

УДК 622.276.66.022 (477)

РОЗРОБКА МЕТОДОЛОГІЧНИХ ПІДХОДІВ ДЛЯ КОНТРОЛЮ І АНАЛІЗУ ПРОЦЕСУ ГІДРАВЛІЧНОГО РОЗРИВУ ПЛАСТА

© Качмар Ю. Д., Григораш В. В., 2002

Центральна науково-дослідна лабораторія ВАТ "Укрнафта", м. Івано-Франківськ

© Кісіль І. С., 2002

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

Здійснено огляд практичного застосування гідравлічного розриву пласта (ГРП) та переваги застосування потужного ГРП (ПГРП) з використанням спецтехніки виробництва США. Викладені основні проблеми контролю за процесом проведення ГРП, та напрямки удосконалення методик і технічних засобів контролю параметрів рідин, що використовуються при цьому.

Світовий досвід застосування методів інтенсифікації свідчить про те, що ГРП пластів відіграють важливу роль у збільшенні видобутку нафти і газу.

На нафтових родовищах України протягом 1957-1970 рр. ГРП проводилися з використанням нафти, загущеної нафти та кварцового піску для закріплення тріщин. Пізніше (1971-1996 рр.) ГРП проводили з використанням води, або водних розчинів полімерів.

На цих етапах були відсутні автоматизовані засоби контролю за параметрами процесу ГРП. Контроль за параметрами процесу здійснювався візуально з ручною реєстрацією параметрів. Тому керування процесом ГРП було значно ускладненим, так як поточний аналіз процесів розкриття та розвитку тріщин вимагає миттєвого виконання складних розрахунків.

З 1997 р. в Україні розпочато промислове впровадження ПГРП із застосуванням комплексу спецобладнання фірми "Stewart & Stevenson" (США), розрахованого на тиск до 100 МПа з комп'ютерним контролем і управлінням, застосуванням ненютонівської рідини - водного гелю та закріплювача тріщини - керамічного пропанту ІРР 16/30 міцністю на стиск 85,0 МПа. Процес ПГРП відрізняється від звичайного ГРП такими технологічними параметрами як: значним зменшенням об'єму пульпи-гелю з закріплювачем (а значить і тривалості процесу) у 4-12 раз, зменшенням гідравлічних втрат майже у два рази (а значить тиску на усті на 30 МПа), поступовим підвищенням концентрації закріплювача в пульпі в межах 100-600 кг/м³. Тому ріст продуктивності свердловини після ПГРП становить 300...450 % (після звичайних ГРП — 130-180 %).

Проводять процес ПГРП у два етапи: спочатку мініГРП з нагнітанням у пласт 20...30 м³ ма-

лов'язкої рідини або гелю з метою визначення тиску розриву і проникності пласта, прогнозування процесу розвитку тріщини, уточнення основних технологічних параметрів ПГРП і оцінки можливості проведення ПГРП та його ефективності. Після здійснюється ПГРП, під час якого у пласт при витраті 2,0...3,6 м³/хв нагнітається рідина розриву (гель), а за нею 20...40 м³ пульпи (гелю з 6...10 т пропанту), а потім протискуюча рідина.

В комплект спецобладнання фірми "Stewart & Stevenson" для проведення ПГРП входять: три насосні агрегати моделі FC-2251, блок-маніфольда моделі IC-320, змішувач моделі MC-60, станція контролю і управління процесом моделі EC-22A CD.

Станція контролю і управління процесом моделі EC-22ACD призначена для запису даних і управління обладнанням в процесі проведення ПГРП і укомплектована контрольними вимірювальними приладами, двома комп'ютерами з сучасним програмним забезпеченням для обробки даних мініГРП, проектування ПГРП та контролю за процесом ПГРП. За допомогою вказаної станції реєструється в часі (через кожні 3 сек.) до восьми параметрів:

- тиск в нагнітальному трубопроводі і заколонному просторі,
- витрата рідини,
- загальний об'єм,
- густина (концентрацію) та інші.

Система контролю і управління проведенням ПГРП дислокована на пересувній автоматизованій станції збирання даних і управління на пересувному змішувачі MC-60. За допомогою станції управління здійснюється контроль і управління проведенням процесу ПГРП в цілому, процесами приготування технологічних рідин, подачі їх і закріплювача тріщин на насосні агрегати у відповідності з режимами нагнітання в свердловину.

Станція управління, крім вказаного вище обладнання, оснащена аналого-цифровим перетворювачем різних входних сигналів. У програмне забезпечення входять пакети програм для моделювання і проектування процесу ПГРП, програма (SSLOGO) для збору і обробки інформації і програма контролю і управління роботою змішувача.

