

Мониторинг многостадийного ГРП с дневной поверхности. Теоретические подходы и практические результаты

Н.Я. Шабалин

генеральный директор¹

Е.В. Биряльцев

к.т.н., зам. ген. директора
по науке и новым технологиям¹
igenbir@yandex.ru

В.А. Рыжов

к.ф.-м.н., руководитель ИАЦ¹
vrizhov@mail.ru

Е.В. Мокшин

инженер¹

С.А. Феофилов

директор по производству¹

И.Р. Шаратов

главный геолог¹

Д.А. Рыжов

к.ф.-м.н., ведущий инженер¹

¹ЗАО «Градиент», Казань, Россия

Рассматривается подход к мониторингу распространения трещины ГРП при наблюдении микросейсм, порожденных трещиной гидроразрыва, с дневной поверхности. Анализируется требуемая аппаратура, методика наблюдений и методика обработки. Приводятся результаты опытного применения данного подхода при мониторинге многостадийного гидроразрыва в горизонтальном стволе. Делаются оценки точности локализации трещины ГРП данным методом в плане и в разрезе.

Ключевые слова

гидроразрыв пласта, микросейсмический мониторинг, наблюдения с поверхности

Введение

Гидроразрыв пласта (ГРП) является одной из технологий интенсификации добычи нефти, представляя собой механический метод воздействия на продуктивный пласт, при котором за счет поднятия давления жидкости гидроразрывает выше горного давления образуется искусственная трещина большой протяженности. В процессе образования трещины происходит высвобождение энергии упругих деформаций, сопровождающееся излучением сейсмических волн, что может служить геофизической основой для контроля (мониторинга) реальной геометрии трещины. Данное излучение может быть зафиксировано сейсмическими датчиками и использовано для локализации местоположения источников сейсмических событий, вызванных вследствие проведения ГРП и позволяет оценить пространственно-временной характер развития трещин [1, 2, 3].

Хорошо известен метод мониторинга ГРП при наблюдениях из соседних скважин. Данный метод позволяет локализовать трещину ГРП как в плане, так и по вертикали. Наблюдения в скважинах свободны от поверхностных помех, что позволяет достигать удовлетворительных результатов с применением относительно простых аппаратных средств и методов обработки микросейсмических сигналов.

Вместе с тем скважинный мониторинг ГРП может быть невозможен в силу отсутствия соседних скважин, а при их наличии требует остановки добычи или нагнетания, что приводит к существенным экономическим потерям. Таким образом, скважинный мониторинг ГРП обладает некоторыми ограничениями по применимости.

Альтернативный метод наблюдения при расположении датчиков на дневной поверхности не требует использования скважин, что делает этот метод потенциально более универсальным, чем скважинный мониторинг. Вместе с тем расположение датчиков на поверхности приводит к необходимости

регистрировать ослабленные сигналы за счет большей длины пробега микросейсм и повышенным поглощением в ЗМС. Кроме того, датчики подвержены сильным шумовым воздействиям волн Релея, в первую очередь от флота ГРП.

Данные факторы требуют повышенного внимания к используемой аппаратуре, схеме регистрации и методам обработки сигналов при наземном мониторинге ГРП.

Аппаратура

Первостепенной задачей для осуществления мониторинга ГРП является выбор регистрирующей аппаратуры. Особенность работ по локализации источников микросейсм от трещины ГРП заключается в необходимости локализации очень слабых сигналов, значительно слабее тех, которые порождаются вибраторами и взрывами в активной сейсморазведке. Возникает вопрос, достаточна ли чувствительность сейсмических сенсоров для регистрации данных сигналов или требуется более чувствительное сейсмологическое оборудование.

Сопоставим стандартные сейсморазведочные геофоны на примере GS-20DX и сейсмологические велосиметры на примере СМЕ-4111-ЛТ. Был проведен сопоставительный анализ данного оборудования в полевых условиях. Для этого в условиях с низким уровнем природных шумов в ночное время были отписаны часовые записи сейсмологического и сейсмического датчиков с регистратором Байкал-8.

