

Проблемы скважинного и наземного микросейсмического мониторинга гидроразрыва пласта

С.И. Александров

д.ф.-м.н., зам. ген. дир. по науке¹
dir@vicoseis.ru

В.А. Мишин

к.т.н., ген. дир.¹
dir@vicoseis.ru

Д.И. Буров

начальник управления разведочной геофизики²
d.burov@gazpromgeofizika.ru

¹ООО «Викосейс», Москва, Россия

²ООО «Газпром георесурс», Москва, Россия

Микросейсмический мониторинг является инновационной геофизической технологией контроля простираения, размеров и геометрии трещинной зоны ГРП. В сообщении рассматриваются технологические риски и факторы успеха методов скважинного и наземного микросейсмического мониторинга на основе опыта работ на нефтегазоконденсатных месторождениях Западной Сибири и предлагается рациональный выбор инструмента контроля операций ГРП в зависимости от поставленных целей и задач. В основе статьи лежит доклад, сделанный авторами на Международной конференции «XV Гальперинские чтения 2015».

Материалы и методы

Пассивные сейсмические наблюдения процесса гидравлического разрыва пласта при помощи скважинных и наземных наблюдений, микросейсмический мониторинг, адаптивная источниковая томография.

Ключевые слова

гидравлический разрыв пласта, скважинный и поверхностный микросейсмический мониторинг, микросейсмический контроль качества операции гидроразрыва, визуализация геометрии гидроразрыва, технологические риски гидроразрыва, гидродинамический режим трещины гидроразрыва

Необходимость увеличения отбора углеводородов при вовлечении в разработку трудноизвлекаемых запасов побуждает нефтегазодобывающие компании применять вторичные методы интенсификации добычи, в частности, метод гидроразрыва пласта (ГРП). При этом эффективность стимуляции напрямую зависит от качества выполнения операций ГРП, от соответствия фактической геометрии трещинной зоны и достигнутого фильтрационного режима модельным параметрам, запланированным по дизайну ГРП. Однако, как показывает практика, около половины выполненных операций ГРП не достигает желаемого эффекта (рис. 1). Поэтому не возникает сомнений, что такие «агрессивные» методы воздействия на коллектор, как операции ГРП, должны обязательно сопровождаться процедурами контроля — мониторингом.

Задачи мониторинга ГРП

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 т.ч., асимметрия разрыва);
- прогноз негативных сценариев распространения трещин за пределы целевого пласта (в т.ч., 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 ГРП, в настоящее время наиболее успешно эта задача решается с помощью микросейсмического мониторинга [1, 2]. Микросейсмика позволяет определять геометрию гидроразрыва пласта на достаточных больших расстояниях от места наблюдения (в скважинах или на поверхности), а также получать диагностические изображения в процессе образования и развития разрыва, оценивать фильтрационный режим трещинных зон in situ и др.

Суть рассматриваемого метода заключается в регистрации сейсмоэмиссионных процессов, сопровождающих образование трещинной зоны ГРП. Технология основана на использовании специальных средств: методики непрерывных наблюдений, оборудования и программного обеспечения.

Для регистрации глубинного микросейсмического излучения используются как скважинные, так и поверхностные наблюдения [2, 4, 5]. Существуют различные технологии скважинного и поверхностного микросейсмического мониторинга, соответственно базирующиеся на регистрации микросейсмического излучения как непосредственно в скважине ГРП, так и в соседних наблюдательных скважинах или на поверхности при помощи площадных сейсмических расстановок. Учитывая различные цели и результативность мониторинга, технологические риски и разницу в стоимости подобных работ, нефтяник часто стоит перед непростым выбором подходящего инструмента. Ниже рассматриваются особенности и возможности этих технологий, а также необходимые условия их успешного применения.

Системы наблюдений, применяемые при

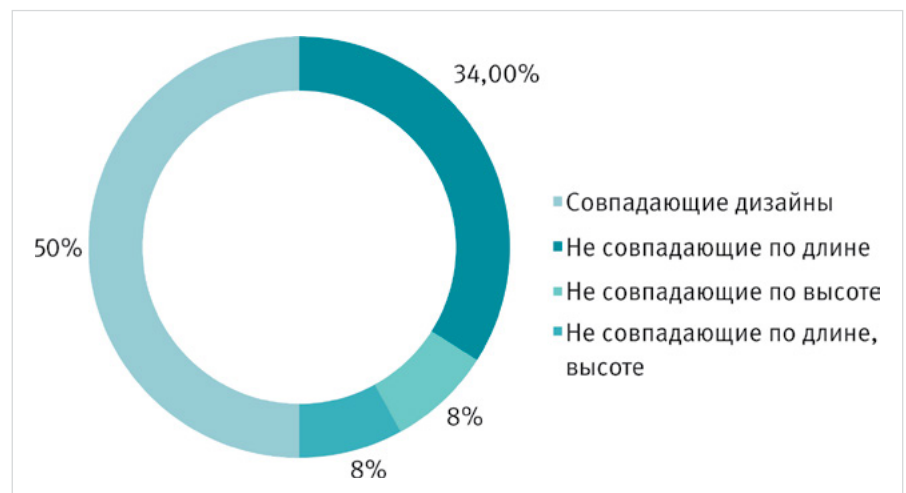


Рис. 1 — Анализ несовпадения дизайна ГРП с данными мониторинга на Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении

скважинных и наземных наблюдениях, приведены на рис. 2 и 3, где показаны расположение скважины ГРП, зона гидроразрыва и приемные сейсмические расстановки. Для наземных наблюдений обычно применяются радиальные многолучевые расстановки с записью вертикальной компоненты волнового поля, а для скважинных наблюдений — трехкомпонентные многоточечные цифровые зонды.

