


622.276
Г83

ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ



Григораш Віталій Віссаріонович

УДК 622.276.66:001.893

**МЕТОДИ І ЗАСОБИ КОНТРОЛЮ ЗА ПІДГОТОВКОЮ ТА ПРОВЕДЕННЯМ
ПОТУЖНОГО ГІДРОРОЗРИВУ ПЛАСТА**

Спеціальність 05.11.13 – Прилади і методи контролю
та визначення складу речовин

**Автореферат
дисертації на здобуття наукового ступеня
кандидата технічних наук**

Івано-Франківськ – 2008

Дисертацією є рукопис

Робота виконана в Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу Міністерства освіти і науки України

Науковий керівник кандидат технічних наук, доцент

Дранчук Мирослав Михайлович

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, професор кафедри автоматизації технологічних процесів і моніторингу в екології

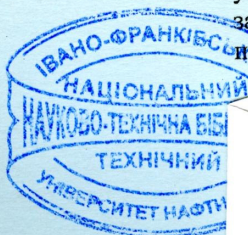
Офіційні опоненти:

доктор технічних наук, професор

Семенцов Георгій Никифорович

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,

завідувач кафедри автоматизації технологічних процесів і моніторингу в екології



Захист відбудеться
вченої ради Д 20
університеті наф

З дисертацією м
Франківського н
м. Івано-Франкі

Автореферат ро

Вчений секретар спеціалізованої
вченої ради, д.т.н., проф.

Б. В. Копей

ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА РОБОТИ

Актуальність теми. Проблема інтенсифікації видобутку нафти і газу в Україні є досить важливою. Світовий досвід застосування методів інтенсифікації свідчить про те, що гідравлічний розрив пласта відіграє головну роль у збільшенні видобутку нафти і газу. Тому впродовж останніх 50 років за кордоном постійно розвивається техніка і технологія цього методу інтенсифікації припливу нафти і газу до свердловин, внаслідок чого він зазнав суттєвих удосконалень.

У зв'язку з цим у рамках національної програми “Нафта і газ України до 2010р.” з метою проведення потужних гідравлічних розривів пластів (ПГРП) на родовищах ВАТ “Укрнафта” у 1996р. придбано комплект спецтехніки для проведення ПГРП американської фірми “Stewart & Stevenson”. Нова технологія проведення ПГРП успішно застосовується в Україні. За шість років проведено більше 80 ПГРП (Ю. Качмар, Ф. Бурмич, В. Цьомко, В. Григораш, А. Андрусак, В. Савка, І. Антоник) на родовищах Передкарпаття і Дніпрово-Донецької западини у свердловинах глибиною від 1400 до 5900 м.

Розвиток і закріплення високо проникних тріщин при ПГРП здійснюється за дуже короткий час при тиску на усті свердловини до 100 МПа та витраті технологічної рідини до 4м³/хв. При цьому як закріплювач тріщин використовується пропант або спеціальний пісок з концентраціями їх у рідині до 500 кг/м³. Під час ПГРП утворюються тріщини з високою провідністю, що забезпечує усунення негативного впливу скін-ефекту з залученням до експлуатації нових зон пласта, що не були раніше у розробці.

Сьогодні в зарубіжній практиці гідророзриву велику увагу приділяють технологічним рідинам, властивості яких визначають динаміку росту тріщини, переміщення та розподіл у ній закріплювача. Від правильного вибору рідини залежить кінцева довжина закріплення тріщини, її провідність, а також вартість виконання робіт. Для виявлення можливостей використання того чи іншого типу рідин гідророзриву під час здійснення гідравлічного розриву пластів у конкретних умовах свердловини необхідно виконати комплекс лабораторних досліджень.

Успішність і ефективність процесу ПГРП залежить також від правильної інтерпретації його перебігу і швидкого прийняття правильних рішень при зміні параметрів процесу. Існуючі методики і засоби контролю за підготовкою та проведенням ПГРП (в т. ч. і фірми “Stewart & Stevenson”) не є достатніми з точки зору успішності та ефективності процесу ПГРП і потребують розробки методів та засобів контролю за такими параметрами, як вибірний тиск, гідравлічні втрати на тертя в трубах, гідростатичний тиск, тиск розкриття тріщини тощо.

У зв'язку з цим актуальною є задача удосконалення процесу ПГРП шляхом розробки відповідних методів та засобів контролю за підготовкою та проведенням цього процесу.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Дана дисертаційна робота пов'язана з виконанням відповідних договорів у НДПІ ВАТ “Укрнафта” (м. Івано-Франківськ), а саме: договору №01/305 (№ДР 0102U001454) “Удосконалення технологічної оснащеності для контролю за процесом ПГРП”, 2002р.; договору №98/14 (№ДР 0199U001017) “Удосконалення технології потужних гідророзривів пласта та її впровадження на родовищах України”, 2002р.; договору № 00/79 (№ДР 0101U001275) “Удосконалення технології ПГРП та її впровадження на родовищах НГВУ “Чернігівнафтогаз”, 2000р.; договору №00/75 (№ДР 0101U001396) “Удосконалення технології ПГРП та її впровадження на родовищах НГВУ “Охтирканафтогаз”, 2001р., а також наряда-

НТБ
ІФНТУНГ



an1375

замовлення №101342 (№ДР 0104U005864) “Дослідження реологічних властивостей рідин для ПГРП у пластових умовах на віскозиметрі з використанням цифрових технологій”, 2004р.

Здобувач був виконавцем усіх зазначених договорів та керівником теми №01/305 та наряд-замовлення №101342.

Мета роботи і задачі дослідження. Метою роботи є розроблення методів та створення системи контролю за технологічними параметрами при підготовці та проведенні ПГРП.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити наступні задачі:

- розробити метод визначення вибійного тиску при проведенні ПГРП з урахуванням параметрів руху технологічних рідин у свердловині під час проведення ПГРП, їх фізико-хімічних властивостей і конструктивних особливостей свердловини;

- розробити методики визначення гідравлічних втрат, гідростатичного тиску і перепаду тиску на пакері при русі технологічних рідин у свердловині в процесі проведення ПГРП;

- розробити структуру і установку для дослідження реологічних властивостей технологічних рідин для проведення ПГРП з урахуванням поверхневих і пластових умов, а також методики оцінки стабільності реологічних властивостей, впливу тиску, температури та концентрації технологічних рідин на ці властивості за допомогою цієї установки, провести її метрологічний аналіз;

- розробити структуру і систему контролю технологічних параметрів при підготовці та проведенні ПГРП в реальному масштабі часу, а також відповідне програмне забезпечення для її функціонування;

- провести промислові дослідження розробленої системи контролю за підготовкою та проведенням ПГРП і оцінити її ефективність.

Об'єкт дослідження - потужний гідравлічний розрив продуктивного нафтогазового пласта на нафтогазових родовищах.

Предмет дослідження - система контролю за технологічними параметрами при підготовці та проведенні ПГРП.

Методи дослідження. Для вирішення поставлених задач у дисертаційній роботі використовувалися теорія К. Нольта щодо створення та розвитку тріщин у пластах, теорія руху ньютонівських рідин при поверхневих та пластових умовах, методи імітаційного моделювання при дослідженні гідравлічних втрат при русі ньютонівських рідин.

Наукова новизна одержаних результатів визначається тим, що вперше:

- запропоновано метод визначення вибійного тиску при проведенні ПГРП, що з урахуванням вимірюваного устьового тиску і тиску гідравлічних втрат, дозволяє визначити тиск і момент розкриття тріщини в пласті;

- встановлено зв'язки між гідравлічними втратами при помпуванні технологічних рідин при проведенні ПГРП та їх реологічними характеристиками, конструкцією свердловини та станом насосно-компресорних труб (НКТ), що дозволить контролювати втрати тиску на тертя рідини в НКТ у реальному часі ведення процесу;

- розроблено структуру установки УВРП-1 для дослідження реологічних властивостей технологічних рідин в термобаричних умовах ведення процесу ПГРП;

- розроблено удосконалену структуру системи контролю за підготовкою та проведенням ПГРП, що дає можливість контролювати не тільки параметри на усті свердловини, але і визначати ряд вибійних технологічних параметрів.