На рис. 1. представлены спектрограммы данных записей, записанных разными датчиками в одно и то же время. Хорошо видно, что сейсмический датчик отписывает только самые высокоэнергетические импульсы. Из опыта работ нам известно, что в данном случае это шумы от движущегося транспорта и локальных техногенных источников, представленные поверхностными волнами Релея и не характеризуют микросейсмическую обстановку на глубине. Остальная

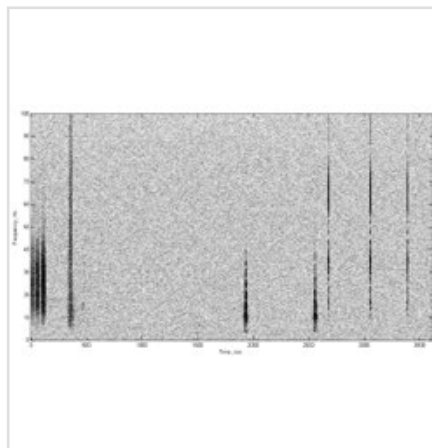
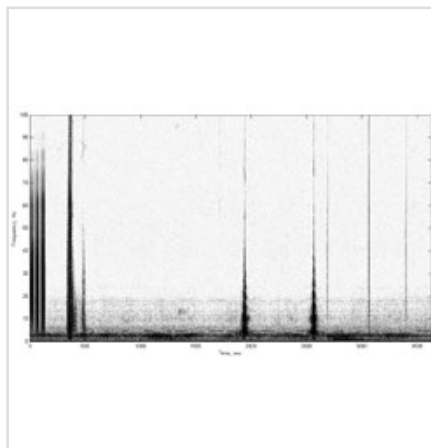


Рис. 1 — Спектрограмма сигнала с сейсмологического датчика СМЕ-4111-ЛТ (слева) и сейсмического датчика GS-20DX (справа)

часть спектрограммы представляет собой собственные шумы системы — датчик, аналоговая линия связи, усилитель, регистратор. На записях сейсмологического датчика хорошо видна структура природных шумов (диапазон от 0 до 15 Гц). Из сопоставления числовых записей регистрируемых сигналов следует, что мощность собственных шумов сейсмического геофона в его рабочем диапазоне (выше 10 Гц) превышает мощность собственных шумов сейсмологического датчика не менее чем на порядок по амплитуде.

При необходимости компенсации недостатка чувствительности количеством сенсоров, их количество необходимо увеличить квадратично относительно падения чувствительности. Так, при падении чувствительности в 2 раза, это падение может быть скомпенсировано увеличением количества датчиков в 4 раза. При отличии чувствительности в 10 раз, количество датчиков должно быть больше в 100 раз. Учитывая, что сейсмометр СМЕ-4111-ЛТ трехканальный, а геофоны одноканальные, мы получаем, что 1000 геофонов с чувствительностью в 10 раз меньшей, чем у СМЕ-4111-ЛТ, эквивалентны $1000/100/3 = 3.3$ датчикам. Результат, конечно, может несколько количественно меняться при использовании других геофонов и цифровых регистраторов.

Таким образом, для наземного мониторинга ГРП предпочтительнее использовать сейсмологическое оборудование.

Методика проведения мониторинга ГРП

Важным методическим вопросом является способ расстановки датчиков. Необходимо оптимизировать расстановку таким образом, чтобы максимизировать полезный сигнал. При этом необходимо учитывать следующие факторы.

Расстановка, совместно с параметрами фокусировки образует антенну с пространственной диаграммой направленности, главный лепесток которой имеет максимум в исследуемой точке. Однако расстановка, как любая антенна, имеет и боковые лепестки диаграммы направленности. При попадании в боковой лепесток мощного источника шума мы будем иметь в главном фокусе паразитный сигнал. При мониторинге ГРП такой источник всегда имеется в виде флота ГРП. Также значительными источниками шума могут являться работающие в непосредственной близости добывающее оборудование скважины, производственные объекты и другие техногенные источники.

Наиболее мощным источником шума обычно является флот ГРП. Как поверхностный источник он порождает шум в виде волны Релея, энергия которых падает с расстоянием как $1/R$. Искомые же сигналы от трещины ГРП являются объемными волнами, энергия которых падает с расстоянием как $1/R^2$. Учитывая, что флот ГРП располагается приблизительно над забоем скважины и, соответственно, над местом образования трещины, можно выделить область, в которой отношение сигнал/шум будет максимальным. Эта область имеет форму кольца, охватывающего забой и флот ГРП. Расстановка датчиков внутри кольца максимума сигнал/шум необходимо провести таким образом, чтобы в пространственной

диаграмме направленности в точке расположения флота ГРП не образовывалось значительного бокового лепестка.

