



Луквинського нафтового родовища з 1978 по 2008 рік. Для аналізу було вибрано дані по 2004 рік включно, а прогноз виконувався на наступні 4 роки, тобто на 2005, 2006, 2007 і 2008 роки.

Суть полягала в тому, щоб порівняти фактичні і розраховані результати, таким чином підтвердити або спростувати твердження стосовно доцільності використання даних методик. На рис. 3 наведено дві лінії: чорна крива описує зв'язок між фактичними накопиченим дебітом нафти і накопиченим дебітом рідини, а червона – між розрахованими. На графіку чітко видно кореляцію фактичних і розрахованих показників розробки, що дозволяє використання описаної методики в промислових умовах.

На основі проведеного аналізу можна зробити висновок, що використання характеристик витіснення для прогнозування на пізніх стадіях розробки родовища дають достатньо точні для практичних цілей результати.

Література:

1. Акульшин А.И. Прогнозирование разработки нефтяных месторождений // М.: Недра, 1988, - 240с.: ил. ISBN – 5 – 247 – 00130 – 3.
2. Меркулова Г.В. Графические методы анализа при добыче нефти // М.:Недра, 1986, - 125с.
3. Дейк Л.П. Основы разработки нефтяных и газовых месторождений // Перевод с английского – М.: ООО “Премиум инжиниринг”, 2009 – 570 с., ил ISBN 978 – 5 – 903363 – 10 – 0.

Науковий керівник : Драган І.М

Статья отправлена: 1.04.2017 г.

© Лукін О.А

ЦИТ: ua117-086

DOI: 10.21893/2415-7538.2016-05-1-086

УДК 622.276

Бусько Б.М., Худін М.В.

**ДОСЛІДЖЕННЯ ОСОБЛИВОСТЕЙ ПРОВЕДЕННЯ
ПОІНТЕРВАЛЬНОГО ГІДРАВЛІЧНОГО РОЗРИВУ В
ГОРИЗОНТАЛЬНИХ СВЕРДЛОВИНАХ**

*Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
Івано-Франківськ, Карпатська 15, 76000*

Busko B.M., Khudin M.V.

**RESEARCH OF FEATURES INTERVAL HYDRAULIC FRACTURING IN
HORIZONTAL WELLS**

*Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas,
Ivano-Frankivsk, Karpatska 15, 76000*

Анотація. У нафтовидобувній галузі зниження обсягів нафти головним чином пов'язане зі структурою порід-колекторів, більшість з яких становлять важковидобувні, енергетично-виснажені та високообводнені поклади, висока неоднорідність яких, призводить до нерівномірного вилучення нафти. Механічні методи впливу ефективні в твердих породах, коли створення



додаткових тріщин у привибійній зоні пласта дозволяє залучити до процесу фільтрації нові віддалені частини пласта. Один із найпоширеніших та перспективних методів інтенсифікації процесу витіснення, підвищення фільтраційно-ємнісних характеристик привибійної зони свердловин, є гідравлічний розрив пласта (ГРП). Тому, як показала практика, проведення ГРП є більш вигідним, ніж будівництво нової свердловини як з економічної, так і з точки зору розробки. У даній статті описуються особливості проведення інтервального гідравлічного розриву пласта у горизонтальних свердловинах.

Ключові слова: гідророзрив пласта, горизонтальна свердловина, методи підвищення нафтовилучення, коефіцієнт нафтовилучення.

Abstract. In the oil industry decline oil is mainly due to the structure of reservoir rocks, most of which are of hard, energy-depleted and highly flooded deposits, high heterogeneity which leads to uneven extraction of oil. Mechanical methods of influence effective in hard rock when creating additional cracks in the bottomhole formation zone allows you to attach to the filtration process of the new remote reservoir. One of the most popular and promising methods of intensification of the displacement, increased filtration-capacitive characteristics of face working space zone wells is hydraulic fracturing. Therefore, as the practice of hydraulic fracturing is more profitable than building a new well economically and in terms of development. This article describes the features of interval hydraulic fracturing in horizontal wells.

Key words: hydraulic fracturing, horizontal wells, methods for increasing of factor of oil recovery, factor of oil recovery.