Практичне значення одержаних результатів полягає в наступному:

- розроблена установка УВРП-1 та методика проведення лабораторних досліджень реологічних властивостей високов'язких неньютонівських рідин, що дає можливість проведення їх лабораторних досліджень в термобаричних умовах процесу ПГРП;

- розроблене програмне забезпечення "Viscosity.exe" для зчитування, зберігання та відображення інформації, яке дозволяє створювати та зберігати базу даних з результатами досліджень реологічних характеристик технологічних рідин для проведення ПГРП на установці УВРП-1;

- проведений метрологічний аналіз установки УВРП-1. Основна приведена похибка вимірювання не перевищує 1,5 %, що дає можливість досліджувати технологічні рідини з урахуванням як лабораторних, так і пластових умов при підборі рідин для проведення ПГРП;

- розроблена удосконалена система контролю за підготовкою та проведенням ПГРП, алгоритм її функціонування та програмне забезпечення "Frloss", яке захищене авторським свідоцтвом про реєстрацію авторських прав, що дозволяє контролювати не тільки параметри на усті свердловини, але і визначати ряд вибійних технологічних параметрів, що в свою чергу дає можливість визначати динаміку розкриття тріщини в пласті, а значить якісно проводити процес ПГРП.

Особистий внесок здобувача. Основна частина теоретичних та експериментальних досліджень, висновки і рекомендації виконані автором самостійно. Автором проаналізовано існуючі методи для контролю за підготовкою та проведенням потужного гідророзриву пласта [1-4,8], а також методи дослідження реологічних характеристик неньютонівських рідин [5,6], сформульовано основні задачі досліджень [7], розроблено методи контролю параметрів ПГРП [8-10], розроблено лабораторну установку УВРП-1 для визначення реологічних властивостей неньютонівських рідин і для дослідження реологічних характеристик високов'язких рідин для ПГРП [5]. Розроблено систему контролю основних параметрів при підготовці та проведенні ПГРП у реальному часі [2].

Апробація результатів дисертації. Основні положення дисертаційної роботи обговорювались на міжнародній науково-технічній конференції "Ресурсозберігаючі технології в нафтогазовій енергетиці" "ІФНТУНГ-40" (м. Івано-Франківськ, 2007р.); на науково-практичній конференції "Стан і перспективи розробки родовищ нафти і газу України" (м. Івано-Франківськ, 2003р.); на науково-практичній конференції "Нафта і газ України" (м. Івано-Франківськ, 2000р.).

Публікації. Основні результати дисертаційної роботи опубліковані у 5 статтях, надрукованих у фахових журналах (1 стаття одноосібна), у 3 збірниках матеріалів і тез н/т конференцій та 1 авторському свідоцтві.

Структура дисертації. Дисертація складається із вступу, п'яти розділів, висновків, переліку використаних джерел із 121 найменувань і вкладена на 191 сторінках, проілюстрована 66 рисунками, включає 6 таблиць і 11 додатків. Основна частина дисертації викладена на 148 сторінках.

ОСНОВНИЙ ЗМІСТ РОБОТИ

У *вступі* розглянуто стан наукової проблеми та її значущість, обґрунтовано актуальність теми, показано зв'язок із науковими програмами, планами, темами, сформульовано мету та основні задачі вибраного напрямку дослідження, подано наукову новизну і практичне значення одержаних результатів, визначено особистий внесок здобувача та наведено дані про впровадження результатів роботи, її апробацію та публікації.

У *першому розділі* описано теоретичні основи процесу гідравлічного розриву нафтогазоносних пластів згідно з відомою теорією К. Нольта та визначені параметри, які є визначальними для підготовки та проведення процесу ПГРП. Проаналізовано відомі системи контролю за підготовкою та проведенням ПГРП. Показано, що ПГРП представляє собою складний динамічний процес з багатьма необхідними параметрами контролю як на етапі підготовки до проведення ПГРП (під час дослідження технологічних рідин та моделювання процесу), так і на етапі керування процесом ПГРП на свердловині в реальному масштабі часу при проведенні.

Описано комплект спецтехніки фірми "Stewart & Stevenson" для проведення процесу ПГРП. Відзначено, що проблемі контролю за проведенням процесу та автоматизованому збору інформації цієї спецтехніки відведена серйозна увага. Система контролю спецтехніки "Stewart & Stevenson" забезпечує збір та збереження устьової інформації, а саме: тиску на усті, густини помпованих рідин, їх витрати і об'єми в процесі помпування у свердловину.

Однак під час використання вказаної техніки в Україні для проведення ПГРП часто траплялись випадки, коли, не маючи можливості оцінки поточних вибійних параметрів у свердловині під час проведення процесу (вибійного тиску, тиску розкриття тріщин тощо), внесення оперативних змін у технологію ведення процесу було неможливим, що призводило до аварійних ситуацій та передчасних зупинок процесу.

Проведено аналіз вимог до технологічних рідин і матеріалів для проведення ПГРП, за яким визначено, що успішність інтенсифікації нафтогазовидобутку методами гідророзриву пластів в значній мірі залежить від властивостей технологічних рідин гідророзриву, функції яких пов'язані з розкриттям і гідравлічним розширенням тріщин гідророзриву та транспортуванням і розподілом закріплюючого агента (піску, пропанту) в просторі тріщини.

Встановлено, що для виявлення можливостей використання того чи іншого типу рідин гідророзриву під час проведення ПГРП у конкретних умовах свердловини необхідно виконати комплекс лабораторних досліджень щодо зміни реологічних властивостей цих рідин в умовах проведення процесу. Проведено аналіз відомих методів та приладів контролю реологічних характеристик технологічних рідин для проведення ПГРП.

На підставі проведеного аналізу сучасного стану проблеми вибрано і обґрунтовано основні напрямки та задачі досліджень дисертаційної роботи з метою створення методів та засобів контролю, які направлені на підвищення ефективності і надійності процесів ПГРП.

Другий розділ роботи присвячений розробці методів визначення вибійних параметрів у свердловині під час проведення процесу ПГРП з урахуванням характеристик руху технологічних рідин, їх фізико-хімічних властивостей і конструктивних особливостей свердловини.

Згідно з теорією К. Нольта, графічна залежність логарифму чистого тиску розриву від логарифму часу помпування з постійною витратою описує характер розкриття та розвитку тріщини під час ГРП. Величина тиску розриву ("чистого тиску") обчислюється як різниця між вибійним тиском під час гідророзриву і тиском закриття тріщини, тобто:

$$P_{\text{ч}} = P_{\text{виб}} - P_{\text{зкр}} \quad (1)$$

де $P_{\text{ч}}$ – чистий тиск розриву пласта, $P_{\text{виб}}$ – тиск на вибої свердловини, $P_{\text{зкр}}$ – тиск закриття тріщини.

Тиск закриття тріщини після зупинки нагнітання визначається за результатами гідродинамічних досліджень чи даними попереднього тестування – МініГРП.

Оскільки прямих вимірювань вибієного тиску $P_{\text{виб}}$ під час ПГРП не здійснюється, в подальшій роботі значна увага звернена на розвиток та удосконалення методичних підходів обробки одержаних ґрунтових даних з метою визначення на їх основі вибієного тиску з подальшим розрахунком тиску $P_{\text{ч}}$.

В загальному випадку значення вибієного тиску на рівні нижнього кінця насосно-компресорних труб (НКТ) $P_{\text{виб.НКТ}}$ при наявності в НКТ тільки однієї рідини можна визначити за формулою :

$$P_{\text{виб.НКТ}} = P_{\text{уст.}} + P_{\text{ст.}} - P_{\text{втр.}}, \quad (2)$$

де $P_{\text{уст.}}$ - тиск на усті свердловини, $P_{\text{ст.}}$ - гідростатичний тиск стовпа рідини в НКТ, $P_{\text{втр.}}$ - гідравлічні втрати на тертя в НКТ.

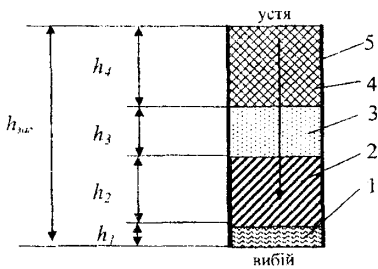


Рис.1. Приклад руху технологічних рідин в НКТ під час проведення ПГРП

стовпа рідини глушення, h_2 - висота стовпа рідини розриву, h_3 - висота стовпа рідини пісконосія, h_4 - висота стовпа рідини протискування, $h_{\text{заг.}}$ - загальна висота стовпа рідини в НКТ.

