	39	39	46	46
Півдовжина закріпленої тріщини	м	33	43	63	79
Середня ширина зімкнутої тріщини	м	0,0021	0,0016	0,0008	0,0007
Скін-ефект свердловини після ПГРП	-	-2,49	-2,49	-3,16	-3,16
Безрозмірний коефіцієнт продуктивності після ПГРП, J_m	-	0,387	0,232	0,426	0,256
Відношення J_m / J_c	-	3,79	2,29	25,1	14,8
Очікуваний дебіт після ПГРП	т/д	17,0	10,5	37,6	22,2

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 в 2,3 рази у свердловині 60-Струтинська і в 14,8 рази у свердловині 14-Заводівська, тобто можна збільшиться дебіт свердловин при тій самій депресії на пласт, відповідно, до $10,0 \text{ м}^3/\text{д}$ і $22,2 \text{ м}^3/\text{д}$.

Показано, що за відомою методикою проектування очікувалось би збільшення коефіцієнта продуктивності порівняно з початковим у свердловині, наприклад, 60-Струтинська – у 3,79 раза, що є значно завищеним і яке не підтверджується як фактичною роботою свердловини після проведення ПГРП, так і результатами гідродинамічних досліджень.

На третьому етапі проектування визначають при яких параметрах ПГРП можна забезпечити створення тріщини з проектними розмірами, використовуючи програму Меєра MFrac.

Проектування ПГРП здійснюється з використанням рідин з різними реологічними характеристиками, що дозволяє підібрати технологію його проведення в конкретних умовах та забезпечує створення тріщин з розмірами, близькими до розрахованих на попередньому етапі.

На рис. 1, на прикладі свердловини 60-Струтинська, показано відповідність запроєктованих значень тиску на гирлі під час ПГРП до фактичних, що підтверджує реалізацію створення тріщин з розмірами, які визначені нами за удосконаленою методикою проектування.

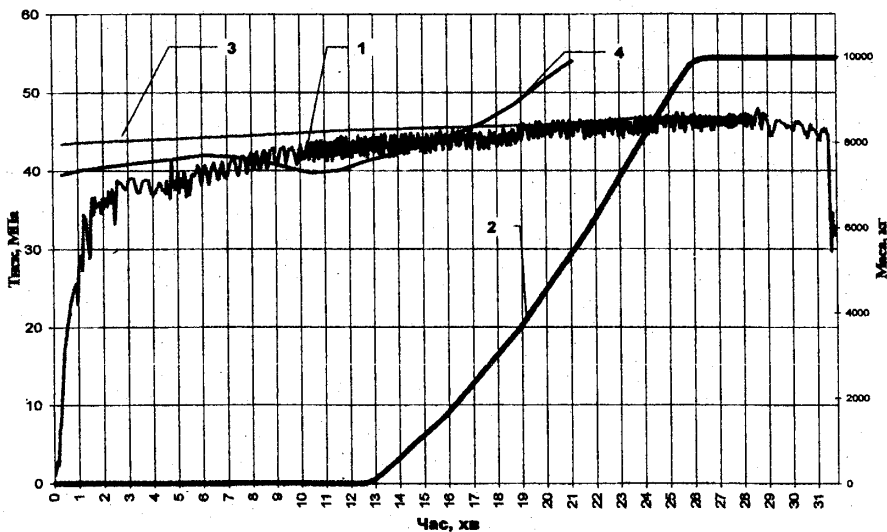


Рис. 1. Графік зміни тиску на гирлі та маси закріплювача у свердловині 60-Струтинська

- 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

Оцінку ефективності ПГРП пропонуємо виконувати на четвертому етапі за розробленою нами методикою наближеної оцінки окупності витрат.

Запропонована методика проектування використана в ряді свердловин нафтових родовищ України. Її адекватність підтверджена результатами гідродинамічних досліджень і фактичним додатковим видобутком нафти. Так наприклад, для наведених у табл. 1 свердловин 60-Струтинська (НГВУ „Долинанафтогаз”) і 14-Заводівська (НГВУ „Бориславнафтогаз”) додатковий видобуток нафти після ПГРП становить відповідно 2060 т і 8884 т.

