

Опыт регистрации и обработки наземных сейсмических данных, полученных в процессе производства гидравлического разрыва пласта

■ Брыксин И.В., ОАО «Хантымансийскгеофизика», г.Ханты-Мансийск

В статье рассмотрена технология наземного сейсмического мониторинга контроля развития трещин при гидравлическом разрыве пласта в эксплуатационных скважинах, а также приводятся некоторые результаты работ, проведённых на территории Ханты-Мансийского автономного округа - Югры.

Искусственный гидравлический разрыв пласта (ГРП) является одним из наиболее действенных мероприятий, которые проводятся на разрабатываемых нефтяных месторождениях для увеличения темпов отбора нефти и более полной выработки месторождения. С помощью ГРП эти цели достигаются за счёт двух основных факторов:

1. Увеличение трещиноватости околоскважинного пространства и улучшение его проницаемости способствует более интенсивному притоку нефти из пласта в скважину через уплотнённую прискважинную зону;

2. Развитие техногенной трещиноватости на значительные удаления от скважины способствует вовлечению маловыработанных участков залежи (таких, как останцы и целики) в процесс активной нефтедобычи [1].

В настоящее время применение ГРП с целью интенсификации притоков нефти на разрабатываемых месторождениях Западной Сибири носит повсеместный характер. Но проведение операций ГРП происходит "вслепую", то есть без непосредственной визуализации траектории развития трещиноватых зон. Проектирование ГРП основывается на численном моделировании процесса. В реальной геологической среде техногенное воздействие на пласт зачастую протекает непредсказуемо. По некоторым оценкам, лишь в 30% производства ГРП происходит значительный положительный

эффект от техногенного воздействия, в остальных же 70% случаев фиксируются негативные последствия операций ГРП, такие, например, как обводнение, рассечение нефтяной залежи и др.

В ОАО "Хантымансийскгеофизика" (2001-2004гг.) была разработана принципиально новая методика контроля развития трещин при ГРП, с проведением сейсмических наблюдений на дневной поверхности. Основной целью проведения работ является *получение информации о направлении и площади распространения зон растрескивания коллектора.*

На настоящий момент методика опробована на ряде объектов – выполнены наземные сейсмические наблюдения в ходе производства 22-х ГРП на 16 скважинах в пределах Ханты-Мансийского автономного округа. Новизну и привлекательность данной методики, в отличие от существующих, в том числе зарубежных, составляет то, что для сейсмического мониторинга ГРП нет необходимости в приостановке работы соседних скважин [2]. Избыточность наземной приёмной системы наблюдений повышает качество детектирования глубинных сейсмических событий, позволяя успешно проводить работы в районах с высоким уровнем техногенных шумов.

Осреднённые параметры методики проводившихся полевых работ:

- система наблюдений: симметричная, радиальная, состоящая из 5-6 приёмных

линий, пересекающихся в точке проекции пластопересечения на дневную поверхность, рис.1);

- общее число регистрируемых каналов: 325–390 шт.;
- расстояние между пунктами приёма (ПП): 50м;
- радиус приёмной расстановки: до 1600м;
- абсолютная глубина до изучаемого пласта: 2400м–3000м;
- смещение точки пластопересечения от устья в плане: 300-2000м;
- сейсмостанция: цифровая телеметрическая, обеспечивающая непрерывную регистрацию, с минимальными аппаратными задержками между единичными сейсмограммами;
- шаг дискретизации: 2 мсек;
- время, охватываемое регистрацией: 3-12 ч.;
- сейсмоприёмники: GS-20DX, группирование 12 шт. на базе 25м.

В комплекс работ по сейсмическому мониторингу процесса ГРП неотъемлемой частью включаются полевые наблюдения, направленные на получение точной волновой привязки изучаемого пластопересечения в волновом поле: нахождение статических поправок за пункты приёма (ПП) и составление кинематической модели среды. В качестве стандартного решения данной задачи проводится сейсмическая регистрация перфорационных работ, которые выполняются в целевом интервале скважины и предшествуют проведению ГРП.