Микросейсмические «события» в зоне трещины, инициированные возникновением разрыва, представляют собой источники сейсмической эмиссии (или микросейсмических тресков) в зоне воздействия на пласт. Эмиссия вызвана изменением энергетического баланса вследствие изменения напряженно-деформированного состояния пород при образовании разрыва.

Для обнаружения и локализации источников глубинного микросейсмического излучения применяется специальное программное обеспечение, разработанное на основе алгоритмов сейсмоэмиссионной томографии с техникой высокого разрешения и усовершенствованных алгоритмов обнаружения слабых сигналов на фоне интенсивных помех [3, 7].

Технологические риски скважинного мониторинга ГРП

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

- Дистанции между зоной ГРП и интервалом регистрации в выделенных наблюдательных скважинах-кандидатах, а дистанции между устьями скважин — наблюдательной и ГРП. Первые должны быть порядка первых сотен метров, вторые — по возможности, максимальными.
- Высокий уровень вибрации обсадной колонны. Неблагоприятные условия приема приводят к возникновению резонансных явлений на горизонтальных сейсмоприемниках зонда (особенно на 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 приводит к удорожанию 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 проводилось 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 [7].
- 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. Неадекватное выполнение этого условия может привести к серьезному осложнению интерпретации данных ПСМ, т.к. 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).

В случае больших удалений по пластопресечению между скважиной ГРП и наблюдательной скважиной часто удается достичь увеличения дистанции работоспособности метода, например, располагая приборы на уровне пласта в окрестности слоев с пониженной скоростью (т.е. в волноводах). Однако, высокая вибрация обсадной колонны в интервале приема вынуждает искать другие интервалы с более благоприятными условиями приема или принимать решение о невозможности высокоточных наблюдений. Последнее равносильно прекращению работ. К сожалению, окончательный ответ на этот вопрос можно получить только во время калибровки по выстрелам перфоратора, когда производится пробная пристрелка по источникам с известными координатами.

Технологические риски наземного мониторинга ГРП

В России наибольшее распространение получили более дешевые наземные наблюдения с использованием площадных сейсмических расстановок с большой апертурой и большим количеством приемников (до полутора тысяч). Высокая кратность накопления и специальные приемы обработки по алгоритмам сейсмоэмиссионной томографии высокого разрешения позволяют уверенно выделять слабые глубинные микросейсмические сигналы из зоны ГРП на фоне интенсивных поверхностных помех. Такие системы наблюдений используются компаниями ООО «Газпром георесурс» и ООО «Викосейс» при мониторинге ГРП коллекторов углеводородов верхнеэокомского комплекса и ачимовских коллекторов на нефтегазоконденсатных месторождениях Западной Сибири.

В числе проблем отметим следующие:

- Погодный и сезонный факторы.
- Влияние природно-ландшафтных условий на условия установки приборов (болота, озера и др.).
- Размещение пунктов приема в окрестности мощных поверхностных техногенных помех (инженерно-технические сооружения, ЛЭП, дороги, трубопроводы и др.).
- Наличие мнимых и ложных источников.