У третьому розділі наведено результати дослідження впливу нових вітчизняних рідин для ПГРП (алкогогелю, полімерноемulsionного розчину на основі оксигетилцелюлози, ПАА або реагенту WGA-1) та імпортного водного гелю на основі WGA-1 на проникність порід нафтових родовищ України, виявлено характерні особливості їх кольматації та розроблено технологію двоетапного ПГРП з використанням міцелярних розчинів на етапі попереднього ГРП без закріплення тріщин.

Експериментальні дослідження впливу розроблених і застосовуваних рідин для ПГРП на проникність порід у навіколотріщинному просторі виконано на установці дослідження проникності кернів в умовах, що відповідають нагнітанняю рідин у пласт під час ПГРП.

У першій частині експериментів визначали коефіцієнт відновлення проникності після нагнітання рідин і встановлено зниження проникності порід у навіколотріщинному просторі в межах 0,43-0,51 від початкової, внаслідок проникнення в поровий простір фільтрату і полімерних частинок нових рідин для ПГРП та водного гелю на основі WGA-1.

Другу частину експериментів проведено для визначення глибини кольматації порід. Для цього після фільтрації рідин послідовно зрізали шари породи і визначали коефіцієнти проникності у зворотному напрямку. В породах з коефіцієнтом абсолютної проникності менше $2,4 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, незалежно від типу досліджуваних рідин, вже після видалення невеликого шару вірця (2,0-2,3 мм) відновлення проникності порід становить – 0,88-0,93. У породах з коефіцієнтом абсолютної проникності більше $44,9 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ після видалення шарів породи до 4,0 мм досягається відновлення проникності в межах 0,45-0,54, що свідчить про кольматацию породи за межами цієї зони.

Досліджено вплив міцелярного розчину (МР) на відновлення проникності порід після фільтрації через них технологічних рідин для ПГРП. Для цього через зразки порід здійснювали фільтрацію міцелярного розчину і рідини розриву у прямому напрямку, а після деструкції рідини розриву зворотнім промиванням витісняли з керна фільтрат рідини для ПГРП та МР і визначали коефіцієнт проникності зразків. Виявлено, що на входній поверхні кернів формується плівка, що захищає поровий простір від проникнення частинок полімерів і легко руйнується, а наявність МР в поровому просторі

сприяє підвищенню вилучення з нього продуктів розкладу рідини для ПГРП – коефіцієнт відновлення проникності сягає 0,67-0,76, тоді як без нього – 0,43-0,51.

Для комплексного вирішення завдання очищення навколотріщинного простору після ПГРП проведено розрахунки, які використано для побудови профілю проникнення першої та другої порцій міцелярного розчину і фільтрату рідини для ПГРП навколо поперечного перерізу тріщини (рис. 2) та наведено характер зміни абсолютних значень скін-ефекту тріщини, розрахований у дисертаційній роботі та є найбільшим біля гирла тріщини. Власне у цій зоні спостерігається найбільша глибина проникнення першої і другої порції МР, що сприятиме якісному очищенню навколотріщинної зони.

