

МИКРОСЕЙСМИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА: УСПЕХИ И ПРОБЛЕМЫ

С.И. АЛЕКСАНДРОВ, В.А. МИШИН, Д.И. БУРОВ

Рост мирового спроса на энергоресурсы побуждает нефтегазодобывающие компании применять вторичные методы добычи с увеличением нефтеотдачи пластов, в частности, интенсификацию добычи методом гидроразрыва пласта (ГРП). Эффективность стимуляции напрямую зависит от качества выполнения EOR-операций, от соответствия фактической геометрии трещинной зоны и достигнутого фильтрационного режима модельным параметрам, запланированным по дизайну ГРП. Поэтому не возникает сомнений, что такие «агрессивные» методы воздействия на коллектор, как операции ГРП, должны обязательно сопровождаться процедурами контроля – мониторингом.

В соответствии с проблемами, с которыми наиболее часто сталкиваются нефтяники при проведении ГРП, следует отметить следующие актуальные задачи, стоящие перед мониторингом:

- обнаружение несоответствия дизайна ГРП фактической геометрии и размерам трещинной зоны, в том числе асимметрия разрыва;
- прогноз негативных сценариев распространения трещин за пределы целевого пласта (например, в область соседних водонасыщенных горизонтов);
- выявление причин преждевременных аварийных остановок закачки («стопов»);
- контроль фильтрационных свойств трещины in situ;
- получение данных для оперативной коррекции дизайна последующих операций при многостадийном ГРП;
- возможность динамической 3D-визуализации процессов образования и развития трещинной зоны ГРП в реальном времени;
- диагностика качества операции ГРП.

О МИКРОСЕЙСМИЧЕСКОЙ ТЕХНОЛОГИИ

Из опыта нефтегазовых сервисных компаний, разрабатывающих технологии контроля качества ГРП, в настоящее время наиболее успешно эта задача решается с помощью микросейсмического мониторинга. В нефтегазовой индустрии она успешно применяется более 20 лет, позволяя получать данные для оперативной коррекции дизайна ГРП, минимизировать риски и оптимизировать увеличение отбора углеводородов при вовлечении в разработку трудноизвлекаемых запасов. Первые успешные работы в России на основе применения скважинного пассивного сейсмического мониторинга были выполнены ОАО «ЦГЭ» в 2006–2007 годах при ГРП ачимовских слоев на Малобалыкском и Омбинском месторождениях ОАО «Роснефть» в Западной

Сибири, а также в Казахстане на месторождении «Узень» АО НК «КазМунайГаз». В последние годы наибольшее распространение получили работы по технологии наземных наблюдений, выполняемые в больших объемах ООО «Газпром георесурс» и ООО «Викосейс» на нефтегазоконденсатных месторождениях Западной Сибири.

Микросейсмика позволяет определять геометрию гидроразрыва пласта на достаточно больших расстояниях от места наблюдения (в скважинах или на поверхности), а также получать диагностические 3D-изображения в процессе образования и развития разрыва. Этим она существенно отличается от акустических методов, например, кросс-дипольного каротажа, применяемых для оценки азимута разрыва вблизи ствола скважины ГРП. Микросейсмические технологии обладают определенными преимуществами, заключающимися в более высокой надежности определения большинства геометрических параметров. Поэтому работы по технологии микросейсмического мониторинга ГРП являются актуальными.

Суть микросейсмического мониторинга заключается в регистрации сейсмомиссионных процессов, сопровождающих образование трещинной зоны ГРП. На рис. 1 приведена основная схема и результаты наблюдений по технологии скважинного мониторинга. Здесь показана скважина, в которой осуществляется ГРП, и соседняя скважина, в которой производятся непрерывные наблюдения при выполнении операции ГРП. Для наблюдений применяются стандартные трехкомпонентные многоточечные цифровые зонды с управляемым прижимом или зонды с перманентным размещением в скважине (иногда применяется технология наблюдений непосредственно в скважине ГРП при помощи специального малоканального оборудования, однако в настоящее время она пока не предоставляет достаточно полных результатов и здесь не рассматривается). На иллюстрации также показаны зарегистрированные при разрыве пласта сейсмомиссионные источники и определенная по ним плоскость разрыва, а также вызванное его образованием поле аномальных по интенсивности стрессов.