Обработка данных методом максимального правдоподобия

Задача локализации микросейсмических источников является хорошо известной в радиотехнике задачей обнаружения сигналов при многоканальном приеме и решается разными методами. Применительно к задаче локализации источника микросейсм они обладают различной точностью локализации, устойчивостью к шумам и вычислительной сложностью [4, 5].

Известно также, что одним из наиболее информативных методов является метод обнаружения сигналов на основе максимума правдоподобия (МП). В отличие от более простых методов, например, дифракционного суммирования, метод МП требует знания формы сигнала, а не только времени первого вступления. С использованием современных средств полноволнового моделирования и суперкомпьютерных комплексов [6] такой расчет вполне возможен за практически приемлемое время, что делает наиболее мощный метод МП доступным инструментом для локализации слабых микросейсм.



Рис. 2 — Схема расстановки датчиков при мониторинге многоступенчатого ГРП



Рис. 3 — Внешний вид сейсмометра «СМЕ-4111-ЛТ» (а), LE-3Dlite (б) и регистратора «Байкал-АСН88» (в)

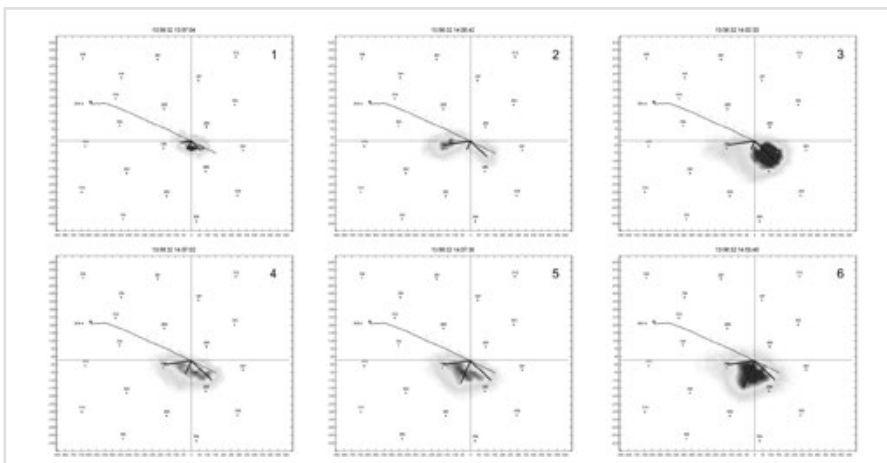


Рис. 4 — Стадия 3. Динамика развития зон микросейсмической активности при проведении ГРП

Опытные работы

Для апробации рассматриваемого метода микросейсмического мониторинга многоступенчатого ГРП была выбрана скважина с горизонтальным стволом в толще турнейских отложений, расположенная в южной части западного склона Южно-Татарского свода. Фактическая схема наблюдения при мониторинге ГРП (рис. 3) проектировалась с учетом расположения датчиков в зоне максимального отношения сигнал/шум.

Наблюдения производились регистрирующими комплексами из трехкомпонентных

широкополосных сейсмометров («СМЕ-4111-ЛТ» (рис. 3. а) или «LE-3DLite» (рис. 3. б)) и регистратора «Байкал-АСН88» (рис. 3. в), предназначенные для регистрации вертикальной и двух горизонтальных компонент сейсмических колебаний и преобразования их в цифровой вид с привязкой к единому времени. Количество регистрирующих комплексов составило – 41 шт.

На основе скоростной модели по данным ВСП была построена плоскопараллельная скоростная 3D модель и выполнено численное моделирование распространения

волнового процесса от импульса в области возможного распространения трещин ГРП на глубине залегания целевого пласта. Расчет численной модели выполнялся на суперкомпьютере, построенном на основе графических процессоров. Результатом численного моделирования были формы сигналов волнового процесса по трем компонентам для каждого датчика на поверхности от всех точек визуализации.