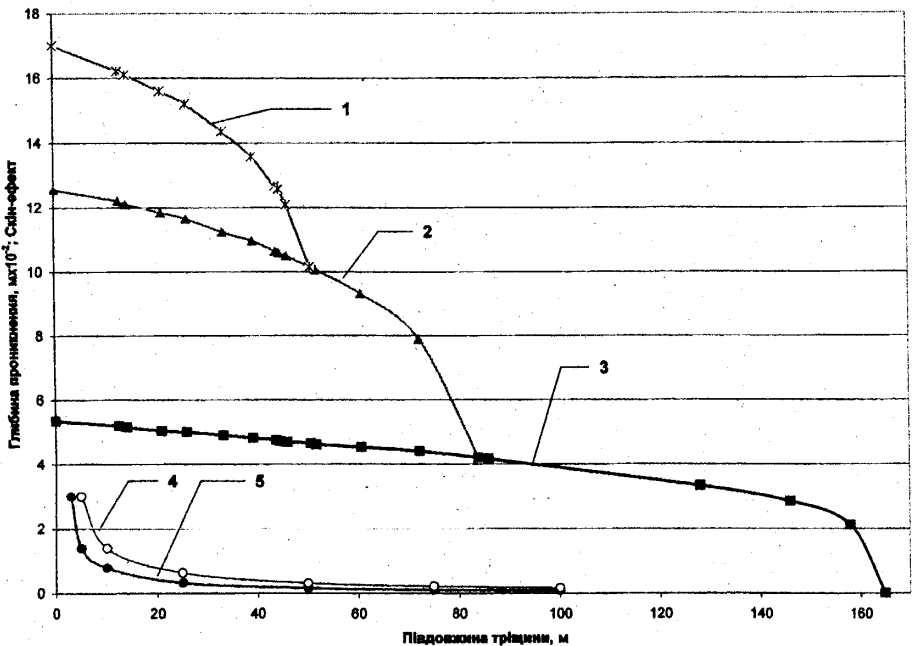


Рис. 2. Профіль проникнення фільтрату рідин навколо поперечного перерізу тріщини

1 – перша порція МР; 2 – друга порція МР; 3 – полімерноемulsionний розчин;
4 – скін-ефект при глибині кольтатації 0,1 м; 5 – скін-ефект при глибині кольтатації 0,05 м.

На основі результатів досліджень розроблено спосіб двоетапного ПГРП, коли під час попереднього ГРП здійснюють нагнітання в пласт МР, частину

якого залишають в НКТ і обсадній колоні над пластом. Наступний етап ПГРП розпочинають із нагнітання в свердловину рідини розриву, яка витісняє в тріщину і навколотріщинний простір пласта рещту МР.

Розроблений спосіб вперше було застосовано у свердловині 720-Долинська, яка експлуатує ямненські відклади в інтервалі 2802-2840 м, після чого дебіт нафти збільшився від 9,8 м³/д до 22 м³/д, а додатковий видобуток нафти склав 5987 т і газу – 1,37 млн м³, що сприяло широкому впровадженню нової технології.

Четвертий розділ присвячений дослідженню розвитку і закріплення тріщин з використанням ефективного тиску розриву та розробленню методики керування процесом ПГРП.

Керування технологічними параметрами ПГРП з метою якісного закріплення тріщин і недопущення передчасного випадання закріплювача у пласті є дуже складним і потребує розуміння закономірностей розвитку і закріплення тріщин у відповідних умовах.

Для контролю за розвитком тріщини під час проведення ПГРП нами застосовано рекомендації К.Нольта і запропонований ним параметр ефективного тиску p_{ef} , який визначають як різницю між вибійним тиском під час ПГРП і боковим гірничим тиском.

За рекомендаціями К.Нольта розвиток тріщини можна контролювати за інтенсивністю зміни кривої p_{ef} у часі, що визначається тангенсом m кута її нахилу до осі часу в подвійних логарифмічних координатах. Ним виділено п'ять видів зміни кривої p_{ef} у часі (наведено на рис. 3-5 у верхній лівій частині), а саме: I вид ($m = 1/8-1/4$) відповідає розвитку тріщини в довжину при обмеженій її висоті; II вид ($m = 0$) відповідає незначному зростанню всіх розмірів тріщини; III вид ($1/4 < m < 1$) вказує на повільний ріст тріщини у довжину з одночасним її розширенням; IV вид ($m > 1$) свідчить про зупинення розвитку тріщини, переважно внаслідок випадання в тріщині закріплювача; V вид ($m < 0$) – швидке зростання висоти тріщини.

Нами проведено детальний аналіз понад 100 ПГРП, виконаних у 1997-2007 рр. на нафтових родовищах України, та показано, що всі наведені види Нольта не зустрічаються у чистому вигляді, а тільки в їх комбінації залежно від умов проведення процесу.

Виділено чотири типи залежностей $p_{ef}=f(t)$ за характером розвитку тріщини, а саме:

I тип, коли p_{ef} знижується до входження закріплювача у тріщину, після чого зростає повільно (рис. 3). При цьому створюється тріщина достатньої довжини та ширини, яка розвивається на значну товщину продуктивного пласта і закріплюється проектною кількістю закріплювача;