Следует отметить, что использование перфорации для волновой привязки пластопересечения – это наиболее простой и точный способ, позволяющий оценить реальное прохождение сейсмических колебаний от изучаемой области до приёмной расстановки, что является залогом успешного позиционирования глубинных источников (растрескивание

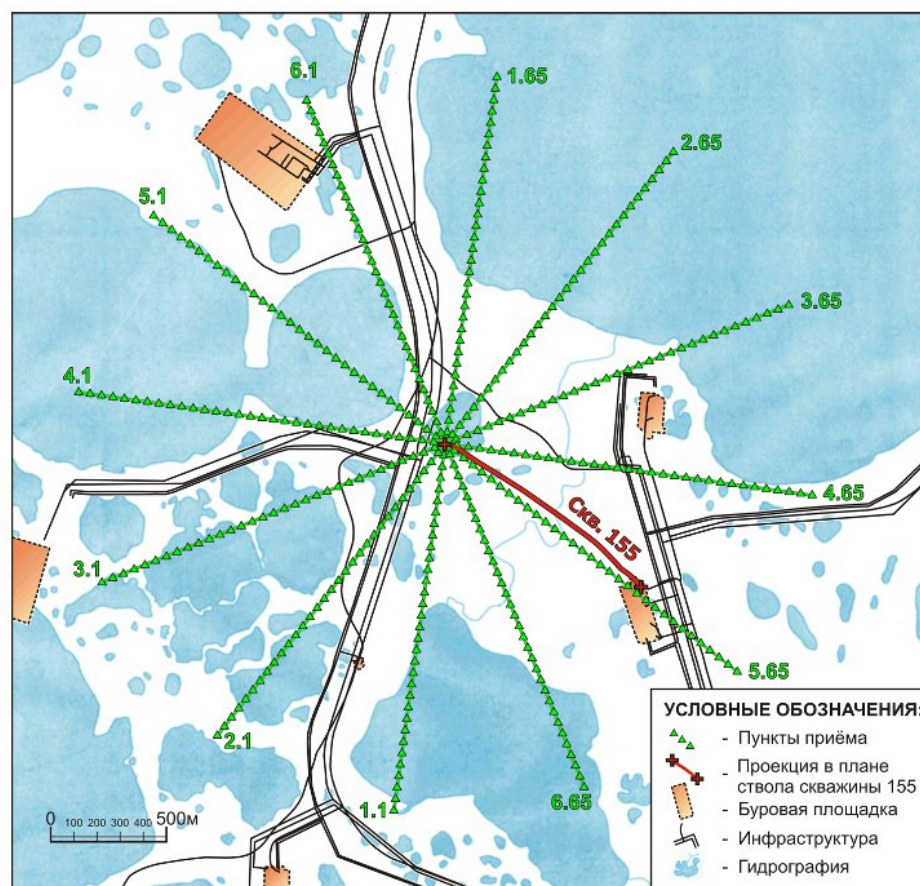
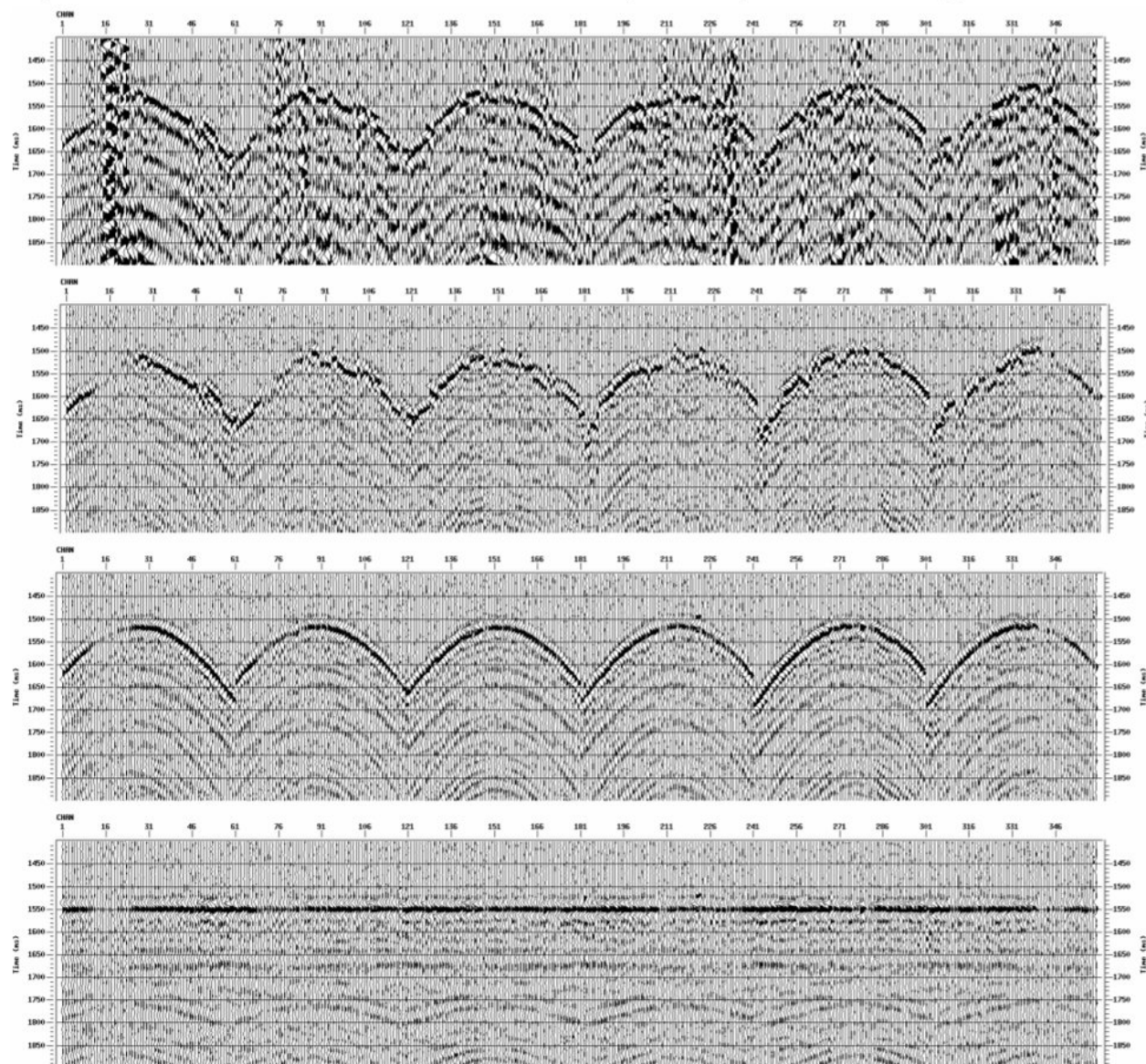