На рис. 2 показан результат микросейсмического мониторинга ГРП при «стопе». В данном случае при проведении основного ГРП на стадии продавки был получен резкий рост устьевого давления, приведший к автоматической остановке насосов. Всего было продавлено 40% жидкости и около 60% проппанта из запланированных по программе объемов. Как

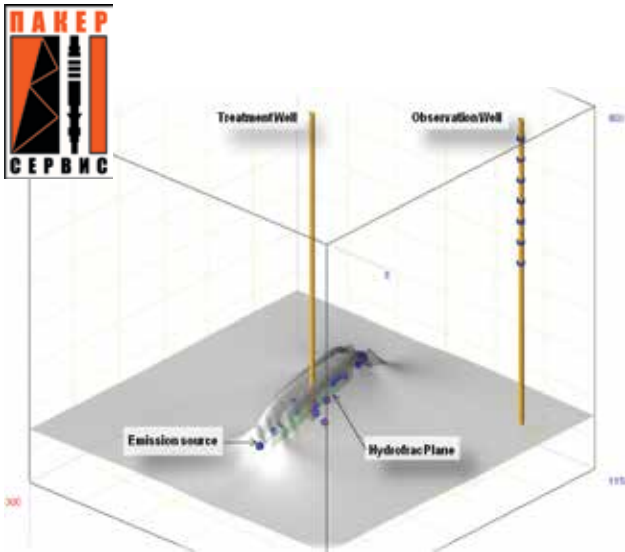


Рисунок 1 – Схема наблюдений скважинного микросейсмического мониторинга ГРП. Показаны нагнетательная и наблюдательная скважины, зарегистрированные при разрыве пласта сейсмический источники и определенная плоскость разрыва, а также вызванные его образованием аномальные по интенсивности стрессы (серым цветом)

видно, при мониторинге проявляется сразу несколько аномальных особенностей: сильный асимметричный «выброс» эмиссионной активности в районе кровли пласта при остановке общего роста трещины в длину, рост по высоте, а также проникновение в нижележащий водонасыщенный слой. Основной причиной преждевременной остановки закачки явился прорыв трещины ГРП в выше- и нижележащие пропластки с неконтролируемым ее ростом по высоте, что в свою очередь привело к резкому сужению гидравлической ширины трещины в прискважинной зоне пласта и невозможности дальнейшей транспортировки пропанта в трещину. Характер сейсмический активности указывает на то, что нижняя часть трещины оказалась преждевременно упакована («забита» пропантом), а верхняя – открыта, куда и устремился основной поток материалов. Очевидно, что размещение пропанта вне продуктивной зоны при росте трещины, а также его недокачка из-за преждевременной остановки снижают продуктивность гидроразрыва. Одной из основных причин возникновения «стопов» является недостаточно качественное вторичное вскрытие продуктивного пласта, особенно распространенное при «агрессивном» дизайне ГРП. Количество подобных осложнений при проведении ГРП составляет до 12–15%. Кроме того, предварительно выполняемый мини-ГРП позволяет получить достоверную информацию лишь о небольшом участке пласта, вскрытого трещиной, поэтому в водонефтяных зонах риск возникновения гидравлической связи трещины с водонасыщенными горизонтами (в рассматриваемом случае – подстилающими целевой пласт) остается достаточно высоким, что при отсутствии должного контроля при вскрытии большего интервала «вслепую» может привести к росту обводненности продукции.

На рис. 3 приведены результаты реконструкции тензора проницаемости трещины ГРП (для наглядности реконструкция была выполнена в тех

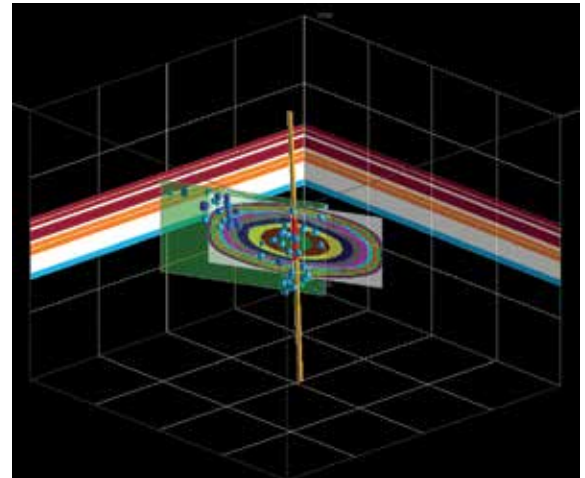


Рисунок 2 – Результат микросейсмического мониторинга ГРП при «столе», демонстрирующий размещение пропанта вне продуктивной зоны и неконтролируемый рост трещины по высоте (на гранях куба отмечены нефтяные коллекторы и подстилающий водонасыщенный пласт, в центре – скважина и интервал ее перфорации, а также геометрия трещины по дизайну и фактическая плоскость трещины)

точках, в которых были зарегистрированы наиболее интенсивные сейсмический события). Определение параметров фильтрационного режима in situ наряду с контролем качества выполненной операции ГРП являются основными факторами привлекательности данной технологии для нефтяников.

