

Для дизайнера моделей были получены высокие входные показатели дебита нефти с быстрым затуханием, что требует дополнительной корректировки проницаемости трещины в меньшую сторону и наращивания стимулируемого объема породы для выхода на фактические значения.

Среди исследованных методов наиболее точными оказались упрощенные методы задания ГРП ввиду сокращения неопределенностей из-за уменьшения количества входных параметров, при этом возможна корректировка задаваемых параметров для выхода на фактические показатели работы. Методы с использованием логики локального измельчения сетки позволяют получить наибольший отклик при вводе скважины после проведения ГТМ и воспроизвести эффект затухания, что дает возможность воспроизвести быстрое падение дебита при проведении ГРП на месторождениях с ТриЗ, однако это сильно замедляет итоговое время расчета.

Поэтому для задания ГРП при настройке ГДМ на фактические показатели рекомендуется использовать упрощенные методы задания трещин, такие как множитель проводимости в симуляторе Eclipse 100 или ключевые слова WFRACP, WFRAC в tNavigator, не требующие повторного запуска полного расчета ГДМ. В прогнозных расчетах эффективности ввода новых скважин (освоение с ГРП) или ГТМ возможно использование дизайнера моделей для возможности наиболее детального задания параметров трещон.

Л и т е р а т у р а

1. Лысенко, В. Д. Определение эффективности гидравлического разрыва нефтяного пласта / В. Д. Лысенко // Нефтяное хоз-во. – 1999. – № 11. – С. 12–17.
2. Тиаб, Д. Петрофизика. Теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов / Д. Тиаб, Э. Ч. Доналдсон. – Изд. 2-е, доп. – М. : Премиум Инжиниринг, 2009. – 864 с.
3. An analysis for the influences of fracture network system on multi-stage fractured horizontal well productivity in shale gas reservoirs / D. Zhang [et al.] // Energies. – 2018. – N 11. – P. 237–256. DOI: 10.3390/en11020414

УДК 550.3:001.5

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ НАЗЕМНОГО МИКРОСЕЙСМИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА

А. П. Марковский, А. С. Конюшенко, В. Н. Грабченков, Т. А. Климов

*БелНИПИнефть РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»,
г. Гомель*

Посвящен актуальной теме наземного микросейсмического мониторинга ГРП для оценки результативности получения объективных данных о характере формируемых трещин разрыва. Отражен круг проблем становления технологии МСМ в условиях Припятского прогиба. Проанализированы технологические подходы применения различного типа оборудования для повышения соотношения SNR (signal-to-noise ratio).

Ключевые слова: микросейсмический мониторинг, гидроразрыв пласта, система наблюдения, калибровочное воздействие.

EXPERIENCE OF USING SURFACE MICROSEISMIC MONITORING OF HYDRAULIC FRACTURING IN THE FIELDS OF THE PRIPYAT TROUGH

A. P. Markovsky, A. S. Koniushenko, V. N. Grabchenkov, T. A. Klimov
BelNIPIneft RUE "Production Association "Belorusneft", Gomel

The report relates to a relevant topic – surface microseismic monitoring of hydraulic fracturing to assess the effectiveness for obtaining objective data about induced fractures. The article reflects the number of issues of the formation MSM technologies in the conditions of the Pripyat Trough. Technological approaches were analyzed to the use of different type of equipment and explosive charges for calibration system of location and solve the problem of SNR (signal-to-noise ratio).

Keywords: microseismic monitoring, hydraulic fracturing, survey system, calibration impact.

В настоящее время в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» основная часть месторождений находится на четвертой завершающей стадии разработки.

Для поддержания уровня добычи одним из наиболее часто применяемых и эффективных методов интенсификации притока является создание обширной сети искусственных трещин в пласте и активация фильтрации в естественных трещинах с помощью гидроразрыва пласта (ГРП).