Рис. 1. Пример полевой системы наблюдений при сейсмическом мониторинге ГРП

коллекторов) при ГРП. На рис. 2 представлены фрагменты суммарных перфорационных сейсмограмм на разных этапах обработки.

онной сейсмограмме. На горизонтальном сечении, проходящем через изучаемый пласт БС10 (а.о. -2445м.), перфорация отображается в виде локального



▲ Рис. 2. Фрагмент суммарной перфорационной сейсмограммы:
 а) простая сумма 7-ми перфорационных сейсмограмм;
 б) сумма сейсмограмм после выделения сигнала (фильтрация, деконволюция);
 в) сейсмограмма (б) с учётом статических поправок за пункты приёма;
 г) сейсмограмма (в) с учётом кинематического закона

По зарегистрированным перфорационным сейсмограммам проводится настройка (калибровка) алгоритма выделения сейсмических событий, происходящих в области исследований. На рис. 3 представлен пример выделения сейсмических источников по перфораци-

всплеска амплитуд сейсмической активности, совпадающим с координатами пластопересечения.

При проведении работ по сейсмическому мониторингу процесса ГРП регистрация информации начинается за 15 минут до начала непосредственной

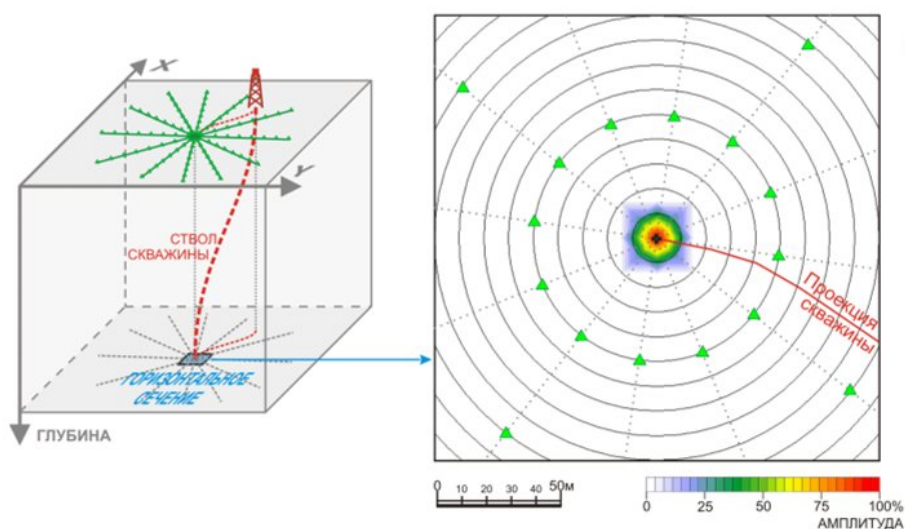
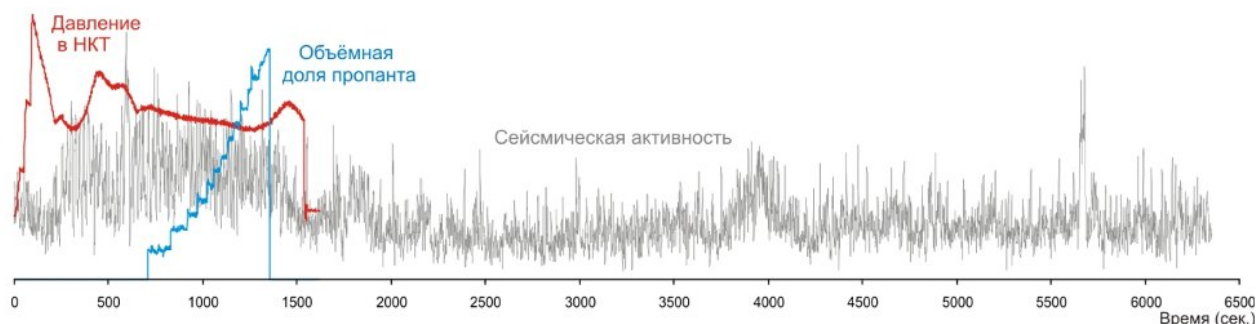


Рис. 3. Выделение сейсмических источников в плане изучаемого пласта по перфорационной сейсмограмме (окружности проведены через 10м.; центральная точка – пластопересечение и центр приёмной расстановки)

закачки и длится в течение 3-8 часов после окончания нагнетания. Общее время регистрации на скважине достигает 12 часов, а объём зарегистрированных сейсмических данных исчисляется первыми десятками гигабайт.

На рис. 4 показаны технологические графики проведения ГРП в сопоставлении с выявленной сейсмической активностью, приуроченной к окрестностям пластопересечения. Здесь следует обра-

ческая эмиссия) [1]. Процесс эмиссии сейсмической энергии может длиться в течение нескольких суток, т.е. до полного восстановления динамического равновесия в геологической среде, а протяженность активной области может достигать 1000 м. Однако наиболее существенные процессы происходят в первые часы. Наблюдение эффектов эмиссии сейсмической энергии после окончания ГРП позволяет в более полной мере оцени-