Дані про чотири основні параметри в процесі ПГРП (наприклад, тиск нагнітання, сумарну витрату рідин, густину пульпи, сумарний об'єм закачуваної рідини) зображуються графічно на екрані комп'ютера і заносяться в його пам'ять, а ще чотири параметри (наприклад, число обертів шнека, розрахунковий тиск на вибої, тиск у затрубному просторі, витрата хімеагентів) можна заносити в пам'ять комп'ютера в режимі реального часу і використовувати їх для аналізу процесу ПГРП.

З врахуванням практичного досвіду по проведенню ПГРП з використанням обладнання та системи контролю і управління фірми "Stewart & Stevenson" нами встановлено, що існуючі методики і засоби контролю цього спецобладнання не є достатніми і потребують розробки нових методик контролю за такими параметрами, як: вибійний тиск, тиск гідравлічних втрат на тертя в трубах, тиск розкриття тріщин тощо. У зв'язку з високими тисками та темпами нагнітання рідини і пульпи необхідний якісний контроль за реологією помпованих рідин як на свердловині під час проведення процесу ПГРП, так і на етапі розробки нових рецептур технологічних рідин, а також необхідна методика підбору рідин і пульп з врахуванням параметрів пласта, що потребує розробки відповідного математичного опису процесу ПГРП. Крім цього, необхідно розробити спеціальну лабораторну установку для дослідження реологічних властивостей високов'язких ньютонівських рідин, на якій можна було б реально відтворити пластові умови і всі технологічні параметри процесу ПГРП.

Значну увагу в процесі проведення як звичайних ГРП, так і ПГРП необхідно приділити також контролю за розкриттям і розвитком тріщини. В світовій практиці для цих цілей останнім часом використовується підхід К. Нольта [1], використання якого стало можливим тільки після застосування сучасних комп'ютерних засобів контролю процесу за показами давачів, розміщених на усті свердловини. Тому необхідні відповідні методичні підходи, які б дозволили привести отримані результати до глибинних умов.

З цією метою розглянемо більш детальніше аналіз характеру розвитку тріщин при ГРП за теорією К. Нольта [1], згідно з якою графічна залежність логарифму "чистого тиску" розриву P_{net} від логарифму часу помпування t з постійною витратою описує характер розкриття та розвитку тріщини під час

ГРП. Величина цього тиску визначається як різниця між вибійним тиском $P_{виб}$ під час гідророзриву на рівні насосно-компресорних труб і тиском закриття тріщини P_c після зупинки нагнітання таким чином:

$$P_{net} = P_{виб} - P_c, \quad (1)$$

де

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

$P_{уст}$ - тиск на усті свердловини, $P_{ст}$ - гідростатичний тиск стовпа рідини в НКТ, $P_{втр}$ - тиск гідравлічних втрат на тертя в НКТ. За теорією К. Нольта розвиток тріщини можна контролювати, використовуючи інтенсивність зміни кривої "чистого тиску" розриву під час проведення ГРП, що визначається значенням тангенса кута нахилу кривої $\log P_{net}$ до осі $\log t$.

Як видно з (1) і (2) визначення P_{net} передбачає контроль за гідравлічними втратами тиску на тертя в НКТ. Оскільки апаратні методи для вирішення цього завдання на даний час відсутні, то необхідно розробити методику визначення гідравлічних втрат за параметрами, що вимірюються на усті свердловини.

Найпростіший спосіб визначення гідравлічних втрат полягає у вимірюванні тисків на усті свердловини, які були на моменти до припинення помпування $P_{уст.д}$ і після припинення помпування $P_{уст.н}$, тобто

$$P_{втр} = P_{уст.д} - P_{уст.н}. \quad (3)$$

На рис. 1 показано криву зниження тиску на усті.

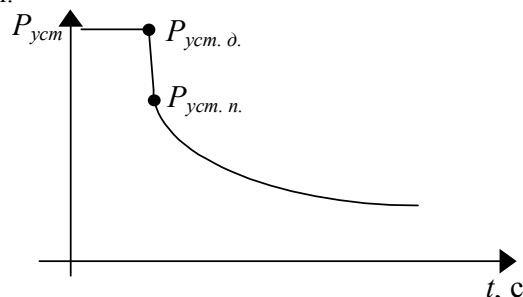


Рис. 1. Зниження тиску на усті свердловини в процесі ПГРП

Перевагою даного способу є те, що на усті свердловини визначається $P_{уст.н}$, яке відповідає кінцевому тиску розкриття закріпленої тріщини. Якщо врахувати гідростатичний тиск стовпа рідини у свердловині на вибої, то звідси легко визначити вибійний тиск кінця процесу ГРП.

Недоліками цього способу є те, що він дає можливість визначення втрат тиску тільки на останньому етапі ГРП при одній витраті рідини.