Заключительным этапом всего комплекса проведенных работ по обработке и интерпретации материалов мониторинга многоступенчатого ГРП стали повременные карты накопленной микросейсмической активности по каждой из стадий ГРП, по которым можно проследить динамику развития данных зон.

На рис. 4 и 5 приведена динамика развития зон по стадии № 3 и 5, соответственно. Черными линиями на картах накопленной микросейсмической активности нанесены прогнозные осевые линии распространения зон трещинообразования в процессе ГРП.

Проведенные работы позволили проследить динамику развития зон микросейсмической активности, связанную с развитием трещин. Начиная с 3 стадии, от стадии к стадии в ряде случаев происходят значительные прорывы вдоль горизонтального ствола скважины. Вероятно, они связаны с: 1) плохим контактом изолирующих пакеров; 2) вторичными нарушениями сплошности пород вдоль горизонтального ствола скважины, произошедшими в процессе бурения.

Точность локализации

Точность локализации во многом зависит как от скоростной модели среды, так и от точности совпадения скоростной модели среды с реальностью. Обычно для калибровки модели используют яркий импульс от перфорации колонны. При данных работах ГРП проводился в открытом стволе, без перфорации (без калибровочного импульса), что могло привести к невозможности получить адекватные результаты.

В связи с отсутствием калибровочных данных было решено анализировать достаточно низкочастотный рабочий диапазон от 10 до 14 Гц. При скорости продольных волн порядка 1200 м/с в верхней части разреза на частоте 12 Гц длина волны достигает 100 м. Волны можно приближенно считать синфазными, если разность их хода меньше $\frac{1}{4}$ длины волны. Поэтому условно можно констатировать, что неточности знания модели менее чем 25 м не должны существенно исказить результаты восстановления.

Подав на вход метода локализации вместо реальных сигналов модельные, полученные из конкретной точки визуализации, например, из точки порта (муфты) ГРП, можно оценить минимальные размеры зоны размытия по горизонтали и вертикали с применением конкретной расстановки датчиков, данного метода локализации, при условии идеального описания скоростной модели в рабочем частотном диапазоне.

Данная процедура была проведена на модели участка работ, что проиллюстрировано на рис. 6. Для данной скоростной модели точность локализации по уровню 0.7

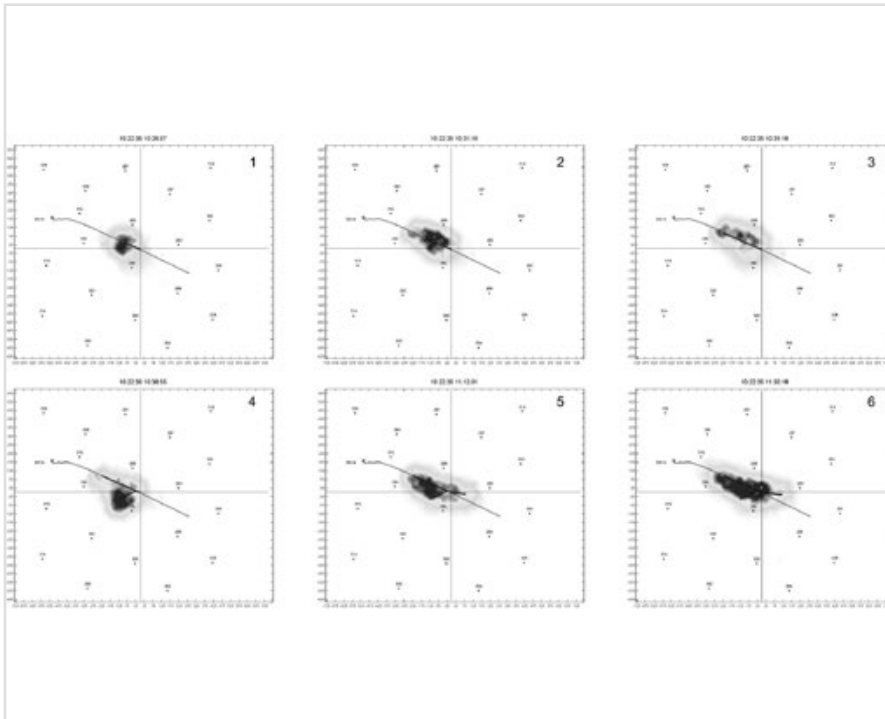


Рис. 5 — Стадия 5. Динамика развития зон микросейсмической активности при проведении ГРП