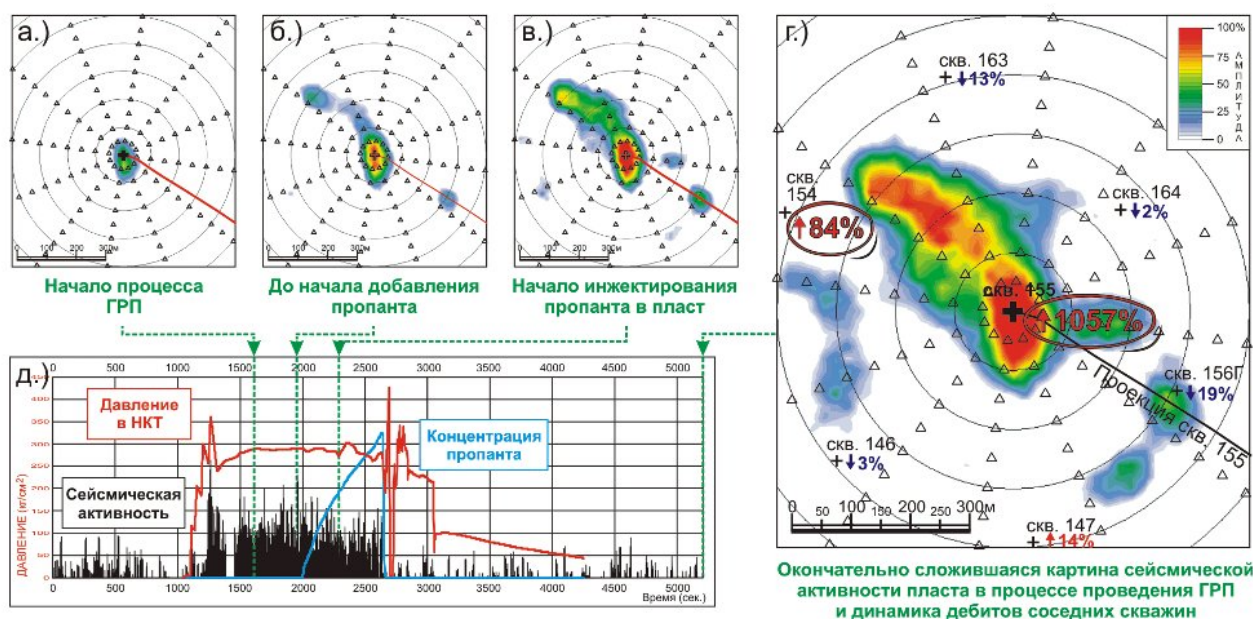


▲ Рис. 4. Технологические графики проведения ГРП в сопоставлении с сейсмической активностью, приуроченной к окрестностям пластопересечения

тить внимание на то, что сейсмическая активность по окончании процесса ГРП ослабевает, но не прекращается. Данное явление объясняется релаксацией пластового давления, нарушенного в процессе проведения ГРП, приводящей к образованию и схлопыванию отдельных трещин, что влечёт за собой высвобождение сейсмической энергии (сейсми-

вать техногенное воздействие на целевой интервал.

Один из примеров результатов обработки данных сейсмического мониторинга ГРП приведён на рис. 5. Изучаемая скважина расположена на севере Сургутского свода. Общий объём закачанной смеси составил 90 куб.м. Динамика сейсмической активности пласта имеет



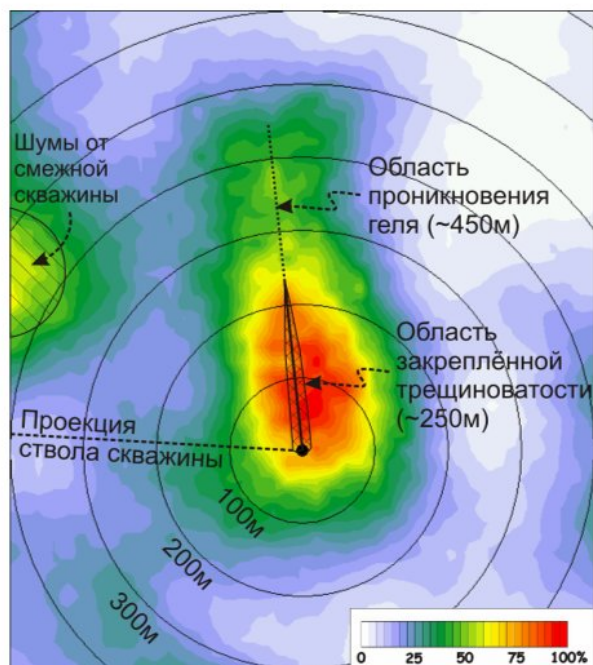
▲ Рис. 5. Результаты обработки данных наземного сейсмического мониторинга, проведённого на скважине №155 в процессе ГРП БС10 (север Сургутского свода, 2004г)

высокую корреляцию с технологическими графиками проведения ГРП. Интенсивность выделенных аномалий сейсмически активных зон наиболее вероятным образом отображает степень новообразованной трещиноватости (развитие сети каналов). Аномальная область имеет

ассиметричный вид – около 75м на юг и порядка 320м на северо-запад от скважины. Проектная полудлина трещины, рассчитанная при дизайне операции ГРП, должна быть не более 70м.