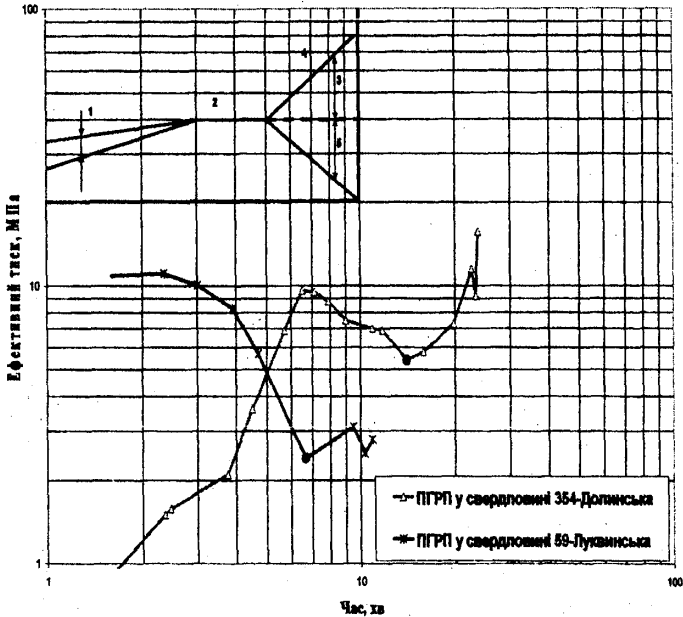


Рис.3. Перший тип зміни кривої ефективного тиску

II тип – p_{ef} знижується повільно під час нагнітання рідини розриву та продовжує знижуватись після входження закріплювача в тріщину, але потім різко зростає (рис. 4). Під час ПГРП тріщину не вдається закріпити проектною кількістю закріплювача, що призводить до передчасного припинення процесу ПГРП і залишення закріплювача у стовбурі свердловини;

III тип – p_{ef} повільно зростає ($0 < m < 1$), розвиток тріщини відбувається у довжину при достатній висоті та її завжди вдається закріпити проектною кількістю закріплювача (рис. 5 на прикладі свердловини 6-Південно-Гвіздецька);

IV тип – за час розвитку тріщини p_{ef} практично не змінюється, а під час входу в пласт рідини із закріплювачем різко зростає ($m > 1$), тому тріщина закріплюється невеликою кількістю пропанту, значно меншою за проектну (рис. 5 на прикладі свердловини 1-Підсухівська). З досвіду проведення ПГРП виявлено, що таке відбувається у високопроникних продуктивних пластах, або пластах, продуктивність яких пов'язана з сильно розвиненою тріщинуватістю. В таких випадках більшість процесів закінчуються передчасно через інтенсивний ріст тиску на гирлі свердловини вище запланованої величини із залишенням закріплювача тріщин на вибої та НКТ, що в подальшому призводить до довготривалого освоєння свердловини та зниження ефективності ПГРП.