Прогнозирование результатов ГРП (размеры и направление развития трещин в стимулированном объеме) с достаточной точностью – чрезвычайно сложная задача.

Существует множество геофизических и других методов, позволяющих получать информацию о процессах в пласте, в том числе с помощью применения микросейсмического мониторинга (МСМ) ГРП.

Существует два вида МСМ: наземный и скважинный. К недостаткам скважинного метода относятся необходимость наличия наблюдательных скважин вблизи зоны производства ГРП или остановки соседних добывающих скважин для использования их в качестве наблюдательных, что приводит к существенным экономическим потерям. Существуют и методические ограничения в точности картирования горизонтальной протяженности трещин данным методом.

Метод наземного микросейсмического мониторинга более прост в реализации, но обладает ограничениями в точности определения положения событий по глубине. Исследования с поверхности позволяют оперативно разворачивать систему наблюдения, добиваться хорошей локализации микросейсмических событий по латерали. Одним из обязательных условий проведения МСМ является необходимость «калибровки» системы регистрации от импульса источника сейсмических колебаний (сигнала от перфорации, взрыва, сейсмического вибратора, торпедирования скважины), находящегося в интервале проведения ГРП для учета скоростных неоднородностей среды и верхней части разреза.

С целью повысить чувствительность системы наблюдения, снизить шумовую составляющую и выбрать оптимальный вес для проведения калибровочного воздействия были проведены опытные работы на скважинах 44s2-Барсуковской и 80k1-Мармовичской.

Для подавления некогерентной составляющей и усиления полезного сигнала в системе наблюдения на скважине 44s2-Барсуковской в нескольких местах датчики DSU-3 были установлены в группы из девяти приборов на площадке размером 3 × 3 м. В результате удалось повысить соотношение «сигнал/шум» примерно в 3 раза даже при

регистрации шумов вблизи техногенных источников шума, предварительно отфильтровав их фильтром квазигармонических помех.

При проведении опытных работ на скважине 80k1-Мармовичской были поставлены следующие задачи:

- подбор оптимального типа и веса заряда для проведения калибровочного воздействия в скважине;
- увеличение соотношения «сигнал/шум» путем заглубления датчиков и установки приборов в группу.

Результаты опытных работ показали, что наиболее эффективным типом заряда для проведения калибровочных воздействий являются торпеды шашечного типа (ТШТ) с массой взрывчатого вещества от 1,5 кг и выше. Торпеды детонирующего шнура (ТДШ) или перфорации рекомендуются к применению при невозможности использования ТШТ, например, в случаях, когда внешний источник сейсмического сигнала располагается в обсаженном стволе скважины.

Наиболее распространенной технологией восстановления местоположения очагов сейсмических сигналов при ГРП является метод дифракционного суммирования и технология обратного временного моделирования (Time Reverse Modelling) [2, 3]. Но после анализа существующих технологий был выбран метод, основанный на полноволновом численном моделировании и принципе максимума правдоподобия, который успешно зарекомендовал себя на объектах Припятского прогиба, так как он качественно отличается от остальных, но требует значительных вычислительных мощностей. Полноволновое численное моделирование позволяет рассчитать форму волны, пришедшей на сенсор в условиях геологии любой сложности, учитывая все возможные волны, образовавшиеся при прохождении сейсмического импульса от источника к приемнику, правильно учесть его геометрическое расхождение с учетом реальной траектории распространения в неоднородном пространстве [4].

Выполненный в 2018–2020 гг. микросейсмический мониторинг ГРП в скважинах Речицкого месторождения позволил получить дополнительную информацию о направлении главного максимального стресса. На основании данных о тектонике подсолевого комплекса Речицкого месторождения за среднее значение направления максимального латерального стресса принято 113° (293°) [5]. Таким образом, подтверждается направленность главного максимального стресса в пределах Речицкого месторождения параллельно региональному разлому. Но, как видно на рис. 1, не во всех скважинах направление техногенной трещиноватости подчиняется этому правилу. Скорее всего, это связано с перераспределением напряжений в пласте при ГРП, или изначальной структурной анизотропией среды, возникшей в результате вторичных процессов формирования горных пород.

