

Инновационные пассивные микросейсмические методы в нефтегазовой отрасли - опыт применения в России.

И.Р. Шарапов, Н.Я. Шабалин, Е.В. Биряльцев, С.А. Феофилов, В.А. Рыжов
(ЗАО «Градиент», г. Казань, Российская Федерация, gradient-geo.com)

Применение пассивных микросейсмических исследований возможно как для решения геологоразведочных задач на залежи УВ, так и для решения ряда технологических задач в процессе разработки месторождений. В статье освещены возможности микросейсмических методов ЗАО «Градиент», опыт применения в России и эффективность за 2005-2014 г.г.

Ключевые слова: низкочастотное сейсмическое зондирование, микросейсмический фон, спектр, микросейсмический мониторинг, трещина, микросейсмическая активность.

Пассивные микросейсмические исследования широко известны в инженерной геологии и сейсмологии, однако в нефтегазовой отрасли являются относительно молодым геофизическим направлением, а область их применения с каждым годом расширяется. В настоящее время применение пассивных микросейсмических исследований возможно как для решения геологоразведочных задач на залежи УВ, так и для решения ряда технологических задач в процессе разработки месторождений.

Первым направлением применения микросейсмических исследований является поиск и разведка залежей УВ сырья.

Метод Низкочастотное Сейсмическое Зондирование (НСЗ) основан на анализе спектральных характеристик низкочастотного (1-10 Гц) естественного сейсмического фона, изменяющегося над нефтяными залежами. Эффект изменения низкочастотного диапазона естественного микросейсмического фона над нефтегазовыми залежами известен с 1990-х годов [1] и наблюдается в различных нефтегазоносных регионах.

В 2005 году авторами метода НСЗ выдвинута гипотеза [2], что аномальные спектральные максимумы имеют резонансную природу. Любая слоистая геологическая среда обладает собственной частотной характеристикой, а нефтегазовая залежь вносит дополнительную контрастность в разрезе, что вызывает изменение структуры (рисунок 1) спектральных максимумов [3]. Причина изменений связана с тем, что залежь УВ является объектом, вызывающий аномальное отражение низкочастотных (1-5 Гц) продольных волн.

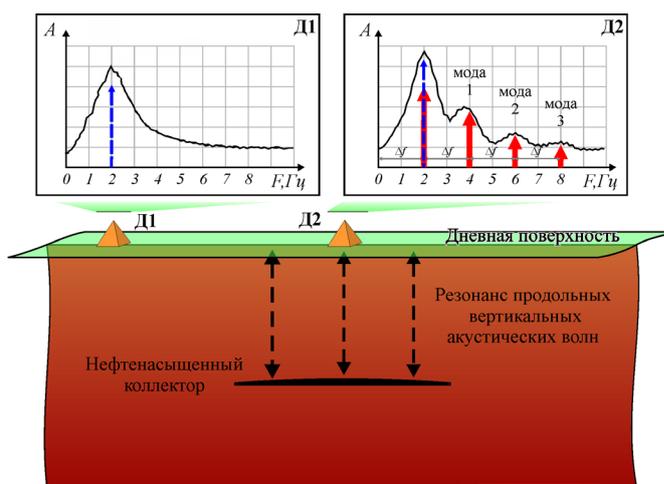


Рис. 1. Изменение структуры спектра над залежью УВ на примере модели геолого-геофизического разреза в виде однородного полупространства

В рамках геологоразведочных работ на залежи УВ микросейсмические исследования по технологии НСЗ применимы для:

- Прогноза нефтегазоперспективности территории исследования;
- Оконтуривания залежей УВ;
- Выявления залежей УВ неструктурного типа.

Микросейсмические исследования по технологии НСЗ включают в себя весь комплекс работ от полевых наблюдений до полноволнового численного моделирования, обработки и интерпретации данных (рисунок 2).