Проведення гідравлічних розривів по свердловинах призводить до збільшення видобутку нафти, а також до інтенсифікації відбору наявного пружного запасу флюїду. Гідравлічний розрив пласта здійснюється для підтримання продуктивності свердловин. Його використовують для створення нових тріщин як штучних, так і для розширення старих (природних), з метою поліпшення взаємодії зі стовбуром свердловини і збільшенню системи тріщин або каналів для полегшення припливу і зниження енергетичних втрат у цій обмеженій області пласта.

Від стану привибійної зони пласта суттєво залежать ефективність розробки родовища, дебіти видобувних, приймальність нагнітальних і та частка пластової енергії, яка може бути використана на підйом рідини безпосередньо в свердловині. Тому проведення гідравлічного розриву вимагає дуже ретельного вивчення термодинамічних умов, стану привибійної зони свердловини, складу та виду порід і рідин, а також систематичного вивчення вже накопиченого промислового досвіду на попередніх родовищах.

Суть методу гідравлічного розриву пласта полягає в тому, що на вибої свердловини шляхом закачування в'язкої рідини створюються високі тиски, що перевищують в 1,5-2 рази пластовий тиск, в результаті чого пласт розшаровується і в ньому утворюються тріщини.

Промислова практика показує, що продуктивність свердловин після ГРП збільшується, іноді, в кілька десятків разів. Це свідчить про те, що утворені тріщини з'єднуються з існуючими раніше, і приплив рідини до свердловини



відбувається з віддалених, ізольованих від свердловини до застосування ГРП, високопродуктивних зон. Про розкриття природних або утворення штучних тріщин в пласті дізнаються з графіків зміни витрати і тиску при здійсненні процесу ГРП. Утворення штучних тріщин на графіку характеризується падінням тиску при постійному темпі закачування, а при розкритті природних тріщин витрата рідини розриву зростає непропорційно зростанню тиску. Під час цього в неоднорідному за будовою колекторі в розробку підключаються продуктивні і не дреновані раніше пропластки.

Ефективність гідророзриву залежить від певних факторів, таких як: тиску нагнітання рідини, темпу закачування, відсотка піску в цій рідині та ін.

Найважливішим параметром проведення ГРП є тиск розриву пласта P_p , при якому утворюються тріщини в породі. Встановлено, що можна оцінити тиск розриву пласта (1) за значенням вертикального гірського тиску P_g :

$$P_p = 0,8P_g \quad (1)$$

Оскільки тиск P_p залежить від напруженого стану порід, який визначається не лише глибиною їх залягання, то така оцінка дуже ненадійна. Метод визначення очікуваного тиску розриву пласта з урахуванням напруженого залягання порід оцінюється шляхом пробного випробування приймальності свердловини.

В ідеальних умовах тиск розкриття P_p повинен бути менше гірського тиску P_g , який створюється товщею вищезалягаючих порід. Однак, в реальних умовах у пласті можуть зустрічатися глинисті прошарки, що володіють пластичними властивостями. В процесі буріння, коли свердловина не обсаджена, під дією ваги верхніх порід може статися видавлювання глини з пласта в свердловину і часткове розвантаження пласта, розташованого під глинистими пропластками, що призводить до зниження тиску гідророзриву.

Розглянемо випадок поінтервального гідравлічного розриву, на прикладі вже пробуреної горизонтальної свердловини, яка обсаджена експлуатаційною колоною та зацементована. На колоні гнучких труб у свердловину спускають перфоратор до необхідного інтервалу і перфоруєть колону, з'єднуючи таким чином пласт і свердловину.

Після цього зі свердловини піднімають перфоратор і починають гідравлічний розрив першого інтервалу. Рідина для гідравлічного розриву складається головним чином з води, а також містить пісок, що відіграє роль розклинюючого агенту (пропанту), та додаткові хімічні речовини. Кількість рідини розриву, тиск її нагнітання вибирають виходячи з розрахунків у відповідності до пластових умов, міцності колекторів тощо. Вибір пропанту також залежить від глибини свердловини та міцності порід. Процес утворення тріщин контролюють за допомогою відповідного обладнання для проведення ГРП, використовуючи для цього різні технології та устаткування.