Привлечение данных по динамике дебитов соседних скважин независимо подтверждает достоверность результатов, полученных на скважине №155 (рис.5, г). По 5-ти смежным скважинам разброс изменений дебитов составляет -19% – +14%. В скважине 154, в направлении которой по данным сейсмического мониторинга развилась трещина ГРП, дебит увеличился на 84%. Данное обстоятельство может указывать на то, что посредством ГРП в скважине №155 произошло установление более тесной гидродинамической связи между смежными скважинами №155 и №154.

Стоит отметить, что ситуация развития трещины на большие удаления от скважины в одном направлении, без формирования симметричного крыла в противоположную сторону, не редкость. На рис. 6 приведена результирующая карта сейсмической активности, полученная при ГРП АС10 с большим объёмом закач-



▲ Рис. 6. Результаты обработки данных наземного сейсмического мониторинга ГРП АС10 (Широтное Приобье, 2009г)

ки (общий расход смеси ~350 куб.м., 120т проппанта) и также с односторонним развитием трещиноватой зоны (до 450м на север от скважины). В 400м северо-западнее исследуемой скважины хорошо отождествляется положение пласто-пересечения смежной скважины (шумы от работы ЭЦН). Сопоставление фаз закачки при ГРП с ростом сейсмически активных зон даёт возможность выделять предположительные зоны проникновения “чистого” геля и области инжектирования закрепителя трещин (проппанта).

В неоднородном как по структуре, так и по составу неокомском клиноформном комплексе большое значение приобретает локальная неоднородность коллекторов, которая зачастую является определяющим фактором при развитии трещин в процессе ГРП. Речь идёт как о геометрических размерах трещиноватых зон (протяжённость, симметрия относи-

тельно инжектируемой скважины), так и о направлении их развития. Хорошим подтверждением данной гипотезы служат результаты сейсмического мониторинга ГРП, приведённые на рис. 7.

Результаты сейсмического мониторинга схематично вынесены на карту эффективных нефтенасыщенных толщин изучаемого пласта AC10 (рис. 7, а): основная трещина развилась на запад через (!) неподтверждённую бурением зону отсутствия коллектора. По опыту подобных работ известно, что трещина обычно развивается не в сторону ухудшения коллекторских свойств пласта, а скорее наоборот, в сторону их улучшения или неизменности. В связи с этим был сделан прогноз на смещение границы отсутствия коллектора дальше на запад, что подтвердилось при последующем бурении смежной скважины (рис. 7, б). В последствии, анализируя данные сейсморазведки МОГТ 3D выяснилось, что