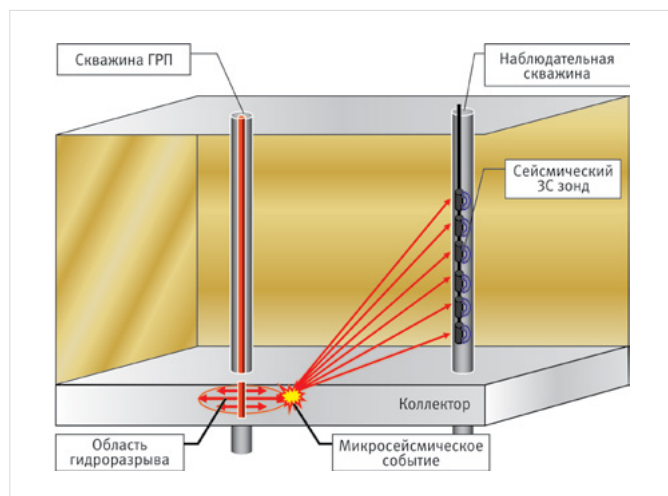


Рис. 2 — Общая схема наблюдений наземного микросейсмического мониторинга ГРП

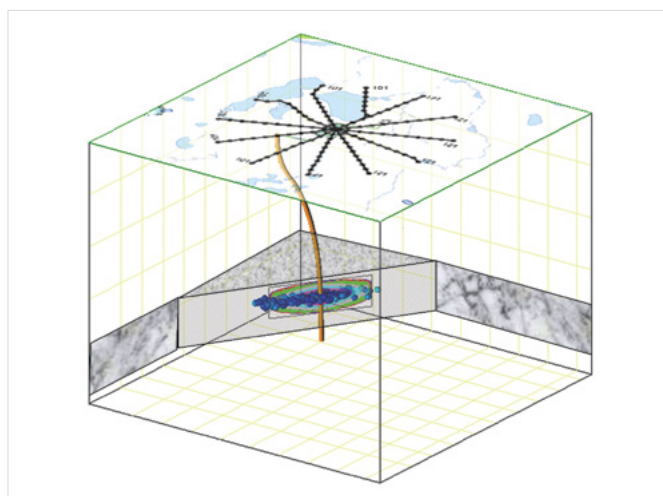


Рис. 3 — Общая схема наблюдений скважинного микросейсмического мониторинга ГРП

- Ограничения по апертуре приема.

Для улучшения условий установки необходимо заглубление приборов, в том числе в мелких скважинах. Мнимые источники обусловлены волнами от поверхностных техногенных источников, претерпевшими отражения на границе, залегающей на глубине, равной половине глубины целевого пласта ГРП. Они проявляются в центре зоны ГРП при гидроразрыве в вертикальных скважинах. Ложные источники являются разновидностью мнимых и наблюдаются при ГРП в наклонных скважинах, обычно формируют интенсивный шлейф по направлению падения буровой колонны (рис. 4). Вызваны они, в частности, интерференцией боковых лепестков характеристики направленности приемной антенны для различных источников. Часто такой шлейф маскирует полезные искомые источники. Для отбраковки мнимых и ложных источников применяются специальные алгоритмы с одновременным определением координат источников и соответствующей им оптимальной скоростной модели: для мнимых источников эффективная скорость будет меньше, чем для искомых эмиссионных источников (т.к. отраженные волны распространяются в верхней более низкоскоростной части разреза), что позволяет произвести автоматическую отбраковку

ложных решений (рис. 5).

Последняя проблема из отмеченных в списке вызвана тем, что оптимальная апертура обычно подбирается из условия ее соизмеримости с двойной глубиной целевого горизонта, и для глубоких горизонтов, например, ачимовских коллекторов, сигналы при регистрации калибровочных выстрелов перфоратора ГРП могут не прослеживаться по всей длине профилей расстановки. Последнее не позволяет произвести полную калибровку, включая коррекцию статических поправок для всех пунктов приема, и вынуждает уменьшать апертуру, снижая тем самым оптическую разрешающую способность метода. Последняя непосредственно влияет на точность локализации источников:

$$Err/d_{opt} \sim 0.05*(1/S^{1/2} - 1),$$

где S — коэффициент «сембланс», d_{opt} — оптическое разрешение:

$$d_{hor} \sim \lambda h/D, d_{vert} \sim 8\lambda(h/D)^2,$$

где d_{hor} , d_{vert} — соответственно разрешение по горизонтали и вертикали, λ — длина волны, h — глубина объекта и D — диаметр апертуры приемной антенны (поперечный линейный размер расстановки).

Отметим также, что из-за большого объема данных (на один-два порядка по сравнению со скважинным мониторингом)

возможность обработки в режиме реального времени практически не реализуется.

Блок схемы обработки

- возможность максимизации отношения сигнал/помеха, позволяющей уменьшить количество пунктов приема и выполнить автокоррекцию условий приема;
- применение усовершенствованных помехоустойчивых алгоритмов вычисления динамических характеристик микросейсмических событий независимо от интенсивности нерегулярных помех;
- возможность одновременного определения координат, динамических и кинематических характеристик источников;
- применение процедур, уменьшающих разброс результатов;
- применение различных независимых моделей источников микросейсмического излучения (точные и дипольные источники);
- усовершенствованная методика интерпретации, позволяющая повысить точность определения простирания и размеров трещины ГРП;
- возможность оценки гидродинамических параметров in situ;
- построение 3D изображений трещины

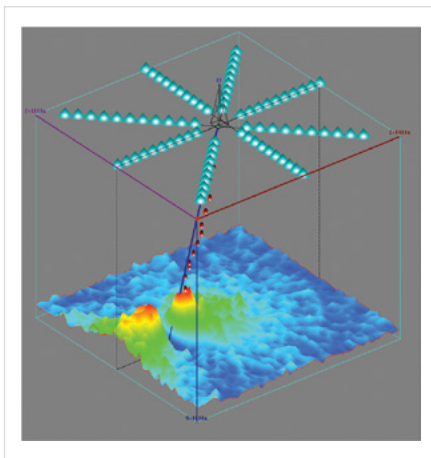


Рис. 4 — Моделирование ложных источников, вызванных вибрацией наклонной буровой колонны при закачке проппанта