Звідси загальне значення гідростатичного тиску буде представляти собою суму гідростатичних тисків кожної технологічної рідини з урахуванням висоти стовпа кожної із цих рідин:

$$P_{\text{ст.заг.}} = P_{\text{ст.1}} + P_{\text{ст.2}} + P_{\text{ст.3}} + P_{\text{ст.4}} = (\rho_1 \times h_1 + \rho_2 \times h_2 + \rho_3 \times h_3 + \rho_4 \times h_4) \times g. \quad (4)$$

Значення густин технологічних рідин визначають за допомогою давача густини спецтехніки "Stewart & Stevenson".

Гідравлічні втрати тиску на тертя однієї рідини в НКТ можна визначити за формулою:

$$P_{\text{втр.}} = P_{\text{граб.втр.}} \times h, \quad (5)$$

де $P_{\text{граб.втр.}}$ - градієнт гідравлічних втрат цієї рідини на 1м довжини НКТ.

Аналогічно, враховуючи одночасний рух декількох рідин в НКТ (рис. 1), загальне значення гідравлічних втрат тиску на тертя в НКТ буде визначатися сумою гідровтрат кожної технологічної рідини з урахуванням висоти її рухомого стовпа:

$$P_{\text{втр.заг.}} = P_{\text{втр.1}} + P_{\text{втр.2}} + P_{\text{втр.3}} + P_{\text{втр.4}} = (P_{\text{граб.втр.1}} \times h_1) + (P_{\text{граб.втр.2}} \times h_2) + (P_{\text{граб.втр.3}} \times h_3) + (P_{\text{граб.втр.4}} \times h_4), \quad (6)$$

де $P_{\text{град.втр.1}} - P_{\text{град.втр.4}}$ - градієнти гідравлічних втрат відповідних рідин в НКТ.

Оскільки глибина спуску НКТ здебільшого не співпадає з глибиною вибою, знайдемо загальний тиск на вибій свердловини – на рівні середини перфораційних отворів.

З практики проведених процесів ПГРП відомо, що втрати на тертя у свердловині від нижнього кінця НКТ до перфораційних отворів із-за малої довжини цієї ділянки у порівнянні із довжиною НКТ є незначними у порівнянні із втратами на тертя по всій довжині НКТ, тому ними можна знехтувати. Тоді загальний вибійний тиск на рівні перфораційних отворів буде таким:

$$P_{\text{виб.зас.}} = P_{\text{виб.НКТ}} + P_{\text{уст.кол.}}, \quad (7)$$

де $P_{\text{уст.кол.}}$ - гідростатичний тиск стовпа рідини у колоні під НКТ, який буде таким:

$$P_{\text{уст.кол.}} = \rho^* \times g \times (h_{\text{С.П.}} - h), \quad (8)$$

$h_{\text{С.П.}}$ - загальна висота стовпа рідини до середини перфораційних отворів; h - висота стовпа рідини в НКТ; ρ^* - густина рідини, яка знаходиться у свердловині під НКТ.

Враховуючи (1)-(8), знайдемо загальне значення вибійного тиску на рівні пласта за даними устьових давачів:

$$P_{\text{виб.зас.}} = P_{\text{уст.}} + (\rho_1 \times h_1 + \rho_2 \times h_2 + \rho_3 \times h_3 + \rho_4 \times h_4) \times g - (P_{\text{град.втр.1}} \times h_1) + (P_{\text{град.втр.2}} \times h_2) + (P_{\text{град.втр.3}} \times h_3) + (P_{\text{град.втр.4}} \times h_4) + \rho^* \times g \times (h_{\text{С.П.}} - h), \quad (9)$$

Аналізуючи отриману залежність (9), видно, що розраховувати тиск $P_{\text{виб.зас.}}$ в певний момент часу можна на основі вимірних в ці моменти часу безпосередньо на усті свердловини під час проведення ПГРП таких технологічних параметрів: тиску $P_{\text{уст.}}$, густин рідин $\rho_1 \div \rho_4$, витрати Q , а також визначених попередньо шляхом додаткових досліджень реологічних параметрів всіх рідин і наперед відомої інформації про h , $h_{\text{С.П.}}$ у свердловині, внутрішній діаметр НКТ. Причому, якщо з визначенням значень $h_1 \div h_4$ у відповідні моменти часу процесу ПГРП особливих проблем не буде, то для визначення $P_{\text{град.втр.1}} - P_{\text{град.втр.4}}$ пропонується декілька методик, кожна із яких може бути використана з урахуванням певних обставин.

Визначення гідравлічних втрат в НКТ по миттєвому зниженні тиску на усті свердловини. Найпростіший спосіб визначення фактичних гідравлічних втрат всіх рідин в НКТ полягає у вимірюванні тиску на усті свердловини при витраті, яка була на кінець процесу ПГРП (до і після миттєвого закриття свердловини), оскільки в цей момент часу відбувається зупинка нагнітання технологічної рідини. Тоді загальні гідровтрати $P_{\text{втр.зас.}}$ можна визначити так:

$$P_{\text{втр.зас.}} = P_{\text{уст.к}} - P_{\text{закр.}}, \quad (10)$$

де $P_{\text{уст.к}}$ - тиск на усті свердловини перед зупинкою ПГРП; $P_{\text{закр.}}$ - тиск на усті свердловини після зупинки ПГРП.

На рис. 2 наведено приклад визначення гідравлічних втрат тиску на тертя за результатами процесу ПГРП на св. "430 - Битків" НГВУ "Надвірнафтогаз".

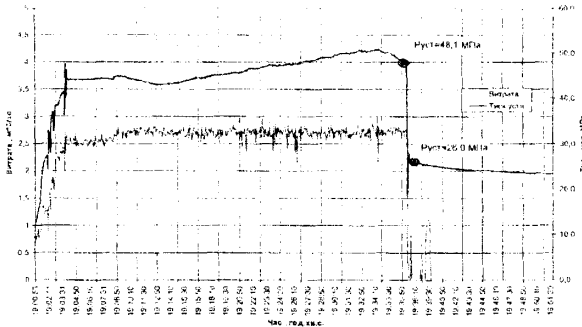


Рис. 2. Зміна тиску на усті свердловини "430 - Битків" до і після її закриття під час проведення процесу ПГРП

При використанні такої методики можна визначити фактичне значення сумарних гідровтрат в НКТ. Недоліками такої методики є те, що вона дає можливість визначити гідровтрати тільки на останньому етапі проведення ПГРП при конкретному значенні витрати рідини в цей момент.

Така методика визначення $P_{втр. заг.}$ може бути використана також для оцінки достовірності інших методик визначення загальних гідравлічних втрат на тертя технологічних рідин в НКТ.

Визначення гідравлічних втрат в НКТ при проведенні ПГРП без пакера. Для цього на основі бази даних проведеного процесу ПГРП без пакера виділяють ділянки стабільної витрати при pompуванні певного типу технологічної рідини. На цих ділянках визначають різницю гідростатичних тисків $P_{рідн.вст.}$, утворену за рахунок різних питомих густин рідин, що знаходяться у ліфті, та у затрубному просторі свердловини:

$$P_{рідн.вст.} = (P_{вст.} - P_{вст.1}), \quad (11)$$

де $P_{вст.} = \rho_3 \times g \times h_3$ - значення гідростатичного тиску зі сторони затрубу свердловини; $P_{вст.1} = \rho_1 \times g \times h_1$ - значення гідростатичного тиску зі сторони ліфта; h_2 , h_1 - висота стовпа рідин в затрубному просторі та ліфті свердловини відповідно; ρ_1 , ρ_3 - густина рідин в ліфті та затрубному просторі відповідно.

Тоді миттєві втрати тиску на тертя в НКТ складуть :

$$P_{втр. заг.} = P_{вст.} - P_{затр.} - P_{рідн.вст.}, \quad (12)$$

де $P_{затр.}$ - значення затрубного тиску за даним спецтехніки "Stewart & Stevenson".

Оцінюючи описану методику розрахунку, можна зробити висновок, що її перевагою є можливість визначення гідравлічних втрат на різних режимах процесу ПГРП без пакера, виконавши аналіз лише після проведення процесу ПГРП.