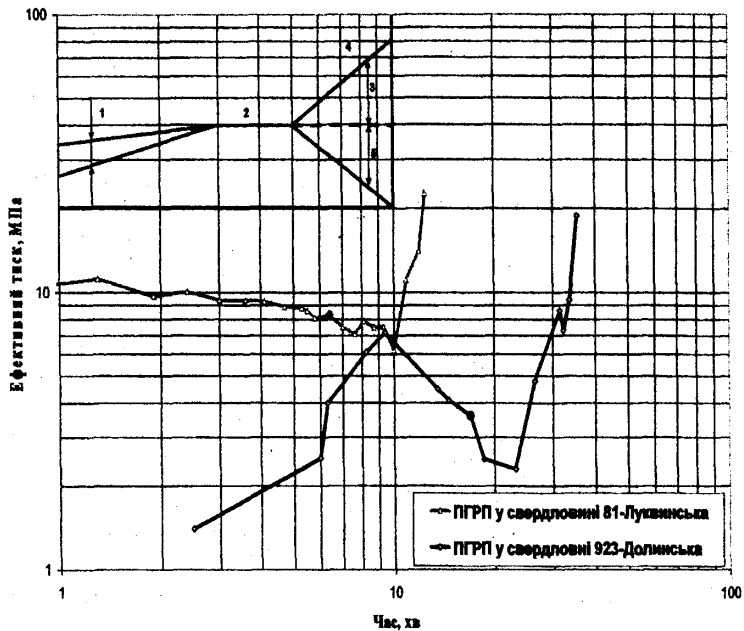


Рис.4. Другий тип зміни кривої ефективного тиску

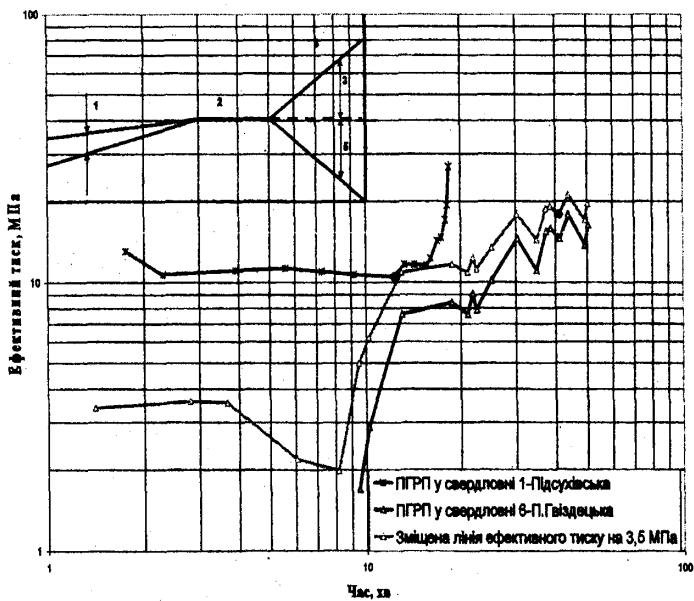


Рис.5. Третій і четвертий тип зміни кривої ефективного тиску

Запропонована класифікація типів зміни p_{ef} у часі дає можливість оцінити та передбачити розвиток тріщини і розробити рекомендації щодо проектування ПГРП і керування процесом з метою прийняття оперативних рішень.

Розроблено методику оперативного керування розвитком і закріпленням тріщини, яка передбачає наступне:

якщо розвиток тріщини відбувається за III типом зміни p_{ef} , тоді ПГРП буде проведено згідно із запроєктованими параметрами;

коли спостерігається зниження p_{ef} на етапі нагнітання рідини розриву (I тип), тоді необхідно збільшувати її об'єм, витрату та в'язкість вище проектних значень, що дозволить збільшити розміри тріщини та успішно її закріпити;

якщо нагнітання закріплювача в пласт розпочалось на етапі зниження p_{ef} (II тип), тоді необхідно зменшити його концентрацію та збільшити швидкість нагнітання рідини, щоб не викликати передчасного закупорювання тріщини;

якщо відбувається інтенсивне підвищення p_{ef} при входженні закріплювача в пласт, після чого тиск продовжує зростати (II тип), тоді необхідно припинити його подачу в рідину та приступити до протискування, збільшивши витрату до максимально можливої величини;

при однаковому значенні p_{ef} протягом тривалого часу (IV тип) необхідно збільшувати об'єм рідини розриву, її в'язкість та швидкість нагнітання до появи зміни p_{ef} і тільки після цього приступати до її закріплення. У разі неможливості проведення таких дій необхідно значно зменшити концентрацію та масу закріплювача.

За виділеними типами зміни ефективного тиску у часі в процесі проведення кожного ПГРП здійснюється контроль за розвитком і закріпленням тріщин та проводиться оперативне керування процесом.

У п'ятому розділі наведено впровадження результатів досліджень.

Розроблені удосконалення впроваджуються 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 в середньому 1881 т нафти і 0,58 млн м³ газу на одну свердловино-операцію. Загальний економічний ефект складає більше двох мільйонів гривень щорічно.

Завдяки застосуванню поетапного вибору свердловин вдалось попередньо окреслити перелік об'єктів для ПГРП, що дало змогу значно скоротити час та підвищити надійність вибору об'єктів, зменшити кількість низькоефективних обробок на всіх родовищах. Використання удосконаленої методики проектування ПГРП дозволяє обґрунтовувати вибір параметрів тріщини з врахуванням особливостей проведення ПГРП на нафтових родовищах України та прогнозувати реальне збільшення коефіцієнта продуктивності. Ефективність

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

На Битківському, Луквинському, Добушансько-Бистрицькому та інших родовищах, де інші методи інтенсифікації є низькоєфективними у зв'язку з низьким пластовим тиском використання удосконаленої методики проектування забезпечило збільшення додаткового видобутку нафти, в середньому, від 542,9 т до 2162,3 т на одну свердловино-операцію.

Протягом останніх шести років у всіх свердловинах на родовищах НГВУ „Долиналифтогаз” під час ПГРП застосовують технологію двоетапного ПГРП з використанням міцелярного розчину. Порівняння результатів ПГРП у свердловинах Долинського нафтопромислового району до і після застосування нової технології свідчать про її значні переваги. Додатковий видобуток нафти на одну свердловино-операцію із застосуванням міцелярного розчину збільшився від 1538 т до 7816 т, а тривалість виходу на максимальний дебіт скоротився від 5-6 до 1-2 місяців.