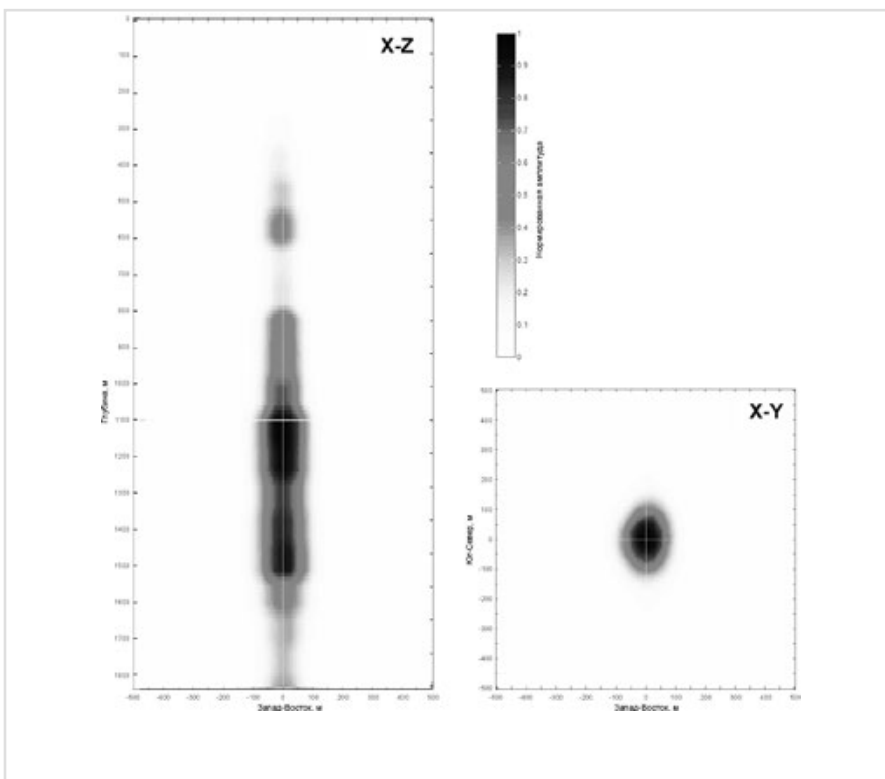


Рис. 6 — Оценка точности локализации трещины ГРП по вертикали и горизонтали

по горизонтали составляет около 50 м, а по вертикали около 500 м.

Выводы

Таким образом, проведенные исследования показали принципиальную возможность мониторинга процесса многоступенчатого ГРП в горизонтальном стволе скважины исключительно с дневной поверхности при использовании сейсмологической аппаратуры, оптимальной схемы наблюдения и метода максимального правдоподобия, как метода локализации микросейсм. Оценка точности локализации по горизонтали при этом приемлема для практического применения, точность локализации по вертикали недостаточна для выводов о развитии трещины в вертикальном направлении.

Полученные в процессе мониторинга ГРП данные позволили проследить весь процесс образования трещиноватых зон для

каждой его стадии.

Благодарность

Авторы статьи выражают благодарность руководству ОАО «Татнефть» за предоставленную возможность в проведении мониторинга ГРП на экспериментальной скважине в открытом горизонтальном стволе, а также за разрешение на публикацию материалов.

Список используемой литературы

1. Александров С.И., Гогоненков Г.Н., Мишин В.А. Применение пассивных сейсмических наблюдений для контроля параметров гидроразрыва пласта // Нефтяное хозяйство. 2005. № 5. С. 64–66.
2. Geiser P., Vermilye J., Scammell R., Roecker S. The Use of Seismic Emission Tomography (SET) for Imaging Hydraulically Linked Fracture/fault Networks of Hydro-carbon Reservoirs. Amer. Geophys. Union, Fall Meeting 2006. Abstract N H42B-03.