Визначення гідравлічних втрат в НКТ за допомогою емпіричних залежностей. Для вирішення поставленого завдання в реальному масштабі часу запропоновано здійснювати визначення гідравлічних втрат на основі емпіричних залежностей, які отримані в результаті обробки фактичних результатів ряду вже проведених ПГРП.

Оскільки під час проведення ПГРП використовуються неізотонієві рідини, реологічні характеристики яких описуються степеневим законом, виконано степеневу апроксимацію розрахованих градієнтів гідравлічних витрат на НКТ різних внутрішніх діаметрів при різних витратах рідин, обчислених на основі промислових даних проведених процесів ПГРП без пакера та отримано апроксимаційну залежність:

$$P_{\text{втр.}} = a \times Q^b, \quad (13)$$

де $P_{\text{втр.}}$ - розраховане значення градієнта гідровтрат на 100 м НКТ, МПа; a , b - коефіцієнти, розраховані за програмою апроксимації; Q - витрата, м³/хв.

За результатами аналізу створено базу рівнянь для визначення градієнта гідровтрат тиску на тертя на кожні 100 м НКТ відповідної рідини для певних типів рідин та діаметрів НКТ (табл. 1).

Таблиця 1

База емпіричних рівнянь для визначення гідравлічних витрат в НКТ для різних рідин.

Тип рідини	Марка або параметр густини	Діаметр НКТ, мм	Свердловина №	Діапазон витрат м ³ /хв	Рівняння для визначення градієнта гідровтрат на кожні 100 м НКТ
Вода пласт.	1.07 г/см ³	89	76-Бугриватівська	(0.8-1.1)	210,633689Q ^{1.544}
Вода пласт.	1.07 г/см ³	73	78-Бугриватівська	(0.8-1.5)	497,691542Q ^{1.577}
Гель	C001*	89	76-Бугриватівська	(1.5-2.8)	31,619121Q ^{2.599}
Гель	C001*	73	78-Бугриватівська	(1,1-3)	158,504779Q ^{1.899}
Водний р-н поліакриламід	0.2 % ПАА	89	800-Шебелинка	(2.1-3.0)	122,93703Q ^{1.434}
Нафтовий гель	C003**	89	800-Шебелинка	(1.38-2.22)	260,456714Q ^{0.923}
Емульсія	ПЕМ-1	73	360-Битківська	(2.62-3.06)	678,011489Q ^{0.692}

Перевагою вказаної методики є можливість визначення гідравлічних витрат в реальному масштабі часу проведення процесу ПГРП. Методика є придатною але недостатньо точною для використання, оскільки при промисловому приготуванні технологічних рідин реологічні властивості навіть одного типу рідини змінюються залежно від умов та технології приготування, що ускладнює ідентифікацію типу рідини відносно залежності. При подальшому заповненні бази емпіричних залежностей визначення гідравлічних витрат та побудові номограм гідровтрат відносно типових технологічних рідин процесів витрат вказаний метод доцільно застосовувати для процесів, що проводяться без станції контролю (кислотний ГРП, ГРП без закріплення тріщин).

Визначення гідравлічних витрат в НКТ за реологічними характеристиками технологічних рідин для ПГРП.

Розроблена методика розрахунку градієнту витрат тиску на тертя рідин в НКТ за відомими реологічними показниками цих рідин полягає в наступному.

Для визначення режиму руху рідини в НКТ (ламінарний, перехідний, турбулентний) розраховують число Рейнольдса Re :

$$Re = \frac{(V \times d \times \rho)}{(\mu_v \times ((3n + 1)/4n)^n)}, \quad (14)$$

де V – швидкість руху в НКТ, d – внутрішній діаметр труб, ρ - густина рідини, μ_v - динамічна в'язкість рідини, n - індекс поведінки рідини.

Швидкість руху рідини в НКТ визначається як відношення поточної витрати Q до площі поперечного перерізу труби F :

$$V = \frac{Q}{F} = \frac{1}{0,785d^2} \quad (15)$$

Динамічну в'язкість рідини μ_y визначають так:

$$\mu_y = k \times \gamma^n \quad (16)$$

де γ - швидкість зсуву рідини в НКТ (відношення різниці швидкостей між шарами рідини до відстані між ними), яку визначають за формулою:

$$\gamma = \frac{(3n+1)}{4n} \times \frac{32Q}{\pi d^3} \quad (17)$$

n – коефіцієнт консистентності рідини.

Градієнт втрат тиску на тертя рідини в НКТ пропонується визначати згідно рівняння Фенінга таким чином:

$$\frac{P_p}{L} = f \times 0,002 \times V^2 \times \frac{\rho}{d} \quad (18)$$

де f – коефіцієнт тертя рідини в НКТ, який залежить від режимів руху рідини.

Виконавши розрахунки за викладеною вище методикою для різних американських рідин з відомими реологічними характеристиками, що надані фірмою виробником, та порівнявши їх з розрахунками гідровтрат визначених моделюванням за реальними даними проведеного процесу ПГРП, отримали, що запропонована вище методика описує характер руху рідини в НКТ з деякими розбіжностями.

Тому було запропоновано ввести в розрахунок коефіцієнт неоднорідності k_{tr} , який враховував би вплив неякісної внутрішньої поверхні НКТ, по яких помпується рідина, додатковий гідравлічний опір в перфорованій частині колони, часткове руйнування структури гелю рідини під час її помпування. Цей коефіцієнт пропонується визначати на основі відповідних промислових досліджень.

Тоді реальний градієнт гідровтрат під час процесу ПГРП при русі відповідної рідини $P_p/L_{нкт}$ буде наступним:

$$\frac{P_p}{L_{нкт}} = \frac{P_p}{L} \times k_{tr} \quad (19)$$

За викладеною методикою розроблено алгоритм визначення гідравлічних втрат при русі рідини в НКТ та проведено її апробацію.

Основною складністю під час контролю за вибійним тиском є визначення значень загального гідростатичного тиску $P_{ст. заг.}$ та загального тиску гідравлічних втрат $P_{втр. заг.}$ з урахуванням як руху одночасно декількох типів рідин в НКТ свердловини, тобто послідовне безперервне помпування технологічних рідин з різними реологічними характеристиками, так і знання їхнього положення в НКТ свердловини в кожний із моментів часу під час всього процесу проведення ПГРП. Це вимагає постійного відслідковування динаміки руху рідин у свердловині в часі і розрахунку відповідних тисків під час ведення процесу.

Особливістю розробленої методики визначення вказаних тисків є поєднання розбиття процесу в цілому в певний момент часу та паралельний розрахунок вказаних тисків в кожний із моментів часу

процесу ПГРП. Такий підхід дозволяє значно зменшити похибки, пов'язані з усередненням даних прорухомі рідини. Розбиття пропонується виконувати програмно, а саме: задавши початок та кінець діапазону сумарного об'єму рідини, програмно переносять дані, що відповідають даному діапазону сумарного об'єму рідини у відповідну процедуру.

Вхідними даними для розрахунку гідроврат і гідростатичних тисків є: L – довжина НКТ (м); d – внутрішній діаметр НКТ (м); k_j, n_j – реологічні характеристики кожної з рідин. Поточними даними є: V_j – об'єм кожної із рідин (м³); Q – миттєва витрата рідини на вході у свердловину (м³/хв.); ρ_j – густини рідин (кг/м³); $P_{зст.}$ – тиск на усті свердловини (МПа), де $j = 1, N, N$ – кількість технологічних рідин під час проведення ПГРП, що перебувають в НКТ одночасно.

Для контролю за динамікою руху кожної із рідин під час процесу ПГРП в кожний момент часу i , що необхідне для визначення загального вибірного тиску в момент часу i , необхідно визначити висоту стовпа кожної рідини у свердловині в цей момент часу під час проведення ПГРП.

Після початку помпівання нової рідини висота стовпа цієї рідини в НКТ буде зростати в часі, а висота попередньої рідини в НКТ буде зменшуватись. Ріст висоти стовпа нової рідини в поточний момент часу $H_{p,i}$ в НКТ можна визначити так:

$$H_{p,i} = \frac{(V_i - V_{i-1})}{\pi \times R^2} + H_{p,i-1}, \quad (20)$$

де V_i – сумарний об'єм нової помпованої рідини в момент часу i , V_{i-1} – попереднє значення сумарного об'єму цієї помпованої рідини в момент часу $i-1$, R – внутрішній радіус колони НКТ, H_{i-1} – значення висоти стовпа нової помпованої рідини в момент часу $i-1$.