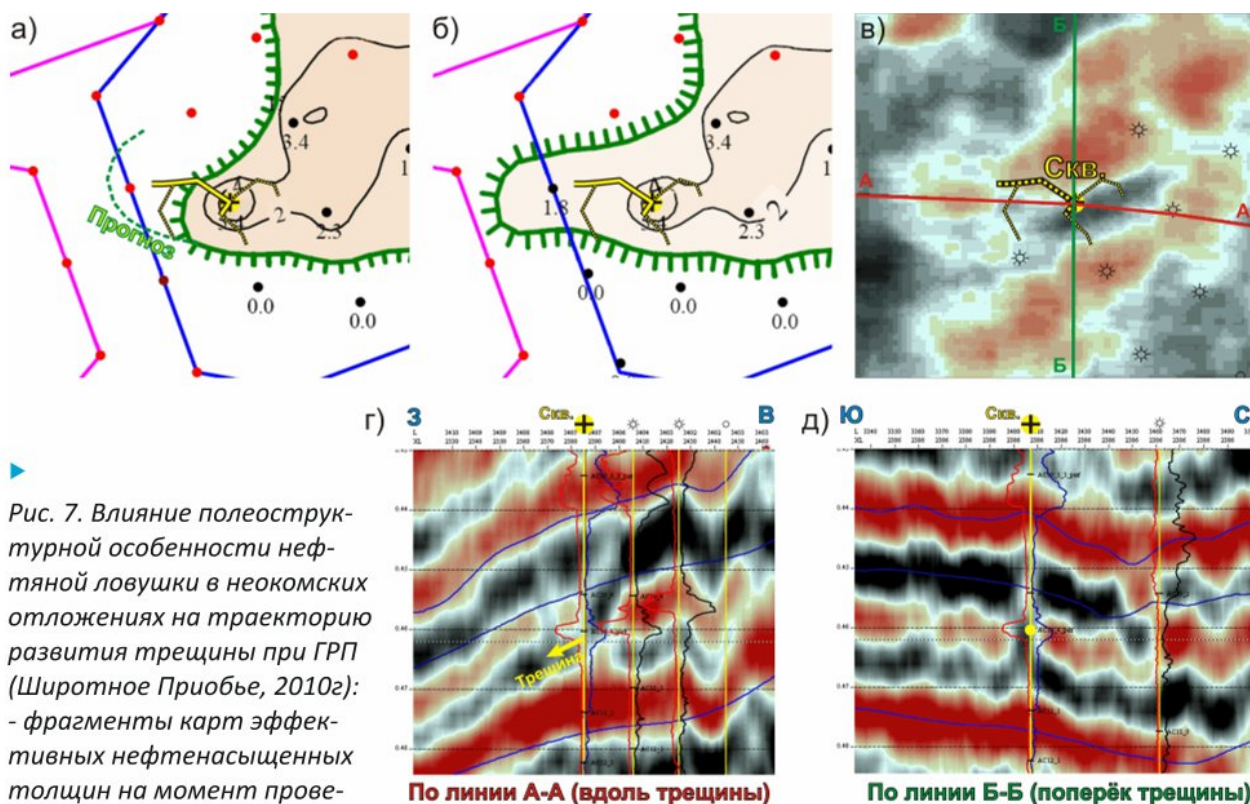


Рис. 7. Влияние полеоструктурной особенности нефтяной ловушки в неокомских отложениях на траекторию развития трещины при ГРП (Широтное Приобье, 2010г): - фрагменты карт эффективных нефтенасыщенных толщин на момент проведения ГРП (а) и после бурения смежной скважины (б); - в) сечение куба сейсмических данных МОГТ 3D по подошве ловушки; - фрагменты временных разрезов вдоль (г) направления развития трещины и поперёк (д).

скважина с проведённым ГРП проходит через локальный палеоврез субширотного простираения, а трещина развилась по границе конуса выноса (рис. 7, в-д). Развитию трещины в любом направлении, кроме западного (рис. 7, г), препятствуют границы палеовреза, поэтому другие факторы, определяющие преимущественную трещиноватость исследуемой территории (тектонические стрессы), в данном случае не играют особой роли.

По подавляющему числу скважин с проведённым комплексом работ по сейсмическому мониторингу ГРП была проведена работа по сопоставлению с материалами сейсморазведки МОГТ 3D и данными ГИС. Комплексирование имеющихся материалов показало, что в ряде случаев развитие техногенной трещиноватости происходит согласованно с макроструктурными элементами залежей: вдоль палеоврезов, палеоканалов, по границе конуса выноса. В описанных случаях появляется возможность прогнозирования направления развития трещин при ГРП по данным сейсморазведки МОГТ 3D. В случаях слабой выраженности структурных особенностей залежи в поле отражённых волн, а также вследствие низкого качества сейсмических материалов и/или из-за погрешностей обработки, анализ сейсморазведочных материалов может не дать чётких

предпосылок прогноза направления развития трещин при ГРП.

Результаты обработки данных наземного сейсмического мониторинга **позволяют увидеть в динамике процесс техногенного воздействия на целевой интервал**, причём предварительный результат может быть получен в полевых условиях в режиме реального времени. На базе получения новой объективной информации о структуре разрывных нарушений месторождений углеводородов, каналах фильтрации пластовой жидкости и структуре коллектора могут получить развитие новые технологии контроля разработки месторождений и повышения нефтеотдачи.

Литература

- 1.) Курьянов Ю.А., Кузнецов О.Л., Чиркин И.А., Джафаров И.С. Исследование техногенной трещиноватости, возникающей после гидроразрыва пласта. М., 2001, 73с. с илл.
- 2.) Александров С.И., Бандов В.П., Гоголенков Г.Н., 2010, Контроль геометрии гидроразрыва пласта при помощи скважинного микросейсмического мониторинга. Технологические риски и факторы успеха: Геофизика, 1, с.23-28 с илл.

Подробнее об авторе



Брыксин Илья Валерьевич

руководитель группы инновационных технологий партии геолого-геофизического обеспечения ОАО "Ханты-мансийскгеофизика", GEOTEK.