3. Чеботарева И.Я., Кушнир А.Ф., Рожков М.В. Устранение интенсивной помехи при пассивном мониторинге месторождений углеводородов методом эмиссионной томографии // Физика Земли. 2008. № 12. С. 65–82.
4. Мокшин Е.В., Бережной Д.В., Биряльцев Е.В. Сопоставление метода "Time reverse modeling" и метода дифракционного суммирования // Экспозиция Нефть Газ. 2012. Т.2. С. 26–28.
5. Steiner B., Saenger E.H., Schmalholz S.M. Time reverse modeling of low-frequency microtremors: A potential method for hydrocarbon reservoir localization. Geophys. Res. Lett. 2008. Vol. 35. L03307.
6. Галимов М.Р., Биряльцев Е.В. Некоторые технологические аспекты применения высокопроизводительных вычислений на графических процессорах в прикладных программных системах // Вычислительные методы и программирование. 2010. Т. 11. С. 77–93.

ENGLISH

GEOPHYSICS

Opportunity to study the upper part of section based on full-wave numerical simulation

UDC 550.8.014, 550.8.013, 550.8.04, 550.34.063

Authors:

N.Ya. Shabalin — general director[†]

Eugeny V. Biryal'tsev — Ph.D., deputy director on science and new technologies[†]; igenbir@vandex.ru

Vasiliy A. Ryzhov — ph.d., head of IAC[†]; vrizhov@mail.ru

E.V. Mokshin — engineer[†]

S.A. Feofilov — production director[†]

I.R. Sharapov — chief geologist[†]

D.A. Ryzhov — ph.d., senior engineer[†]

[†]Gradient JSC, Kazan, Russian Federation

Abstract

There is considered an approach to the microseismic monitoring from the surface of hydraulic fracture propagation. There is analyzed the required equipment, methods of observation and data processing. Results of pilot application of this approach to monitoring multistage fracturing in horizontal wellbore are presented. The estimations of accuracy of localization the fracture by this method in plan and in section are calculated.

Conclusions

Thus, our studies have shown the fundamental possibility of monitoring the process of multi-stage fracturing in horizontal wellbore exclusively from the surface using seismological equipment, the optimal scheme of observation and the maximum likelihood method as a method of localization microseisms. The horizontal localization accuracy is acceptable for practical use, the accuracy

of localization insufficient for vertical findings of crack development in the vertical direction.

The results obtained in the monitoring of process of hydraulic fracturing allowed us to trace the entire process of fractured zones for each stage.

Keywords

hydraulic fracturing, microseismic monitoring, surveillance from the surface

References

1. Aleksandrov S.I., Gogonenkov G.N., Mishin V.A. *Primenenie passivnykh seismicheskikh nablyudeniy dlya kontrolya parametrov gidrorazryva plasta* [Application of passive seismic monitoring parameters hydraulic fracturing]. *Oil industry*, 2005, issue 5, pp. 64–66.
2. Geiser P., Vermilye J., Scammell R., Roecker S. The Use of Seismic Emission Tomography (SET) for Imaging Hydraulically Linked Fracture/fault Networks of Hydro-carbon Reservoirs. Amer. Geophys. Union, Fall Meeting 2006. Abstract N H42B-03.
3. Chebotareva I.Ya., Kushnir A.F., Rozhkov M.V. *Ustranenie intensivnoy pomexi pri passivnom monitoringe mestorozhdeniy uglevodorodov metodom emissionnoy tomografii* [Eliminating intensive interference in passive monitoring of hydrocarbon deposits by emission tomography]. *Physics of the Earth*, 2008, issue 12, P. 65–82.
4. Mokshin E.V., Berezhnoy D.V., Biryal'tsev E.V. *Sopostavlenie metoda "Time reverse modeling" i metoda difraktsionnogo summirovaniya* [A comparison method "Time reverse modeling" and the method of summation of the diffraction]. *Exposition Oil Gas*, 2012, vol. 2, P. 26–28.
5. Steiner B., Saenger E.H., Schmalholz S.M. Time reverse modeling of low-frequency microtremors: A potential method for hydrocarbon reservoir localization. *Geophys. Res. Lett.* 2008. Vol. 35. L03307.
6. Galimov M.R., Biryal'tsev E.V. *Nekotorye tekhnologicheskie aspekty primeneniya vysokoproizvoditel'nykh vychisleniy na graficheskikh protessorakh v prikladnykh programnykh sistemakh* [Some technological aspects of high performance computing on graphics processors in application software systems]. *Vychislitel'nye metody i programmirovaniye*, 2010, vol. 11, pp. 77–93.