Аналогічно визначають зменшення висоти стовпа $H_{zu,i}$ попередньої рідини в НКТ:

$$H_{zu,i} = H_{zu,i-1} - \frac{(V_i - V_{i-1})}{\pi \times R^2}. \quad (21)$$

За такою методикою можна вести контроль за рухом всіх рідин в НКТ та зумфі свердловини.

При отриманні поточних значень висоти стовпа кожної із рідин в кожний із моментів часу i під час проведення ПГРП програмно можна побудувати діаграму руху всіх рідин в НКТ свердловини в часі. Таким чином є можливість візуально спостерігати за динамікою руху всіх рідин в НКТ свердловини під час процесу ПГРП, що дозволяє спростити аналіз та здійснювати коригування режимів процесу в момент входження рідини розриву чи пульси в пласт (де можливе різке критичне підняття тиску), уникнути небажаного залишку високої пробки піску в НКТ після закінчення процесу ПГРП, викликаного помилковими розрахунками висоти стовпів різних рідин.

На основі проведених таким чином розрахунків стовпів кожної із рідин, а також режимів їх руху, їх реологічних властивостей та інших параметрів визначають в кожний момент часу i значення $P_{амр,i}$. Сумуючи їх, знаходять сумарне значення гідравлічних втрат $P_{амр,зст,i}$ в кожний із моментів часу i :

$$P_{амр,зст,i} = P_{амр,1i} + P_{амр,2i} + \dots + P_{амр,Ni}. \quad (22)$$

Аналогічно визначають сумарний гідростатичний тиск $P_{зст,зст,i}$ всіх рідин в момент часу i :

$$P_{зст,зст,i} = \sum_{j=1}^N P_{зст,j,i}, \quad (23)$$

де $P_{зст,j,i}$ – гідростатичні тиски кожної із j рідин в момент часу i процесу ПГРП.

Значення вибієного та чистого тисків в момент часу i розраховують згідно (2) і (1). Виконавши ці розрахунки в кожний момент часу процесу та побудувавши графіки, можна контролювати вибієний та чистий тиски під час процесу ПГРП, що дозволяє передбачити розвиток тріщини у пласті та контролювати основні параметрами проведення процесу ПГРП.

З досвіду проведення ПГРП відомо, що крім вищевказаних параметрів контролю у зв'язку з екстремальними режимами роботи під час ПГРП дуже важливим є передбачення аварійних ситуацій процесу, пов'язаних з пронскомом пакера у свердловину та перевищенням допустимого тиску в НКТ. Поточний перепад тиску на пакері $\Delta P_{\text{пак.і}}$ на основі визначеного $P_{\text{виб.і}}$ визначається так:

$$\Delta P_{\text{пак.і}} = P_{\text{виб.і}} - (P_{\text{ст.м.тмп.і}} + P_{\text{доб.і}}), \quad (24)$$

де $P_{\text{ст.м.тмп.і}}$ - гідростатичний тиск у затрубному просторі в момент часу i , $P_{\text{доб.і}}$ - додатково створений тиск в затрубному просторі в момент часу i .

Шляхом побудови графіка $\Delta P_{\text{пак.і}}$ в кожний момент часу i при проведенні ПГРП отримують можливість контролю перепаду тиску на пакері, а при необхідності і можливість коригування параметрів технологічного процесу ПГРП для запобігання перевищення критичних значень тиску на пакері.

У **третьому розділі** основна увага приділена розробці установки УВРП-1 для досліджень реологічних характеристик технологічних рідин для ПГРП у поверхневих та пластових умовах, розробленню методик проведення на ній різних досліджень, а також визначенню метрологічних характеристик цієї установки.

Структурна схема системи збору та реєстрації інформації розробленої установки УВРП-1 приведена на рис. 3.

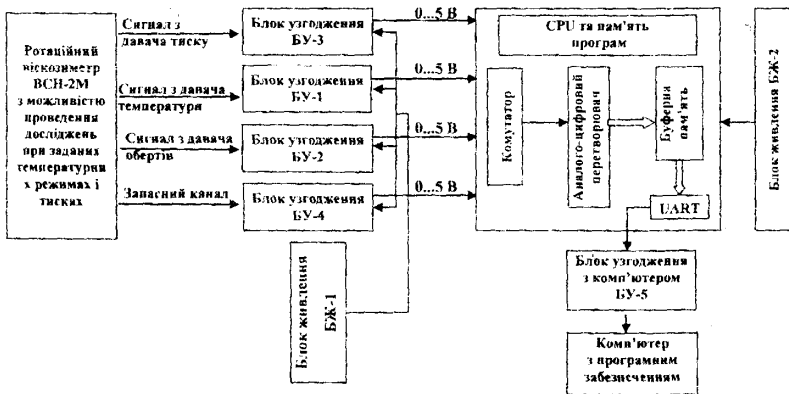


Рис. 3. Структурна схема системи збору і реєстрації інформації установки УВРП-1

За допомогою установки УВРП-1 є можливість визначити статичну η і динамічну μ , в'язкості досліджуваних технологічних рідин для проведення ПГРП, статичну τ_0 і динамічну τ напруги зсуву, коефіцієнти консистентності k і поведінки n ньютонівської рідини з можливістю їх реєстрації і створення на їх основі відповідних електронних баз даних.

Система комп'ютерного зчитування, обробки та збереження інформації установки УВРП-1 базується на спеціально розробленому програмному забезпеченні "Viscosity.exe", що дозволяє створення бази даних з результатами проведених лабораторних досліджень реологічних властивостей технологічних рідин для проведення ПГРП.

Розроблено методики проведення лабораторних досліджень на установці УВРП-1 для визначення вказаних реологічних характеристик технологічних рідин, для дослідження стабільності цих характеристик при поверхневих і пластових умовах (по температурі і тиску), для дослідження впливу складу рідин і їх концентрації на їх реологічні характеристики.

З метою апробації розроблених установок УВРП-1 та методик визначення реологічних характеристик технологічних рідин для проведення ПГРП проведено комплекс досліджень реологічних властивостей технологічної рідини з використанням розробленого в НДПІ ВАГ "Укрнафта" реагента "Галгелю" різних концентрацій (рис. 4).

В цілому за результатами проведених досліджень зроблено висновки, що реологічні властивості рідини із 0,4%-ою і 0,5%-ою концентраціями "Галгелю" є стабільними при різних частотах обертання гільзи установки УВРП-1 (0 600–0 об./хв.) у поверхневих умовах, а також є стабільними в часі, що є позитивним при приготуванні таких технологічних рідин безпосередньо на свердловині. Дослідження цих рідин у термобаричних умовах свердловини вказали на задовільні значення їх реологічних характеристик, що дозволяє їх застосування лише при певних пластових умовах проведення процесу ПГРП.

Проведені дослідження підтвердили можливість і доцільність використання установки УВРП-1 для дослідження реологічних властивостей реальних технологічних рідин, що використовуються для проведення ПГРП.

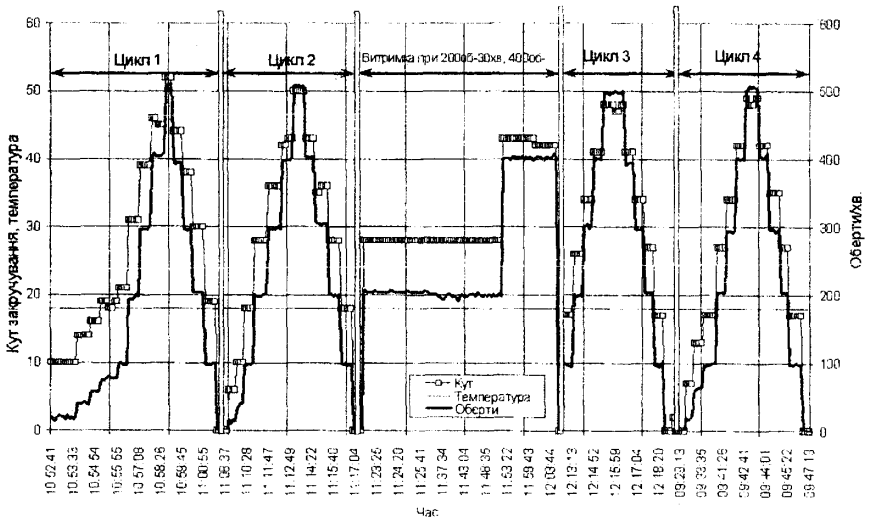


Рис. 4. Дослідження на установці УВРП-1 технологічної рідини із 0,5% "Галгелю" без деструктора на різних частотах обертання гільзи у поверхневих умовах

Здійснений метрологічний аналіз установки УВРП-1 шляхом розроблення структурної схеми складових її сумарної похибки, їх аналізу і визначення конкретних числових значень цих похибок. В результаті встановлено, що сумарна відносна похибка установки УВРП-1 не перевищує 1.5%. На даний час розроблена установка УВРП-1 постійно використовується в НДШ ВАТ "Укрнафта" для дослідження реологічних властивостей технологічних рідин для ПГРП.