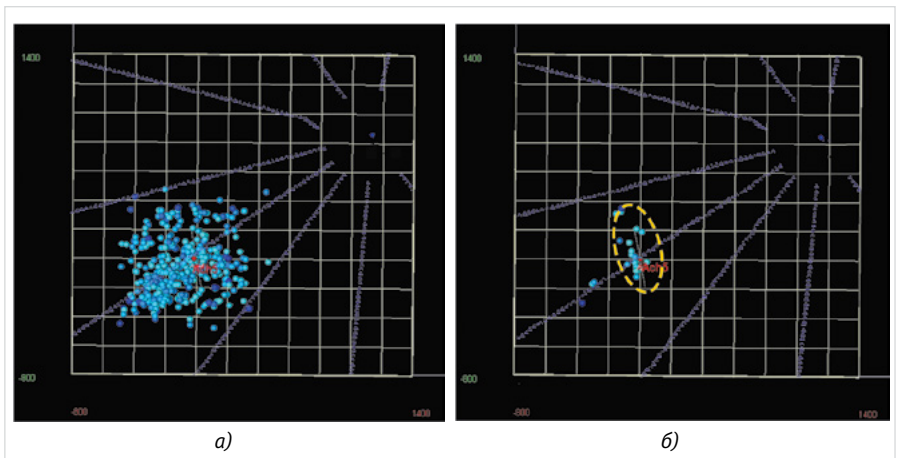


Рис. 5 — Фрагмент исходной карты роя эпицентров микросейсмических событий в зоне ГРП (слева) и он же после отбраковки ложных источников по критерию аномальной эффективной скорости (справа)

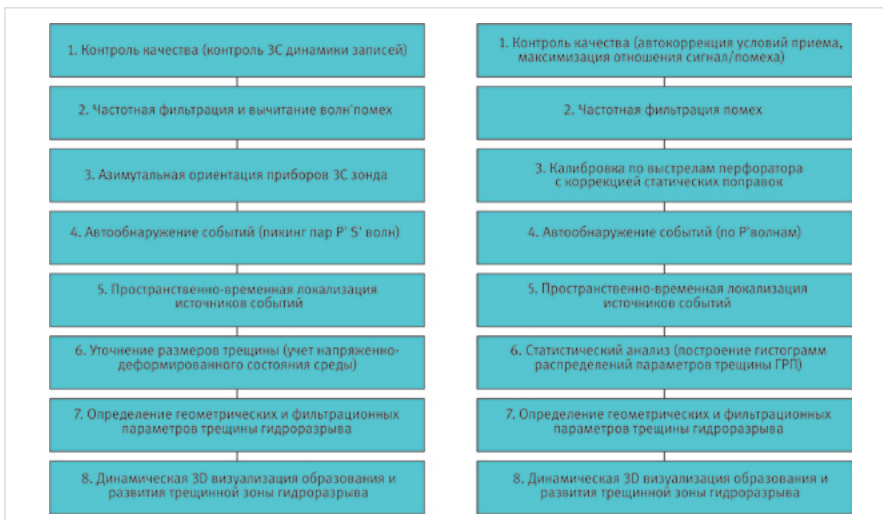


Рис. 6 — Блок-схемы обработки данных скважинного (слева) и наземного (справа) микросейсмического мониторинга ГРП

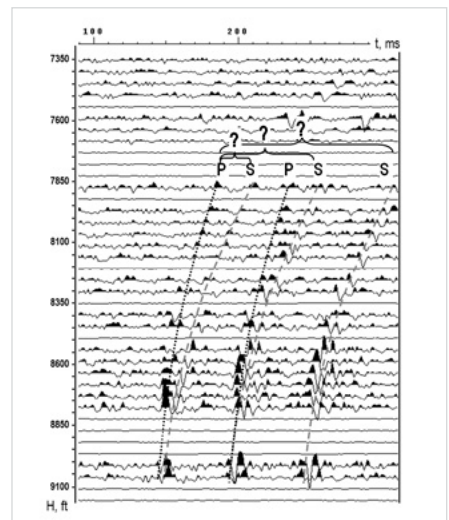


Рис. 7 — Проблемы пикинга продольных и поперечных волн от одного события при скважинных наблюдениях

ГРП на основе усовершенствованных алгоритмов источниковой томографии.

На рис. 6 приведены принципиальные блок-схемы обработки данных скважинного и наземного мониторинга. Отметим их принципиальные особенности:

1. Контроль качества данных. Для скважинных наблюдений выполняется контроль относительной динамики ЗС записей, отсутствие нелинейных искажений. Для наземных наблюдений выполняется автокоррекция различий в условиях приема для различных приборов расстановки при помощи адаптивной процедуры максимизации отношения сигнал/помеха.
2. Подавление помех. Для наземных наблюдений выполняется полосовая и авторежекторная узкополосная фильтрация, для скважинных — дополнительно, вычитание волн-помех (обычно цуга падающих волн при размещении зонда выше зоны ГРП).
3. Подготовительные процедуры калибровки и настройки. Для скважинных наблюдений выполняется определение азимутальной ориентации осей ЗС приборов (обычно при помощи регистрации взрывов малых зарядов в специально пробуренных мелких скважинах или при помощи

поверхностных невзрывных источников). Для наземных наблюдений производится автоматическая коррекция статических поправок при помощи регистрации выстрелов перфоратора ГРП (или иного скважинного источника).