Під час проведення ПГРП в кожній свердловині здійснюють контроль за розвитком і закріпленням тріщин з використанням виділених типів зміни ефективного тиску від часу та розробленої методики, адаптованої до умов нафтових родовищ України. Завдяки застосуванню цієї методики кількість передчасних зупинок процесу із залишенням закріплювача тріщин у стовбурі свердловини та миттєвим ростом тиску, що інколи призводить до аварійних ситуацій, постійно зменшується. У 60 % процесів коректують технологію з урахуванням розвитку тріщин, що дає змогу закріплювати тріщину запланованою масою закріплювача. Особливо це має важливе значення під час ПГРП у глибокозалегаючих високопроникних колекторах ДДЗ, де для прийняття рішення є дуже мало часу, оскільки об'єм свердловини (НКТ і під пакером) може бути майже рівним об'єму рідини із закріплювачем, після якої здійснюється протискування. Отже використання запропонованої класифікації типів зміни ефективного тиску в часі забезпечує передбачення та попередження випадків передчасного випадання закріплювача.

Розроблені удосконалення технології ПГРП ефективно використовують для вибору об'єктів, проектування технологічних параметрів проведення та керування параметрами ПГРП під час його проведення у свердловині.

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 кольмататії 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.

СПИСОК ОПУБЛІКОВАНИХ ПРАЦЬ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

1. Качмар Ю.Д. Методика комплексного проектування гідророзриву пласта / Ю.Д. Качмар, В.В. Цьомко // Нафтова і газова промисловість. – 2005. – № 4. – С. 12-15.

2. 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.

3. Патент 47162А Україна, МПК E21B43/26. Рідина для гідророзриву пласта // А.М. Андрусяк, Ю.Д. Качмар, В.В. Цьомко та ін.; заявник: Центральна науково-дослідна лабораторія ВАТ "Укрнафта"; патентовласник: державне підприємство "Центр альтернативних видів палива". – № 2001085673; заявл. 09.08.01; опубл. 17.06.02, Бюл. № 6.

4. Патент 38607 Україна, МПК E21B43/27. Спосіб гідророзриву пласта // Ю.Д. Качмар, А.М. Андрусяк, Ф.М. Бурмич, В.В. Цьомко та ін.; заявник та патентовласник: Відкрите акціонерне товариство "Укрнафта". – № 2000074598; заявл. 31.07.00; опубл. 15.02.05, Бюл. № 2.

5. Качмар Ю.Д. Нові технології потужного гідророзриву пласта / Ю.Д. Качмар, Ф.М. Бурмич, В.В. Цьомко, А.М. Андрусяк, 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.

6. 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.

7. 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.

8. Качмар Ю.Д. Аналіз застосування потужних гідророзривів у глибоких свердловинах України / Ю.Д. Качмар, Ф.М. Бурмич, А.М. Андрусяк, В.В. Цьомко // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2002. – № 1. – С. 17-21.

9. 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.

10. Качмар Ю.Д. Результати і перспективи застосування потужного гідророзриву пласта в глибоких свердловинах України / Ю.Д. Качмар, Ф.М. Бурмич, А.М. Андрусяк, 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.

АНОТАЦІЯ

Цьомко В.В. Удосконалення технології гідравлічного розриву пласта в умовах нафтових родовищ України. – Рукопис.

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук за спеціальністю 05.15.06. – Розробка нафтових і газових родовищ. – Івано-

Франківський національний технічний університет нафти і газу, м. Івано-Франківськ, 2010 р.

Дисертацію присвячено удосконаленню проектування та технології проведення потужного гідравлічного розриву пласта на нафтових родовищах України. В дисертації наведено удосконалену методику проектування ПГРП на нафтових родовищах України від вибору об'єктів дії, проектування технологічних параметрів і режимів їх реалізації до оцінки результатів процесу з обґрунтуванням величини критеріальних параметрів. Запропоновано новий критерій – емісію-енергетичний параметр, застосування якого забезпечує ефективний вибір свердловин для гідравлічного розриву пласта.

Експериментально встановлено та практично підтверджено, що насичення порового простору міцелярним розчином перед проникненням у нього фільтрату рідини розриву сприяє зменшенню кольматації продуктивного пласта, на основі чого розроблено технологію двоетапного ПГРП з попереднім насиченням порового простору міцелярним розчином.

Виділено чотири типи залежностей зміни ефективного тиску розвитку і закріплення тріщин, на основі чого розроблено методику оперативного керування процесом гідравлічного розриву пласта.