У четвертому розділі приведена розроблена система контролю за підготовкою та проведенням ПГРП в реальному масштабі часу з урахуванням результатів досліджень у 2-му і 3-му розділах дисертації.

Структурна схема такої системи контролю за підготовкою і проведенням ПГРП приведена на рис. 5.

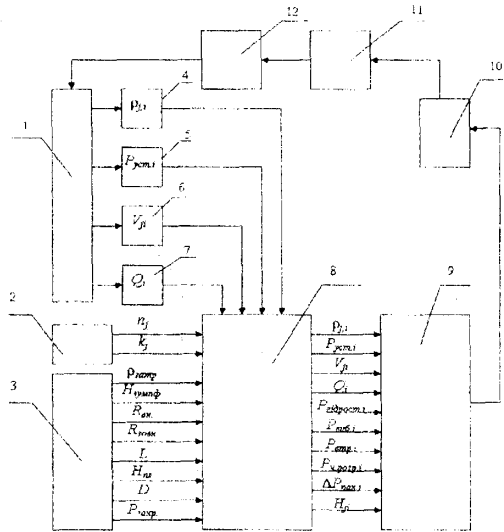


Рис. 5. Структурна схема удосконаленої системи контролю за підготовкою та проведенням ПГРП

1 – свердловина; 2 – установка УВРП-1; 3 – блок визначених параметрів свердловини і пласта; 4 – давач густини рідин; 5 – давач устєвого тиску; 6 – давач об'єму рідини; 7 – давач витрати рідини; 8 – комп'ютерна система обробки даних; 9 – блок індикації і реєстрації вимірних і розрахункових даних; 10 – технолог процесу ПГРП; 11 – блок керування процесом ПГРП (ЕС-22АСД); 12 – блок маніфольду.

Порівнюючи удосконалену систему контролю за підготовкою і проведенням ПГРП з існуючою, на базі якої була розроблена удосконалена система, необхідно відмітити, що запропонована і практично реалізована система контролю згідно рис. 5 дозволяє технологю на базі додатково отриманої інформації про розраховані миттєві значення $P_{\text{зриву}}$, $P_{\text{вибіт}}$, $P_{\text{атр}}$, $P_{\text{ч розр}}$, $\Delta P_{\text{пак}}$ і $H_{\text{п}}$ з урахуванням вимірних значень $\rho_{\text{р}}$, $P_{\text{уст.т}}$, $V_{\text{р}}$ і Q , оптимально вести процес ПГРП, значно точніше визначати початок і кінець розриву пласта, тиск розриву, заповнення тріщини закріплювачем і не допускати виникнення аварійних ситуацій, які можуть привести до ліквідації свердловини.

Розроблені та описані алгоритми проведення досліджень в лабораторних умовах, та безпосередньо при проведенні процесу ПГРП в промислових умовах конкретної свердловини з використанням розробленої системи контролю за підготовкою та проведенням ПГРП на основі яких розроблена програма контролю основних параметрів за проведенням ПГРП в реальному масштабі часу "Frloss", яка захищена свідоцтвом на авторські права України.

У **п'ятому розділі** представлені результати промислових досліджень розробленої системи контролю за підготовкою та проведенням ПГРП.

Описаний повний комплекс робіт по дослідженню реологічних характеристик полімерно-емulsійного розчину (поліакриламід, товарна нафта, жиринокс, NaOH) для проведення ПГРП на свердловині "430 – Битків" НГВУ «Надвірна нафтогаз». Приклад дослідження термостабільності такого розчину на установці УВРП-1 приведений на рис. 6.

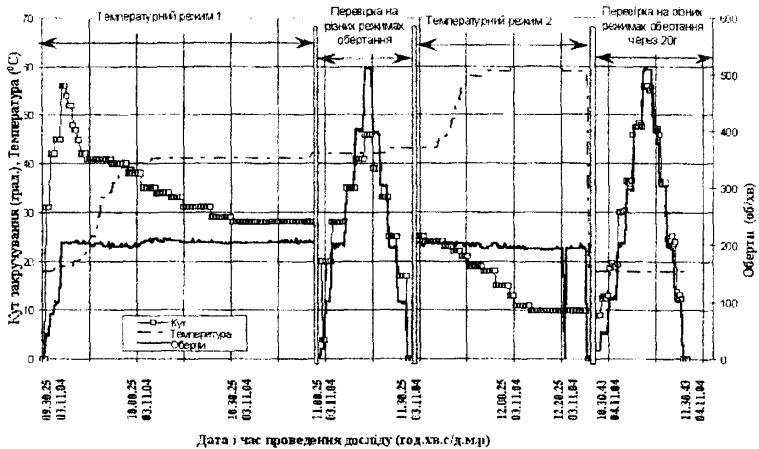


Рис. 6. Дослідження термостабільності полімерно-емulsійного розчину для проведення ПГРП в свердловині "430 – Битків"

На основі визначених реологічних характеристик полімерно-емulsійного розчину виконано моделювання процесу ПГРП та розроблено рекомендації щодо технології приготування цього розчину.

Контроль за динамікою зміни параметрів процесу ПГРП з використанням полімерно-емulsійного розчину на свердловині "430 – Битків" проводили за розробленою програмою "Frloss". На рис. 7 – рис. 10 приведені графіки зміни основних параметрів проведення процесу ПГРП в реальному масштабі часу на свердловині "430 – Битків" НГВУ "Надвірна нафтогаз".

Розроблена система контролю за підготовкою та проведенням ПГРП використовувалася під час проведення ПГРП на 41 свердловинах ВАТ «Укрнафта» (НГВУ «Охтирканафтогаз», НГВУ «Бориславнафтогаз», НГВУ «Долина нафтогаз», НГВУ «Надвірна нафтогаз») у 2001-2007рр.

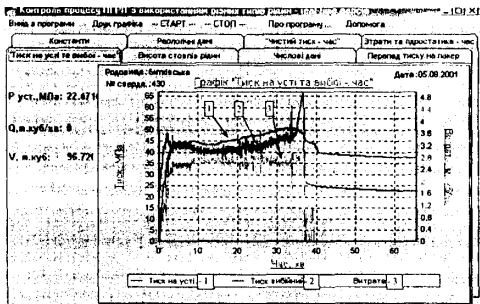


Рис. 7. Зміна в часі витрати, устьового та вибійного тисків за програмою „Frloss”

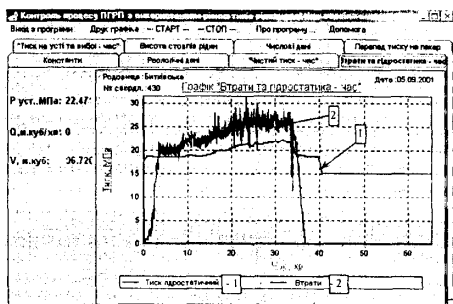


Рис. 8. Зміна в часі гідравлічних втрат та гідростатичного тиску за програмою „Frloss”

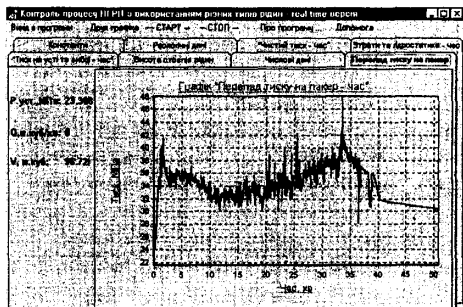


Рис. 9. Зміна в часі перепаду тиску на пакері за програмою „Frloss”

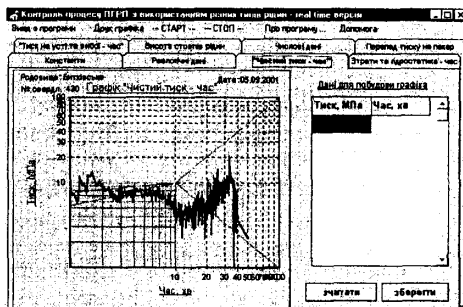


Рис. 10. Зміна в часі перепаду тиску на пакері за програмою „Frloss”

В результаті додатковий річний видобуток нафти від проведення таким чином одного ПГРП в різних НГВУ ВАТ «Укрнафта» становить (960 – 2032) т., газу – (284 – 704) тис. м³ тривалістю від 9 до 24 місяців.