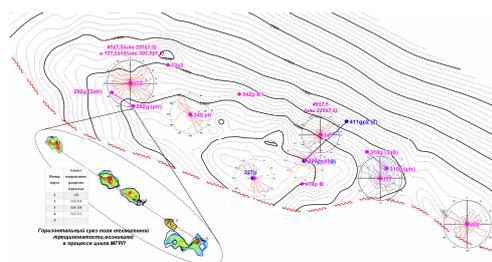


Рис. 1. Результаты микросейсмического мониторинга в скважинах Речицкого месторождения за период 2013–2020 гг.

По результатам мониторинга пятого портового ГРП в скважине 292g Речицкого месторождения азимут направления развития трещин совпал с азимутом горизонтального участка скважины, что означает соосность созданных каналов фильтрации и ствола скважины, т. е. развитие трещины ГРП по стволу скважины и практически параллельно региональному стрессу месторождения. Данный факт мог являться одной из причин полученных низких дебитов по скважине, так как после проведения комплекса освоения скважина вступила в добычу с гораздо более низким дебитом, а через 3 месяца дебит продукции снизился еще больше [6].

Направление техногенной трещиноватости может совпадать с направлением естественной, так как закачиваемый в процессе ГРП гель, в первую очередь, заполняет существующие каналы и с последующим ростом давления и объемов закачки образуются новые трещины. Данный факт косвенно подтверждается сопоставлением векторной карты НТИ-анизотропии Савичского месторождения, полученной по результатам обработки сейсмических данных месторождения в EarthStudy 360 (ES360), и картой накопленной микросейсмической активности ГРП в скважине 10s2-Савичской (рис. 2).

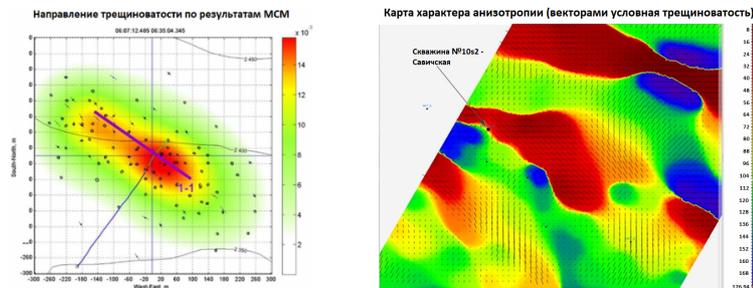


Рис. 2. Сравнение результатов микросейсмического мониторинга гидроразрыва пласта в скважине 10s2-Савичская и карты естественной трещиноватости Савичского месторождения

Другими способами контроля развития трещин являются скважинные методы. Так, в скважине 402n-Речицкой оценка состояния ствола скважины была выполнена с помощью акустического сканера и многоосного каверномера. На основании этих данных было рассчитано направление главного максимального стресса, которое составило 124° , а направление трещины ГРП в данных интервалах на основании интерпретации микросейсмического мониторинга составило 127° [5].

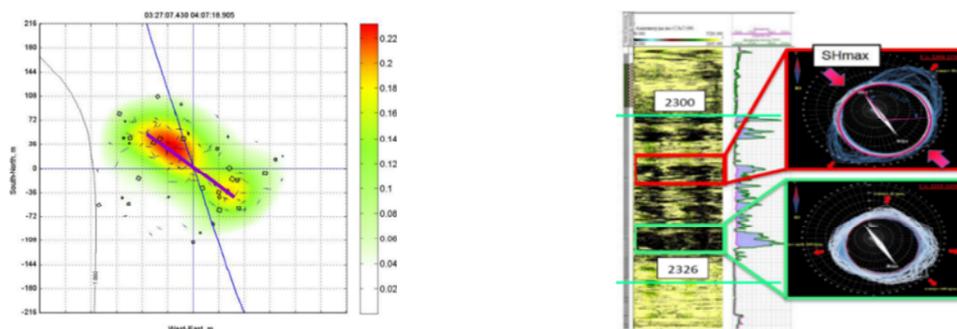


Рис. 3. Сопоставление результатов оценки состояния ствола скважины с помощью акустических методов и данных по накопленной микросейсмической активности при гидроразрыве пласта в скважине 402n Речицкого месторождения