4. Авто-обнаружение событий. Для скважинных наблюдений выполняется пикинг пар P- S- волн от одного микросейсмического источника. Эта процедура иногда (при интерференции источников) сталкивается с определенными проблемами в идентификации волн (рис. 7). Детектирование событий при наземных наблюдениях выполняется при помощи веерного накопления с семблансным взвешиванием — достаточно мощной робастной процедуры, способной надежно выделять слабые сигналы на фоне интенсивных помех (рис. 8).
5. Локализация источников событий. Для скважинных наблюдений при помощи метода Гейгера реализуется решение обратной кинематической задачи (используя разностные времена вступления P- и S-волн и направлений прихода, оцениваемых по поляризации волн). Погрешность локализации оценивается автоматически по

временным невязкам (расчетных и наблюдаемых времен). Локализация источников для наземных наблюдений производится на основе фокусировки поля во внутренние точки среды с расчетом магнитуд и коэффициента когерентности излучения «сембланс» (связанным с энергетическим отношением «сигнал/помеха»). При необходимости привлекаются дополнительные процедуры на основе техники высокого разрешения. Такой обработке подвергаются относительно короткие временные окна, в которых обнаружено присутствие событий. Для наземных наблюдений локализация выполняется одновременно с определением координат искомого источника и эффективных скоростей фокусировки, что дает возможность отбраковать ложные источники (по критерию аномальных скоростей) (рис. 5).

6. Уточнение размеров трещины. Для скважинных наблюдений эта процедура выполняется на основе учета напряженно-деформированного состояния среды [8, 9]. При крупномасштабных операциях ГРП (с объемом проппанта ~100 т и

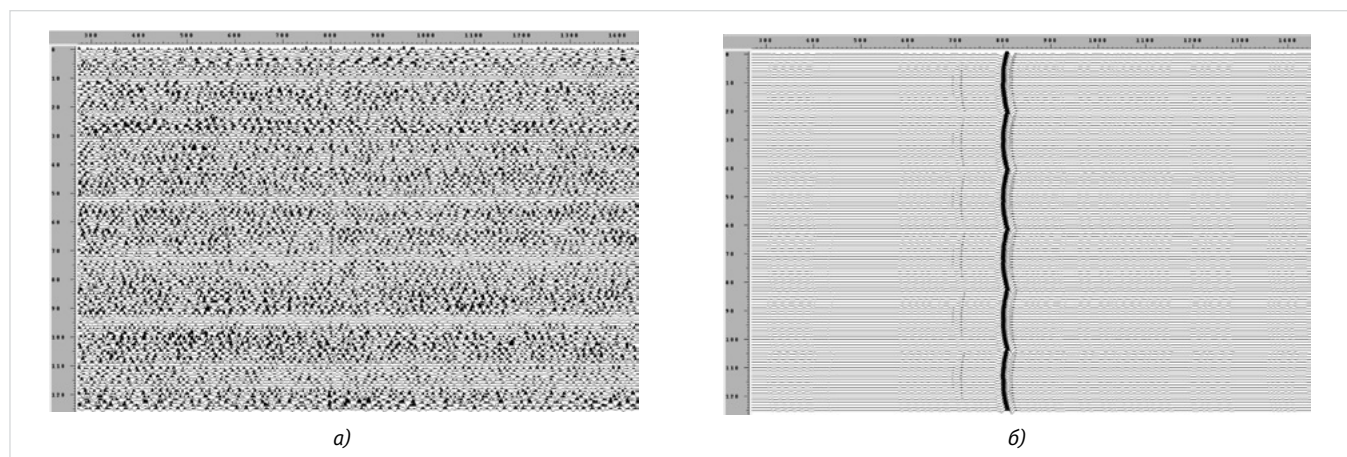


Рис. 8 — Фрагмент исходной сейсмограммы, зарегистрированной поверхностной расстановкой (наверху, вступление события показано стрелкой) и результат детектирования события при помощи веерного суммирования с сембланс-взвешиванием (внизу)