Результати проведених досліджень увійшли до складу нормативних документів ВАТ "Укрнафта" та використовуються під час проведення гідравлічного розриву пласта на всіх нафтогазових родовищах ВАТ "Укрнафта" та інших підприємств.

Ключові слова: гідравлічний розрив пласта, методика проектування гідравлічного розриву пласта, керування гідравлічним розривом пласта.

АННОТАЦІЯ

Цюмоко В.В. Усовершенствование технологии гидравлического разрыва пласта в условиях нефтяных месторождений Украины.

Диссертация на соискание научной степени кандидата технических наук за специальностью 05.15.06. – Разработка нефтяных и газовых скважин. – Ивано-Франковский национальный технический университет нефти и газа, г. Ивано-Франковск, 2010 г.

Диссертация посвящена вопросам усовершенствования методов проектирования и технологии проведения гидравлического разрыва пласта на нефтяных месторождениях Украины.

В диссертации усовершенствована методика проектирования ГРП на нефтяных месторождениях Украины от выбора объектов действия, проектирования технологических параметров и режимов их реализации до оценки результатов процесса с обоснованием измененной величины критеріальних параметрів. Предложен алгоритм усовершенствованной методики проектирования ГРП, где все его этапы взаимосвязаны.

Предложен новый дополнительный критерий – емкостно-энергетический параметр, применение которого обеспечивает быстрый и эффективный поиск скважин для гидравлического разрыва пласта.

Экспериментально установлено и практически подтверждено, что насыщение порового пространства мицелярным раствором перед проникновением в него фильтрата жидкости для гидравлического разрыва пласта способствует уменьшению кольтатации продуктивного пласта, на основе чего разработана технология двухэтапного гидравлического разрыва пласта с предыдущим насыщением порового пространства мицелярным раствором на этапе предварительного проведения гидравлического разрыва пласта без закрепления трещин.

Впервые разработана классификация гидравлического разрыва пласта в условиях месторождений Украины и определены четыре типа зависимостей изменения эффективного давления во время развития и закрепления трещин. Выделенные типы зависимости изменения эффективного давления во время развития и закрепления трещин с использованием неньютоновских жидкостей используются для прогнозирования развития трещин и ожидаемых изменений эффективного давления во время их закрепления, на основе чего принимаются обоснованные решения про оперативное управление параметрами гидравлического разрыва пласта. Разработана методика оперативного управления процессом гидравлического разрыва пласта в условиях месторождений Украины на выделенных четырех типов зависимостей изменения эффективного давления.

Результаты проведенных исследований вошли в состав нормативных документов ОАО "Укрнафта" и используются во время проведения гидравлического разрыва пласта на всех нефтегазовых месторождениях ОАО "Укрнафта" и других предприятий.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, методика проектирования гидравлического разрыва пласта, управление гидравлическим разрывом пласта.

ABSTRACT

Tsyomko V.V. Hydraulic layer fracturing technology improvement in oil fields conditions of Ukraine .

Dissertation for the receiving of engineering sciences candidate's degree on speciality 05.15.06 – Development of oil and gas fields. – Ivano-Frankivsk national technical university of oil and gas, Ivano-Frankivsk, 2010.

Dissertation is devoted to questions of improvement on the Ukrainian oil fields hydraulic fracturing of formation (HFF) planning and conducting methods. In dissertation is developed improved HFF design method on the Ukrainian oil fields from selection of operation objects, planning of technological parameters and modes

of their realization to estimation of process results with argumentation of optimal parameter size requirements. It's offered new additional criterion – capacity-power parameter, which provides the effective selection of wells for HFF.

Experimentally set and practically confirmed, that saturation of pore space by micellar muds before penetrating at of the hydro fracturing fluid filtrate help to decrease the colmatation of productive zone and as a result it's developed two stage HFF technology with previous saturation of pore space by micellar mud.

Four types dependences of effective pressure change of creating and fixing fracturing are selected, on the basis of what operative HFF process monitoring method was developed.

The results of the conducted researches entered to the normative documents of JSC "Ukrnafta" and are used during the realizing of hydraulic fracturing processes at all oil-gas-fields of JSC "Ukrnafta" and others enterprises.

Keywords: hydraulic fracturing of formation, hydraulic fracturing of formation design method, monitoring method of hydraulic fracturing of formation.