

Переориентация азимута трещины повторного ГРП

*И.Д. Латышов, Г.А. Борисов (ООО «РН-УфаНИПИнефть»),
А.Н. Никитин, Д.В. Кардымон (ООО «РН-Юганскнефтегаз»)*

Работа посвящена обобщению результатов определения азимута развития техногенной трещиноватости и испытаний метода переориентации азимута трещины повторного ГРП, проведенных на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» для решения задач стимуляции пласта и вовлечения в разработку неотобранных запасов.

Массированное проведение ГРП сильно влияет на выбор системы разработки. Так, при наличии достоверной информации о направлении развития трещин ГРП и правильном выборе системы разработки уменьшается риск прорыва фронта нагнетаемых вод и, следовательно, значительно увеличивается коэффициент извлечения нефти. В связи с этим большое значение приобретают определение оптимального азимута трещин ГРП и получение достоверной информации о направлении развития трещин первого и повторного ГРП. Для этого используют методы специальных ГИС.

Основными методами специальных ГИС, применяемыми на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» для определения азимута техногенных трещин, в том числе трещин ГРП, являются кросс-дипольный широкополосный акустический каротаж (АКШ) (Sonic Scanner, DSI, MSD, XMac-F1 и др.) и метод, использующий электрический микроимиджер (FMI, StarImager и др.). Результаты проведенных скважинных исследований подтвердили существование преимущественного направления развития трещиноватости на месторождениях Западной Сибири с азимутом $NE331,9^\circ$ ($151,9^\circ$). По результатам специальных ГИС большинство азимутов трещин первого ГРП ($87,1\%$) находится в диапазоне $310-350^\circ$, вне зависимости от принадлежности скважины конкретному месторождению.

Применение методов кросс-дипольного АКШ в строго вертикальной скважине позволяет восстановить контраст между максимальным и минимальным горизонтальными напряжениями. Большой объем результатов исследований на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» показывает низкую естественную анизотропию (менее 1%) скоростей поперечных волн. Это свидетельствует о малой разнице между максимальным и минимальным горизонтальными напряжениями. Низкий контраст горизонтальных напряжений является благоприятным условием для испытаний технологии переориентации трещин повторного ГРП с целью подключения непромытых нефтяных зон. В результате теоретических расчетов прогнозирования траектории повторных ГРП подтверждена возможность переориентации и выявлены ключевые факторы, при которых она возможна:

- разница между начальными максимальным и минимальным горизонтальными напряжениями менее $2,0-2,5$ МПа;
- депрессия перед повторным ГРП более $13-15$ МПа;
- период между первым и повторным ГРП от 2 до 18 мес;
- проницаемость пласта менее $3,5 \cdot 10^{-3}$ мкм²;
- присутствие мощных глинистых перемычек;
- литологическая однородность пласта.

В конце 2010 г. на Приобском месторождении были проведены испытания по регистрации азимута трещины повторного ГРП в прискважинной зоне. Для проведения испытаний была выбрана скважина, удовлетворяющая разработанным требованиям переориентации азимута трещины повторного ГРП, в которой впервые в России и странах СНГ геофизическими исследованиями был подтвержден факт переориентации азимута трещины повторного ГРП. Переориентация азимута трещины повторного ГРП позволила увеличить прирост безразмерного коэффициента продуктивности на 65% по сравнению с результатами повторного ГРП, проведенного по стандартной технологии. Для охвата исследованиями других месторождений и геологических условий, а также для повышения предсказуемости результатов необходимо продолжать работы в данном направлении.