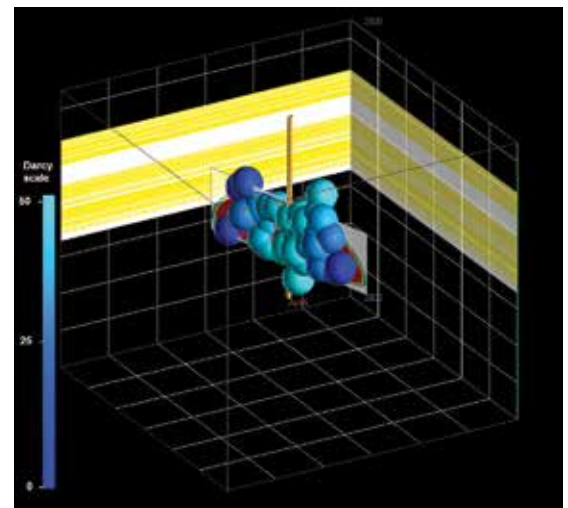


Рисунок 3 – Реконструкция тензора проницаемости трещины ГРП (слева показана шкала проницаемости в ед. Дарси; на гранях куба желтым цветом показаны газовые коллекторы)

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РИСКИ СКВАЖИННОГО МОНИТОРИНГА ГРП

Следует отметить, что при выполнении микросейсмического мониторинга существуют многочисленные проблемы. На рис. 4 проиллюстрирована одна из таких проблем, возникшая при наблюдении в скважине из старого фонда. Она имела высокий газовый фактор, плохое качество цементирования, высокий уровень вибрации буровой колонны и, как следствие, плохие условия приема сейсмических колебаний. Кроме того, в данной скважине ранее производилась серия ГРП и в результате наблюдались заколонные перетоки и

«шумовой рой» ложных источников в окрестности зоны ГРП.

При планировании работ по технологии скважинного микросейсмического мониторинга ГРП предварительно следует оценить следующие факторы:

- Наличие больших дистанций между зоной ГРП и интервалом регистрации в выделенных наблюдательных скважинах-кандидатах, а также малых дистанций между устьями скважин – наблюдательной и ГРП.
- Высокий уровень вибрации обсадной колонны. Неблагоприятные условия приема приводят к возникновению резонансных явлений на горизонтальных сейсмоприемниках зонда (особенно на компоненте, поперечной по отношению к прижимному рычагу приемного модуля). Для слабых микросейсмических сигналов это приводит к существенному искажению азимутов эмиссионных событий и, как следствие, к погрешностям в определении горизонтальных размеров трещинной зоны (из-за «размазывания» роя зарегистрированных микросейсмических источников). Иногда этот негативный фактор вынуждает использовать несколько наблюдательных скважин вместо одиночной, что вызывает удорожание работ.
- Использование в качестве наблюдательных скважин из старого фонда. Условия установки зонда и приема сейсмических колебаний в таких скважинах обычно неблагоприятные. Кроме того, в случае наблюдений в эксплуатационных скважинах или в скважинах, где ранее проводился ГРП, расстояние по сейсмическим лучам обычно существенно больше расстояния по пласту из-за необходимости размещения зонда выше целевого пласта и может достигать более 1 км. В этом случае для локализации глубинных микросейсмических источников необходимо применение специальных методов, обладающих достаточной разрешающей способностью на больших дистанциях.
- Наличие работающих интервалов в наблюдательной скважине. В этих случаях необходимо изолирование работающих интервалов в наблюдательной скважине при помощи установки отсекающего пакера.
- Шумы в соседних скважинах. Необходима приостановка бурения скважин и других шумных работ в окрестности объекта ГРП. Ненадлежащее выполнение этого условия может привести к серьезному осложнению интерпретации данных ПСМ, так как изучаемая область может быть сильно маскирована техногенными помехами, например, трубными волнами, вторичными шумовыми источниками, интенсивными гармоническими и другими помехами.
- Влияние между устьями наблюдательной скважины и скважины ГРП. Для ослабления фона помех, связанного с работой тяжелой техники на устье нагнетательной скважины ГРП, необходимо в качестве наблюдательной выбирать скважину, пробуренную из другого куста (если применяется технология кустового бурения). ●