Відомий спосіб контролю гідравлічних втрат Меєра (програма MFrac-II), який призначений в основному тільки для певного типу рідин виробництва США, реологічні характеристики яких є наперед відомими і занесені у програму MFrac-II [2].

Суть методу полягає в тому, що, моделюючи

ГРП в будь-якій свердловині за її фактичними параметрами за допомогою програми MFrac-II, отримуюмо розраховані значення гідравлічних втрат на тертя в трубах.

Однак, враховуючи високу вартість реагентів США, з метою здешевлення вартості ПГРП для проведення робіт в Україні почали застосовувати полімерно-емульсійні рідини (ПЕМ) за розробленими в ЦНДЛ ВАТ "Укрнафта" рецептурами.

Проаналізувавши дані процесів ПГРП, що були проведені із застосуванням ПЕМ, шляхом підбору відповідного коефіцієнту до програми MFrac-II, отримали значні розбіжності. Це можна пояснити тим, що реологічні характеристики запропонованих рідин ПЕМ значно відрізняються від ПЕМ заводного виробництва. Тому на першому етапі обробки даних ПГРП з застосуванням ПЕМ для визначення гідравлічних втрат тиску на тертя застосовували наближені емпіричні залежності, які були отримані в результаті статистичної обробки проми-

слових даних.

Проведений аналіз похибки розрахунку втрат тиску з використанням вказаних емпіричних залежностей показав, що ця похибка може змінюватися від 5 до 15 %, що для розрахунків і аналізу результатів мініГРП є задовільним.

Однак для розрахунків режимів процесу ПГРП, так і для аналізу його результатів така точність є вже недостатньою. Тому необхідно в подальшому значну увагу звернути безпосередньому вимірюванню реологічних характеристик ПЕМ, які передбачаються використовувати при проведенні ПГРП, що дозволить значно точніше розраховувати режимні параметри процесу проведення ПГРП.

I. Nolte K. G., Smith M. B. Interpretation of Fracturing Presures. - Sep. 1981. 2 "MFRAC-II" Hydraulic Fracturing Simulator USA Meyer & Associated, Inc. - 1994.

УДК 662.753.22

ПРОГРАМНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ДЛЯ ОЦІНКИ ТА ПРОГНОЗУВАННЯ ВТРАТ ПАЛИВ ВІД ВИПАРОВУВАННЯ В РЕЗЕРВУАРАХ

© Бойченко С. В., Григоренко І. В., 2002

Національний авіаційний університет України, м. Київ

Розглянуто програмне забезпечення для розрахунку втрат вуглеводневих палив з резервуарів від випаровування. Програмний продукт призначений для визначення фактичних втрат вуглеводневих палив в реальних умовах підприємств нафтопродуктозабезпечення. Описана функціональна структура програми, вхідні дані, які необхідні для розрахунків, і порядок роботи з нею.

Відомо, що під час процесів перевезення, зберігання і заправки мають місце значні втрати світлих нафтопродуктів від випаровування, які завдають збитків, котрі обчислюються мільйонами гривень, і це без врахування збитків, що завдаються навколишньому середовищу. Крім того, втрати від випаровування позначаються не лише на кількості палива, а й на його якості. Такий стан речей цілком неприйнятний, особливо коли енергетика країни знаходиться в кризовому стані, і першочерговим завданням для виходу з нього є перехід від екстенсивного використання енергії до інтенсивного, тобто енергозбереження [1].

Для того, щоб ефективно економити потрібно знати скільки втрачаєш. Тому з метою розв'язання проблеми втрат палив від випаровування важливою задачею є вибір методу оцінки цих втрат. На даний момент існує і застосовується цілий ряд методів, але задача полягає у виборі найбільш оптимального методу.

Так, метод визначення динамічної випаровува-

ності, розроблений П. Бударовим, набув значення стандартного в вигляді ГОСТ 6369-75 "Бензины автомобильные и авиационные. Метод определения потерь от испарения". За втрати згідно з цим методом умовно приймається зменшення маси нафтопродукту після продування його десятиразовим обсягом повітря при температурі 20 °С.

На підприємствах нафтопродуктозабезпечення на сьогоднішній час доволі широко застосовується об'ємно-масовий метод (ГОСТ 26976-86 "Нефть и нефтепродукты. Методы измерения массы") із застосуванням спеціальних калібрувальних таблиць для кожної ємності (статичний метод), в яких враховується температурний режим, значення густини, рівень наливу нафтопродукту, рівень і обсяг підтоварної води [2]. Крім того, для проведення обліково-розрахункових операцій можуть застосовуватись інші методи вимірювання і різні вимірювальні пристрої, які основані на них.

Досить широке застосування знайшли прилади, які основані на поплавковому методі контролю рів-