Після утворення системи необхідних тріщин і зняття тиску у свердловину опускають спеціальні пакери. Їхня конструкція і принцип дії є різноманітними.



Пакер встановлюють вище інтервалу гідророзриву. Встановлення пакера вище інтервалу попереднього гідророзриву дає можливість ізолювати уже розкриту ділянку стовбура свердловини і перейти до другого інтервалу гідророзриву. Після цього відбувається знову описаний раніше процес (перфорація колони, гідророзрив відповідної ділянки, ізоляція цієї ділянки пакером) для наступної ділянки.

Кількість інтервалів, на яких буде здійснено гідророзрив залежить від довжини горизонтальної ділянки свердловини та економічної доцільності. Схематично процес поінтервального утворення тріщин у пласті, внаслідок гідророзриву, наведено нижче (рис. 1).

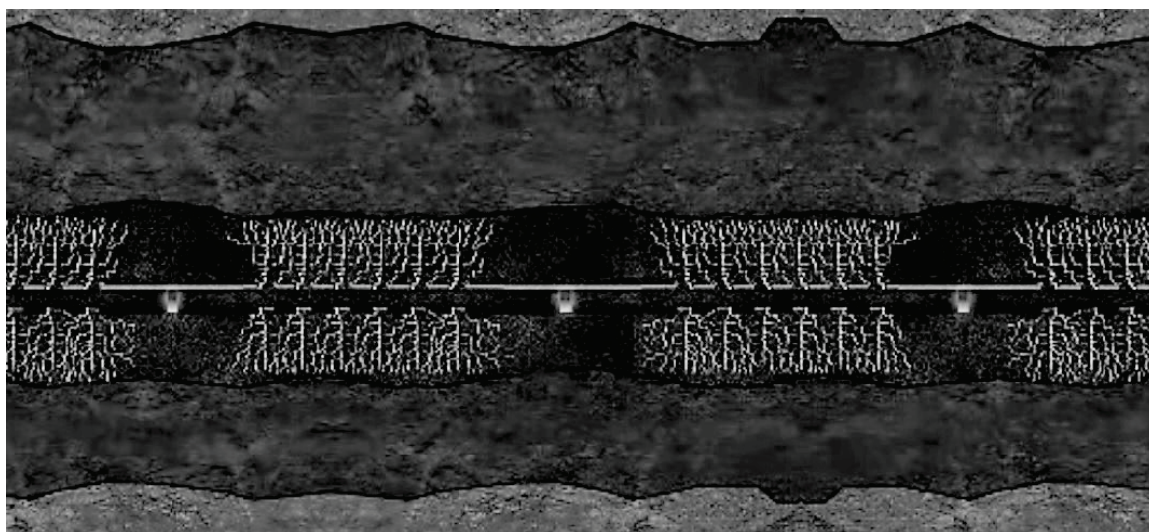


Рис. 1. Схема поінтервального утворення тріщин у пласті при здійсненні гідророзриву в горизонтальній свердловині

Отже, поінтервальний гідророзрив пласта в горизонтальних свердловинах є досить вигідним та дієвим способом інтенсифікації видобування нафти та газу. Для проектування процесу застосовують складні розрахунки, що дають уявлення про динаміку процесу розвитку тріщин на фоні постійної зміни властивостей запоповненої рідини під впливом температури, швидкості руху по тріщині, інфільтрації у стінки тріщини тощо.

Проблемами залишаються ініціація розвитку тріщини саме у заданому інтервалі пласта і розвиток їх у певному напрямку, створення новітніх конструкцій насосних агрегатів підвищеної продуктивності та визначення способів додаткового зменшення гідравлічних втрат у свердловині.

Література:

1. Яремійчук Р.С., Яремійчук Я.С. Освоєння свердловин: Довідникове видання. – Львів: Центр Європи, 2007. – с. 386.
2. Попадюк Р.М., Соломчак Я.В. Дослідження нафтових свердловин та пластів. Конспект лекцій. – Івано-Франківськ: Факел, 2003. – с. 76.

Стаття відправлена: 03.04.2017 р.

© Бусько Б.М., Худін М.В.