Застосування розробленої системи контролю за підготовкою і проведенням ПГРП дозволило підвищити ефективність та зменшити аварійність виконання при цьому робіт на свердловинах.

У *додатках* наведені принципові електричні схеми розробленої установки дослідження реологічних властивостей рідин УВРП-1, результати досліджень на установці УВРП-1 реологічних властивостей у поверхневих та пластових умовах технологічної рідини з 0,4% і 0,5% «Галгелю», програмний продукт „Frloss” системи контролю за підготовкою та проведенням ПГРП, акти впровадження розробленої системи контролю в різних НГВУ ВАТ «Укрнафта», свідоцтво реєстрації авторських прав на програму „Frloss”.

ВИСНОВКИ

У дисертації на основі проведених досліджень розв'язано актуальну науково-практичну задачу, яка полягає в розробці системи контролю за підготовкою та проведенням ПГРП з урахуванням параметрів руху технологічних рідин у свердловині, їх фізико-хімічних властивостей, конструктивних особливостей свердловини. Основні наукові та практичні результати роботи полягають в наступному:

1. Теоретично обґрунтований запропонований метод контролю вибійного тиску у свердловині під час проведення ПГРП, який дозволяє розрахувати його значення на основі вимірних технологічних параметрів на усті свердловини (устьового тиску, густин рідин і їх витрати при закачуванні), визначених попередньо реологічних параметрів технологічних рідин, а також наперед відомої інформації про довжищу і внутрішній діаметр НКТ, віддаль від нижнього кінця НКТ до перфораційних отворів в обсадній колоні свердловини. На основі значення вибійного тиску є можливість розрахувати тиск розкриття тріщини в пласті.

2. Розроблено і теоретично обґрунтовано ряд методик для визначення гідравлічних втрат при русі технологічних рідин в НКТ при проведенні ПГРП, а саме: на основі миттєвого зниження тиску на усті свердловини, на основі вимірних устьових параметрів при проведенні ПГРП без пакера, на основі попередньо визначених емпіричних залежностей для градієнтів гідравлічних втрат для різних рідин і діаметрів НКТ і на основі реальних реологічних параметрів технологічних рідин. Кожна із вказаних методик може бути застосована в залежності від вимог до ПГРП і наявної вхідної інформації при цьому.

3. Здійснений математичний опис процесу одночасного руху декількох технологічних рідин у свердловині під час проведення ПГРП. Це дозволяє розраховувати сумарні гідравлічні втрати і сумарний гідростатичний тиск у свердловині при одночасному русі в ній декількох технологічних рідин, а в кінцевому дає можливість визначати сумарний вибійний тиск і тиск розкриття тріщини в кожний із моментів часу всього процесу проведення ПГРП, що є важливим в інформаційному плані для технолога, який керує процесом ПГРП.

4. Розроблено установку УВРП-1 для визначення реологічних параметрів рідин для проведення ПГРП, а також програмне забезпечення "Viscosity.exe" для зчитування та збереження інформації про результати досліджень на установці "УВРП-1". Здійснений метрологічний аналіз установки "УВРП-1", встановлено, що сумарна відносна похибка цієї установки не перевищує 1,5%. Установка "УВРП-1" дозволяє проводити відповідні реологічні дослідження технологічних рідин для ПГРП при поверхневих і пластових умовах.

5. Розроблені методики проведення лабораторних досліджень на установці "УВРП-1" для визначення відповідних реологічних характеристик технологічних рідин, для дослідження стабільності цих характеристик при поверхневих і пластових умовах (тиску і температури), для дослідження впливу складу рідин і їх концентрації на реологічні характеристики рідин.

6. Розроблена удосконалена структурна схема системи контролю за підготовкою та проведенням ПГРП, яка на відміну від існуючої передбачає не тільки вимірювання устьових параметрів (густин помпованих рідин, їх кількості та витрати, устьового тиску), а й розрахунок ряду вибійних технологічних параметрів під час проведення ПГРП (вибійного тиску, втрат тиску на тертя, чистого тиску розриву пласта тощо), що дає можливість точніше визначати моменти початку і кінця утворення тріщини в продуктивному пласті і з урахуванням цього вести процес ПГРП.

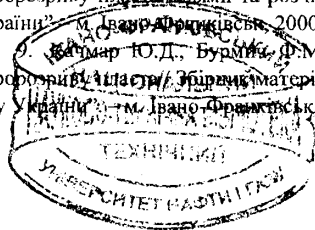
7. Розроблені алгоритми функціонування удосконаленої системи контролю за підготовкою та проведенням ПГРП при проведенні відповідних робіт в лабораторних умовах, а також при проведенні попередніх досліджень і безпосередньо процесу ПГРП в польових умовах конкретної свердловини в реальному масштабі часу. Це дає можливість враховувати всі фактори, виміряні устєвї і розраховані вибїйні параметри при підготовці та проведенні ПГРП.

8. На базї запропонованого алгоритму функціонування удосконаленої системи контролю розроблено програмне забезпечення "Frloss", яке захищено авторськими правами і яке є основою комп'ютерної системи обробки даних удосконаленої системи контролю за підготовкою та проведенням ПГРП.

9. Здійснено впровадження розробленої системи контролю за підготовкою та проведенням процесів ПГРП на експлуатаційних свердловинах ВАТ "Укрнафта" (НГВУ "Охтирканафтогаз", НГВУ "Бориславнафтогаз", НГВУ "Долинанафтогаз") у 2001 – 2007 рр. (всього 41 ПГРП у вказаних НГВУ). В результатї додатковий річний видобуток нафти від проведення таким чином одного ПГРП в різних НГВУ ВАТ "Укрнафта" становить (960 – 2032) т. нафти, газу – 284 – 704 тис. м³ тривалістю від 9 до 24 місяців. Застосування розробленої системи контролю за підготовкою і проведенням ПГРП дозволило підвищити ефективність та зменшити аварійність виконання при цьому робіт на свердловинах.

СПИСОК ОПУБЛІКОВАНИХ ПРАЦЬ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

1. Качмар Ю.Д., Григораш В.В. Кісіль І.С. Розробка методологічних підходів для контролю і аналізу процесу гїдралїчного розриву пласта// Методи та прилади контролю якостї. – 2002, №8. – С. 94-96.
2. Григораш В.В. Розробка комп'ютеризованої системи контролю за процесом потужного гїдророзриву пласта// Методи та прилади контролю якостї. – 2004, №12. – С.107-112.
3. Свідцтво про реєстрацію авторських прав № 6172 «Комп'ютерна програма. Контроль за параметрами проведення потужного гїдророзриву пласта (Frloss)». – 2с.
4. Григораш В.В., Кісіль І.С. Визначення гїдралїчних втрат під час руху рїдин в трубах у процесї потужного гїдророзриву пласта// Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ – 2004, №1(10). – С.75-78.
5. Григораш В.В., Качмар Ю.Д., Кісіль І.С., Алтоник І.М. Удосконалення конструкції вискозиметра ВСН-2М// Нафтова і газова промисловість. – 2005, №6. – С.42-45.
6. Григораш В.В., Дранчук М.М., Кісіль І.С., Лаврик Л.М. Параметри рїдини для гїдралїчного розриву пласта – основні вимоги та їх дослідження// Методи та прилади контролю якостї. – 2006, №17. – С.97-101.
7. Григораш В.В., Качмар Ю.Д., Дранчук М.М., Кісіль І.С., Бондар Р.Т. Стан та проблеми контролю за підготовкою та проведенням потужного гїдро розриву пласта// Методи та прилади контролю якостї. – 2007, №18. – С.85-89.
8. Григораш В.В., Бурмич Ф.М. Визначення гїдралїчних втрат під час потужного гїдророзриву пласта цїлями та розчинами полїмерів. // Збірник матерїалів конференції "Нафта і газ України". – М. Івано-Франківськ, 2000, т.2. – С.140-142.
9. Качмар Ю.Д., Бурмич Ф.М., Андрусак А.М., Григораш В.В. Новї технологї потужного гїдророзриву пласта// Збірник матерїалів конференції "Стан і перспективи розробки родовищ нафти і газу України". – М. Івано-Франківськ, 2003. – С.302.