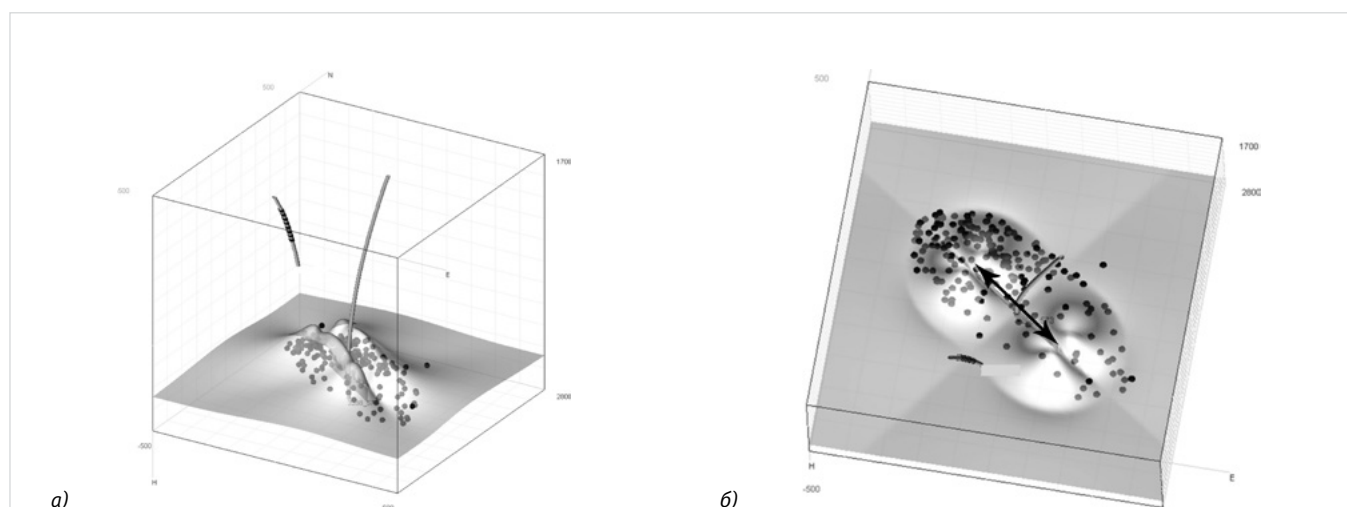


Рис. 9 — Рой микросейсмических событий и стрессы при крупномасштабном ГРП (слева, изометрия) и вид сверху (справа). Область аномальных стрессов показана пунктирной линией, а протяженность плоскости разрыва — двунаправленной стрелкой

более) часто наблюдается размытое облако микросейсмических событий, по размерам превосходящее размеры трещинных зон (рис. 9). Т.к. сейсмическая эмиссия связана с аномальными стрессами, то соответствующий сопоставительный анализ зоны зарегистрированной эмиссии и расчетной зоны аномальных стрессов дает возможность выполнить более точное определение размеров трещинной зоны. Игнорирование этого обстоятельства может приводить к неоднозначным выводам (например, в работе [6] сделан вывод о том, что «длина трещины по данным мониторинга в 2,5 раза отличается от данных дизайна ГРП», что весьма сомнительно из-за несоответствия размеров трещины объему закачанного материала). Для наземных наблюдений уточнение горизонтальных размеров трещины ГРП осуществляется при помощи специальной статистической методики на основе модели «дипольных источников», позволяющей получить более точные оценки по сравнению с другими методиками. В отличие от модели точечных источников, для дипольных источников в качестве основных параметров определяются азимут простираения и длина базы. Т.к. наиболее интенсивные дипольные источники соответствуют расположению фокусов на краях трещины (в зонах максимальных стрессов), то это дает возможность независимой и более точной прямой оценки искоемых геометрических параметров (рис. 10).

7. Определение геометрических и фильтрационных параметров трещины гидроразрыва. Характерный пример

визуализации геометрии трещинной зоны показан на рис. 11. Видно, что область развития деформационного процесса существенно отличается от расчетной «эллиптической» формы и ее горизонтальные размеры меньше прогнозируемых по дизайну ГРП. Фильтрационный режим определяется по алгоритмам С. Шапиро [10, 11].

8. Динамическая визуализация образования и развития трещинной зоны гидроразрыва. Строятся AVI-фильмы, показывающие изменение трещины на различных этапах операции ГРП.

Рекомендации по применению результатов мониторинга ГРП

В результате мониторинга полученные данные могут быть использованы для:

- оценки качества выполненного ГРП и коррекции дизайна будущих ГРП;
- прогноза гидродинамической связи для соседних скважин на участке;
- повышения эффективности разработки участка месторождения посредством заложения дополнительных горизонтальных стволов с учетом направления трещины и ее асимметрии с последующим выполнением одиночного или многостадийного ГРП.

При заложении дополнительных горизонтальных стволов их азимут (отклонение от направления трещины) и длина должны определяться специалистами ГРП согласно выбранной модели трещины (продольная или поперечная, одиночная или множественная), фильтрационных параметров трещин и экономических показателей проекта.

Очевидно, выбор оптимальной технологии микросейсмического мониторинга ГРП должен определяться с учетом всех отмеченных факторов и соотношения цена-качество.

Например, для глубокозалегающих целевых пластов и приоритетом задачи контроля развития трещинной зоны ГРП по высоте с целью прогноза прорыва трещины в соседние водонасыщенные горизонты целесообразно привлечь скважинную технологию, если имеются подходящие скважины-кандидаты для наблюдений. Следует отметить, что для пилотных проектов надежным решением является синхронное наблюдение в двух и более скважинах, даже если они не принадлежат старому фонду.

Если основное назначение работ заключается в решении стандартной задачи по определению простираения, размеров и в оценке фильтрационных свойств трещинной зоны ГРП, то во многих случаях оптимальным выбором является наземный мониторинг, позволяющий сэкономить существенные средства.

Итоги

Изложен опыт применения скважинного и наземного микросейсмического мониторинга, выполняемого для контроля качества операций гидроразрыва пласта на нефтегазоконденсатных месторождениях Западной Сибири.

Выводы

Микросейсмическая технология позволяет выполнить контроль качества выполняемых операций ГРП и тем самым повысить эффективность разработки месторождения.