Таким образом, можно сделать выводы, что при увеличении доли вовлеченных в разработку нетрадиционных и трудноизвлекаемых запасов ключевую роль приобретает ГРП, который представляет собой сложный, дорогостоящий и высокорисковый процесс. Поэтому для оптимальной разработки месторождений необходимо знать информацию о размерах и направлении развития трещин. Наземный микросейсмический мониторинг, основанный на полноволновом численном моделировании и методе максимального правдоподобия, при корректных технологических подходах позволяет решать эти задачи. Проведенные опытно-промысловые работы позволили оптимизировать проведение полевых работ и выделить ключевые технологические показатели, влияющие на конечный результат. Приведенные примеры комплексирования МСМ другими методами позволяют судить о его результативности и целесообразности применения в сложных сейсмогеологических условиях Припятского прогиба.

Литература

1. Сейсмическая локация очагов эмиссии – новая технология мониторинга добычи УВ / О. Л. Кузнецов [и др.] // EAGE : тез. докл. Междунар. конф., Санкт-Петербург, 16–19 окт., 2006 г. / EAGO, SEG. – Спб., 2006.
2. Steiner, B. Time reverse modeling of low- frequency microtremors: A potential method for hydrocarbon reservoir localization / B. Steiner, E. H. Saenger, S. M. Schmalholz // Geophys. Res. Lett. – 2008. – Vol. 35. – P. L03307.
3. Мокшин, Е. В. Сопоставление метода «TIME REVERSE MODELING» и метода дифракционного суммирования / Е. В. Мокшин, Д. В. Бережной, Е. В. Биряльцев // Экспозиция Нефть Газ. – 2012. – № 2. – С. 26–28.
4. Биряльцев, Е. В. Определение преимущественного направления трещиноватости на основе полноволнового численного моделирования распространении волн и метода максимального правдоподобия / Е. В. Биряльцев, В. А. Рыжов, М. Р. Камилов // Экспозиция Нефть Газ. – 2014. – № 6. – С. 22–25.
5. Построение модели механических свойств, давлений и напряжений по скважинам Речицкого месторождения в интервалах I–III пачки : информац. отчет 48.2019 / БелНИПИнефть. – 2019. – 165 с.
6. 2020. Practical Experience of Unconventional's Multistage Fracturing in Belarus / K. V. Mironenko [et al.] // SPE. – 2020. – P. 202059.

УДК 550.4.08

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРИМЕСНЫХ КОМПОНЕНТОВ В КВАРЦЕВОМ ПЕСКЕ ДЛЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА МЕТОДОМ РЕНТГЕНОВСКОЙ ДИФРАКЦИИ

Ф. В. Дегтярёв, Д. А. Шенец

*БелНИПИнефть РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»,
г. Гомель*

При проведении операции гидравлического разрыва пласта используется расклинивающий агент – керамический проппант или кварцевый песок. Последний отличается более низкой стоимостью, что позволяет достичь снижения стоимости операции по гидроразрыву пласта при полном сохранении эффективности. При этом возникает необходимость в исследовании кварцевого песка на наличие примесных компонентов. Для этих целей хорошо подходит метод рентгеновской дифракции, так как он позволяет работать с любым объемом образца, не требует длительной пробоподготовки и позволяет получить исчерпывающую информацию о фазовом составе и об особенностях кристаллического строения