10. Дранчук М.М., Григораш В.В., Кісіль І.С. Стан і проблеми контролю за підготовкою та проведенням потужного гідророзриву пласта. // Міжнародна н/т конференція "ІФНТУНГ-40", 2007. - С. 149.

АНОТАЦІЯ

Григораш В.В. Методи і засоби контролю за підготовкою та проведенням потужного гідророзриву пласта. - Рукопис.

Дисертація на здобуття вченого ступеня кандидата технічних наук за спеціальністю 05.11.13 – прилади і методи контролю та визначення складу речовин - Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу. - Івано-Франківськ, 2008.

Дисертація присвячена питанням розробки методів і засобів контролю за підготовкою та проведенням ПГРП на свердловинах.

Теоретично обґрунтований запропонований метод контролю вибірного тиску у свердловині під час проведення ПГРП, який дозволяє розрахувати його значення на основі технологічних параметрів вимірних на усті свердловини (устьового тиску, густин рідин і їх витрати при закачуванні) з врахуванням визначених попередньо реологічних параметрів технологічних рідин.

Розроблено і теоретично обґрунтовано ряд методик для визначення гідравлічних втрат при русі технологічних рідин в НКТ під час проведенні ПГРП. Розроблена методика і алгоритм для визначення гідравлічних втрат з урахуванням реологічних параметрів технологічних рідин (індекса поведінки неньютонівської технологічної рідини і її коефіцієнта консистентності), що дозволяє підвищити точність розрахунку реальних гідравлічних втрат при русі рідин в НКТ свердловини.

Розроблено установку УВРП-1 та методики проведення на ній відповідних лабораторних досліджень для вивчення реологічних параметрів рідин та зміни їх характеристик в поверхневих умовах та в умовах проведення процесу ПГРП.

Теоретично обґрунтовано і розроблено структурну схему та програму „Ffloss” удосконаленої системи контролю за підготовкою та проведенням ПГРП, що дозволяє в реальному масштабі часу проведення процесу здійснювати контроль вибірного технологічних параметрів під час проведення ПГРП (вибірного тиску, втрат тиску на тертя, чистого тиску розриву пласта тощо). Здійснено впровадження розробленої системи контролю за підготовкою та проведенням процесів ПГРП на експлуатаційних свердловинах ВАТ “Укрнафта”

Ключові слова: вибірний тиск, тиск розриву пласта, вимірювання контроль, потужний гідравлічний розрив пласта, система контролю, реологічні характеристики, неньютонівські рідини.

АННОТАЦИЯ

Григораш В.В. Методы и средства контроля подготовки и проведения мощного гидравлического разрыва пласта. - Рукопись.

Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук по специальности 05.11.13 – Приборы и методы контроля и определения состава веществ. - Ивано-Франковский национальный технический университет нефти и газа. - Ивано-Франковск, 2008.

Проблема интенсификации добычи нефти и газа на Украине стоит очень остро. Мировой опыт использования методов интенсификации свидетельствует о том, что гидравлический разрыв пласта играет главную роль в увеличении добычи нефти и газа. Поэтому на протяжении последних 50-лет постоянно развивается техника и технология этого метода интенсификации притока нефти и газа в скважину, вследствие чего он существенно усовершенствовался и изменялся.

Описано теоретические основы процесса гидравлического разрыва нефтьгазоносных пластов и перечислены параметры, которые являются определяющими для данного процесса. Проанализированы известные системы контроля подготовки и проведения процесса. Показано что процесс гидравлического разрыва пласта представляет собой сложную динамическую систему со многими факторами, для которых необходим контроль, как на этапе подготовки, так и на этапе управления в реальном масштабе времени при его проведении.

Описано комплект спецтехники фирмы "Stewart & Stevenson" предназначенного для проведения процесса гидроразрыва. Отмечено что проблеме качественного контроля проведения процесса и автоматизированного сбора информации в комплекте спецтехники уделено очень большое внимание. Система контроля спецтехники "Stewart & Stevenson" обеспечивает сбор и сохранение информации с устья скважины, а именно: давления на устье, плотности закачиваемых жидкостей, её расход и объем.

Однако во время использования указанной техники на Украине часто случались случаи, когда, не имея возможности оценки текущих забойных параметров в скважине во время проведения процесса, внесение оперативных изменений в технологию ведения процесса было невозможно, что приводило к аварийным ситуациям и преждевременным остановкам процесса.

Проведено теоретическое обоснование предложенного метода контроля давления на забое в скважине во время проведения гидроразрывов пласта, который даёт возможность рассчитать его значения на основе технологических параметров измеряемых на устье скважины (давления на устье, плотности жидкости, и её расхода при закачке) с учётом определяемых заранее реологических параметров технологических жидкостей.

Разработано и теоретически обосновано ряд методик для определения гидравлических потерь при движении технологических жидкостей в НКТ во время проведения гидроразрыва пласта. Разработана методика и алгоритм для определения гидравлических потерь с учётом реологических параметров технологических жидкостей (индекса нелинейности неньютоновской технологической жидкости, и коэффициента консистентности), что позволит повысить точность расчёта реальных гидравлических потерь при движении жидкостей в НКТ.

Разработано установку УВПИ-1 и методики проведения лабораторных исследований изучения реологических параметров жидкости, которые используются для проведения гидроразрыва пласта в условиях проведения процесса.

Теоретически обосновано, разработано структурную схему и программу "Frloss", усовершенствованной системы контроля подготовки и проведения ГРП, что позволяет в реальном времени производить контроль технологических параметров процесса на забое скважины (давления на забое, потерь давления на трение, чистого давления разрыва пласта и т.д.). Осуществлено внедрение разработанной системы контроля за подготовкой и проведением процессов гидроразрыва пласта на скважинах ОАО "Укрнафга".

Ключевые слова: забойное давление, давление разрыва пласта, измерение, контроль, мощный гидравлический разрыв пласта, система контроля, реологические характеристики, неньютоновские жидкости

ANNOTATION

V.V.Grygorash. Methods and Measures of Control over Preparation and Conducting Powerful Hydraulic Layer Fracturing. - Manuscript.

Dissertation for graduation of candidate of engineering sciences on specialty 05.11.13 - Devices and methods of control and determination of substances composition. - The Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas. - Ivano-Frankivsk, 2008.

The Dissertation is dedicated to issues of methods and measures of control over preparation and conducting PHFL development (Powerful Hydraulic Layer Fracturing) on boreholes.

The offered theoretically grounded method of control over bottom-hole pressure during conducting PHLF, which enables to calculate its values on the basis of technological parameters, measured at the wellhead of the borehole (wellhead pressure, liquids density and their consumption during pumping) taking into account the previously valued rheological parameters of process liquids.

A number of methods for determination of hydraulic losses during process liquids flow to pipes during PHLF was developed and theoretically grounded. Methodic and algorithm for determination of hydraulic losses, with allowance for rheological parameters of process liquids (the non-Newtonian process liquid behavior index, and its consistency ratio), which enables to improve the accuracy of calculation of real hydraulic losses during liquid flow to pipes.

The Plant "UVRP-1" and a number of methods of conducting the appropriate researches in it for the purpose of studying the rheological parameters of liquid and changes of their characteristics under the surface conditions and conditions of PHLF process conducting is developed.

The functional chart and program "Frloss" of the improved system of control over preparation and conducting PHLF is developed, which enables to perform control over bottom-hole technological parameters during conducting PHLF in real-time mode (bottom-hole pressure, friction pressure losses, neat pressure of layer fracturing etc.). Introduction of the developed system of control over preparation and conducting PHFL processes at operating boreholes of Ukrnafta OJSC is carried out.

Keywords: bottom-hole pressure, layer fracturing pressure, measuring control, powerful hydraulic layer fracturing, controlling system, rheological characteristics, non-Newtonian liquids