Список используемой литературы

1. Maxwell S.C. and Urbancic T.I. The role of passive microseismic monitoring in the instrumented oil field // The Leading Edge. 2001. issue 6. pp. 636–639.
2. Александров С.И., Мишин В.А., Буров Д.И. Наземный микросейсмический

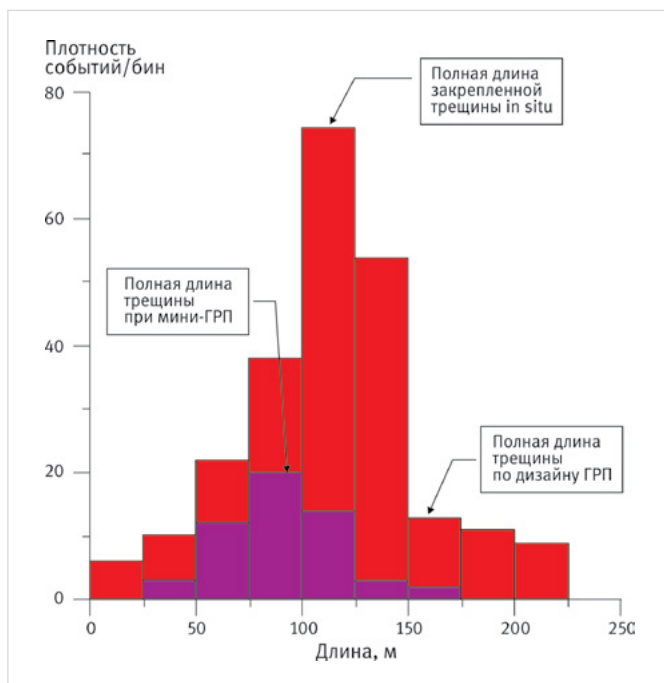


Рис. 10 — Уточнение горизонтальных размеров трещины ГРП при помощи статистического анализа на основе модели дипольных источников

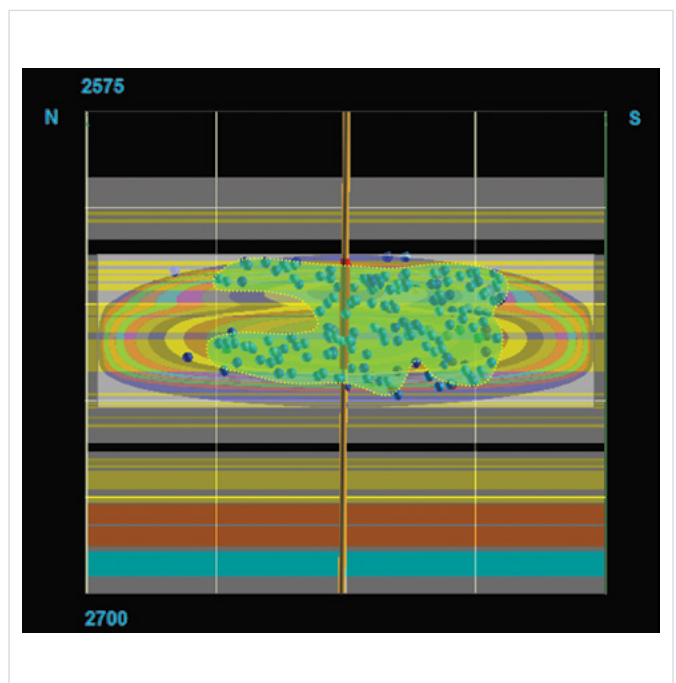


Рис. 11 — Пример визуализации фактической геометрии трещинной зоны по результатам микросейсмического мониторинга ГРП (вид сбоку). Показаны геометрия трещины по дизайну и рой микросейсмических источников в зоне ГРП (предполагаемая область развития деформационного процесса околнурена штриховой линией)

- мониторинг гидроразрыва пласта: контроль качества и перспективы // Экспозиция Нефть и Газ. №2. 2014. С. 31–34.
3. Александров С.И., Мишин В.А., Перепечкин М.В. Система обработки данных пассивного сейсмического мониторинга ГРП // Приборы и системы разведочной геофизики. 2012. Т. 39. №1. С. 58–61.
 4. Александров С.И., Бандов В.П., Гогоненков Г.Н. Контроль геометрии гидроразрыва пласта при помощи скважинного микросейсмического мониторинга. Технологические риски и факторы успеха // Геофизика. 2010. №1. С. 23–28.
 5. Буров Д.И., Кусевич А.В. Практика применения сейсмомониторинга гидроразрыва пласта // Технологии сейсморазведки. 2012. № 1. С. 63–66.
 6. Калугин А., Казбулатов И., Рубцова А. ЛУКОЙЛ-АИК Способы контроля ГРП в Западной Сибири // ROGTEC. № 35. 2013. С. 34–37.
 7. Alexandrov S.I., Gogonenkov G.N., Mishin V.A., Tessman D.J., 2003. A new processing technique for passive seismic monitoring of hydrocarbon reservoirs// SEG Moscow Workshop September 1–4, 2003, Society Of Exploration Geophysicists, Expanded Abstracts, OS13.
 8. Александров С.И. Новая методика определения геометрии гидроразрыва пласта при помощи пассивного сейсмического мониторинга // Геофизика. №6. 2009. С. 40–43.
 9. Alexandrov S.I., Mishin V.A. New approach to hydraulic fracture geometry determination using passive seismic monitoring. Expanded abstracts. EAGE&SPE joint Workshop “Well Placement and Geosteering: State of the Art in Geology and Geophysics”, Moscow, 19–22 April 2011.
 10. Shapiro S.E., Rotherth V. Rath and J. Rindschwentner. Characterization of fluid transport properties of reservoirs using induced microseismicity // Geophysics, 2002, issue 67, pp. 212–220.
 11. Shapiro S. A., C. Dinske and E. Rotherth. Hydraulic-fracturing controlled dynamics of microseismic clouds // Geophysical Research Letters. 2006. issue 33. L14312.

ENGLISH

GEOPHYSICS

Problems of borehole and surface microseismic hydrofrac monitoring

UDC 550.34

Authors:

Sergey I. Alexandrov — Sc.D., scientific deputy director¹; dir@vicoseis.ru

Victor A. Mishin — Ph.D., general director¹; dir@vicoseis.ru

Dmitry I. Burov — head of exploration geophysics², d.burov@gazpromgeofizika.ru

¹Vicoseis LLC, Moscow, Russian Federation

²Gazprom Georesource LLC, Moscow, Russian Federation

Abstract

The microseismic monitoring is an innovative geophysical technology which normally employed to determine the geometrics of a fractured zone created by hydrofrac operations. In this note emphasis is made on both technological risks and success factors of the borehole and surface microseismic monitoring techniques based on the experience in the oil-gas condensate fields in Western Siberia as well as the optimal solution is proposed subject to problems to be solved using monitoring. The paper is based on the report

made by the authors in XV «Gal’perin readings 2015» conference.

Materials and methods

Hydrofrac passive seismic monitoring with borehole and surface seismic observation, microseismic monitoring, adaptive source tomography.

Results

The experience of the application of both borehole and surface microseismic monitoring performed for quality control operations for

fracturing oil and gas fields in Western Siberia is outlined.

Conclusions

Microseismic technology allows estimating the quality of performed hydrofrac operation that helps to optimize the oilfield development.

Keywords

reservoir hydrofracturing, hydrofrac geometry diagnostic visualization, hydrofracturing technological risks, microseismic monitoring

References

1. Maxwell S.C. and Urbancic T.I. The role of passive microseismic monitoring in the instrumented oil field // The Leading Edge, 2001, issue 6, pp. 636–639.
2. Aleksandrov S.I., Mishin V.A., Burov D.I. *Nazemnyy mikroseyzmicheskiy monitoring gidrorazryva plasta: kontrol' kachestva i perspektivy* [Surface microseismic hydrofrac monitoring: QC and more]. Exposition Oil Gas, issue 2, 2014, pp. 31–34.
3. Aleksandrov S.I., Mishin V.A., Perepechkin M.V. *Sistema obrabotki dannykh pассивного seysmicheskogo monitoringa GRP* [The hydrofrac monitoring data processing system]. *Pribory i sistemy razvedochnoy geofiziki*, 2012, vol. 39, issue 1, pp. 58–61.
4. Aleksandrov S.I., Bando V.P., Gogonenkov G.N. *Kontrol' geometrii gidrorazryva plasta pri pomoshchi skvazhinnoy mikroseyzmicheskogo monitoringa. Tekhnologicheskie riski i faktory uspekha* [Hydrofrac geometry monitoring by downhole microseismic. Risks and successes]. *Geofizika*, 2010, issue 1, pp. 23–28.
5. Burov D.I., Kusevich A.V. *Praktika primeneniya seysmomonitoringa gidrorazryva plasta* [The hydrofrac monitoring seismic monitoring practice]. *Tekhnologii seysmorazvedki*, 2012, issue 1, pp. 63–66.
6. Kalugin A., Kazbulatov I., Rubtsova A. *LUKOYL-AIK Sposoby kontrolya GRP v Zapadnoy Sibiri* [Lukoil-AIK. Control methods the hydraulic fracturing in Westem Siberia]. ROGTEC, issue 35, 2013, pp.34–37.
7. Alexandrov S.I., Gogonenkov G.N., Mishin V.A., Tessman D.J., 2003. A new processing technique for passive seismic monitoring of hydrocarbon reservoirs// SEG Moscow Workshop September 1–4, 2003, Society Of Exploration Geophysicists, Expanded Abstracts, OS13.
8. Aleksandrov S.I. *Novaya metodika opredeleniya geometrii gidrorazryva plasta pri pomoshchi pассивного seysmicheskogo monitoringa* [New technique of hydrofrac geometry determination using passive seismic monitoring]. *Geofizika*, issue 6, 2009, pp. 40–43.
9. Alexandrov S.I., Mishin V.A. New approach to hydraulic fracture geometry determination using passive seismic monitoring. Expanded abstracts. EAGE&SPE joint Workshop “Well Placement and Geosteering: State of the Art in Geology and Geophysics”, Moscow, 19–22 April 2011.
10. Shapiro S.E., Rotherth V. Rath and J. Rindschwentner. Characterization of fluid transport properties of reservoirs using induced microseismicity // Geophysics, 2002, issue 67, pp. 212–220.
11. Shapiro S. A., C. Dinske and E. Rotherth. Hydraulic-fracturing controlled dynamics of microseismic clouds // Geophysical Research Letters, 2006, issue 33, L14312.