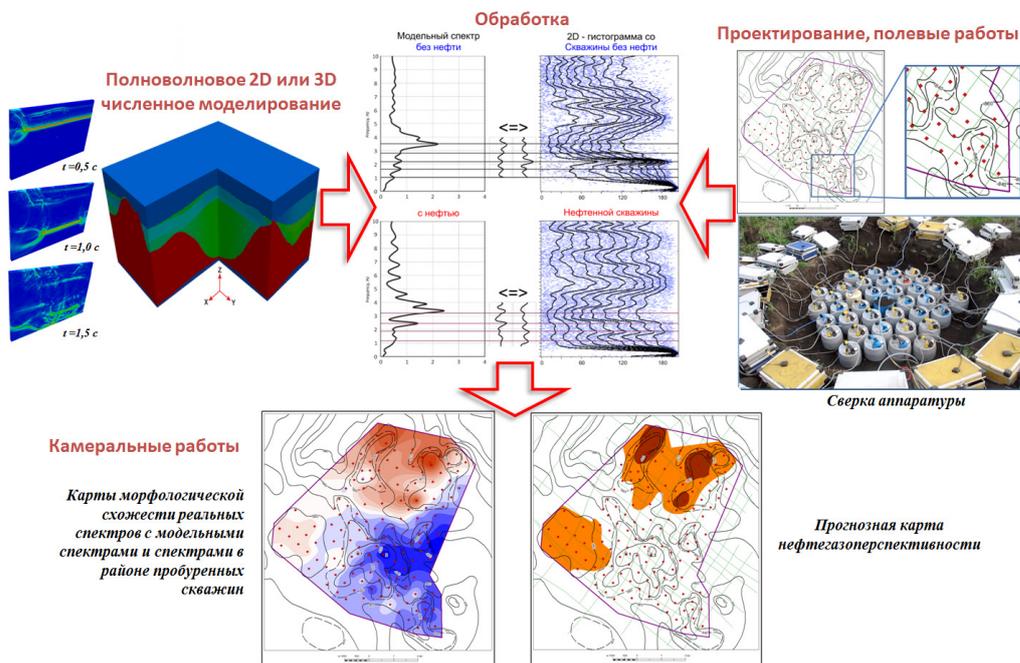


Рис. 2. Этапы микросейсмических исследований по технологии НСЗ

В качестве регистрирующих комплексов для микросейсмического исследований компаний, используются трехкомпонентных широкополосные сейсмометры «СМЕ-4111-LT» или «LE-3DLite» и регистраторы «Байкал-АСН88» или «SCOUT». Оборудование сейсмологического класса на порядок чувствительнее сейморазведочного - поэтому наилучшим образом подходит для микросейсмических исследований с поверхности. Все проводимые расчеты в рамках камеральной обработки ведутся на суперкомпьютере, построенный на основе графических процессоров, с пиковой производительностью 51 Тфлопс.

С 2005 года компанией нарабатан значительный опыт работ в области микросейсмических исследований: изучено свыше 160 участков, суммарной площадью более 1500 км². Микросейсмические исследования по технологии НСЗ успешно применяется в практике ГРП в России на лицензионных участках ОАО «ТАТНЕФТЬ», ОАО «ГАЗПРОМ», ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «РОСНЕФТЬ» и других нефтегазовых компаний.

Рассмотрим несколько примеров работ с применением технологии НСЗ.

На рисунке 3 представлены исследования НСЗ на территории Оренбургской области в пределах северо-восточного склона Жигулевско-Оренбургского свода.

Исследованиями НСЗ было охвачено ранее выявленное месторождение, приуроченное к двум структурам. На момент проведения работ была известна информация лишь по 3 скважинам №№ 314, 315 и 317 в пределах структур с наличием нефти в отложениях нижнего карбона и 3 скважинам № 310, 316 и 322 за пределами структур с отсутствием нефтеносности в разрезе.

По результатам проведенных работ центральная часть восточной структуры была охарактеризована как малоперспективная, а западная структура практически полностью охвачена нефтеперспективной областью по данным НСЗ.

По опробованию скв. № 1-5, 8, 16 получены промышленные притоки нефти из отложений нижнего карбона, а скв. № 14 в северной сводовой части восточной структуры провалилась по отметкам и отложения нижнего карбона оказались водоносны.

В последующем, проведенное НВСП в скв. № 14 показало понижение отметок к центральной части восточной структуры и распадение её на два купола.

Следующий пример исследований (рисунок 4) приурочен к северной части Самарской области РФ, в пределах юго-западного склона Южно-Татарского свода.

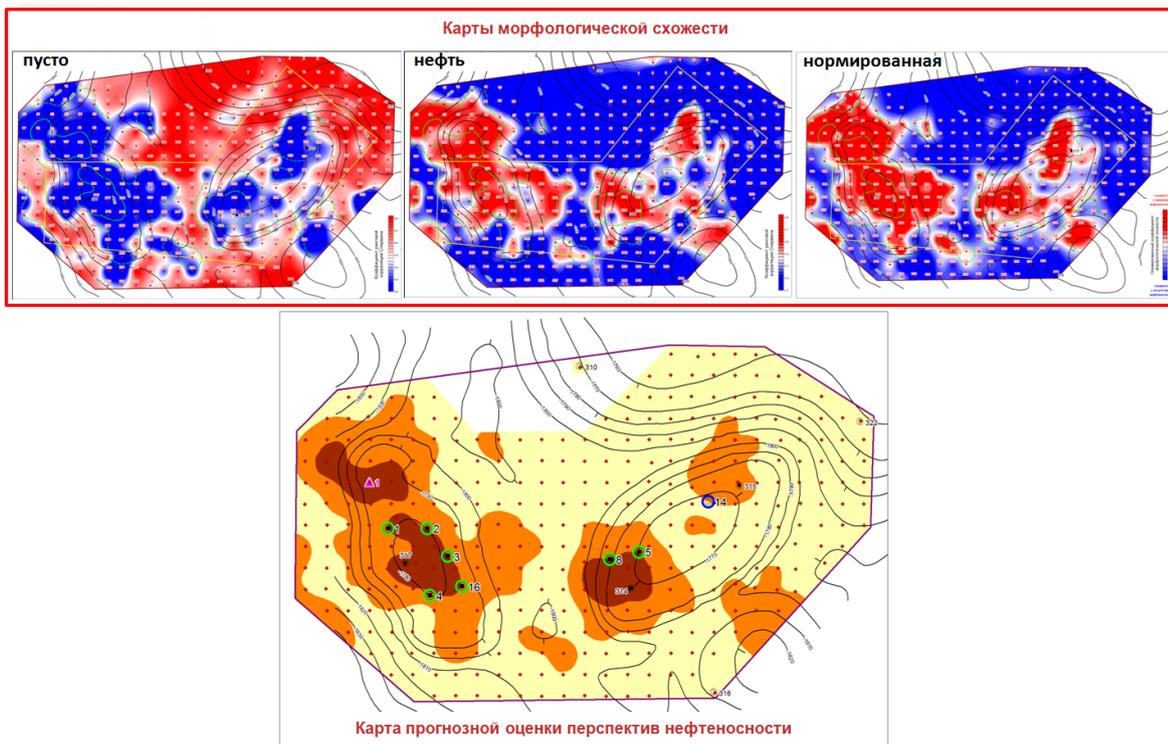


Рис. 3. Пример микросейсмических исследований по технологии НСЗ в Оренбургской области РФ

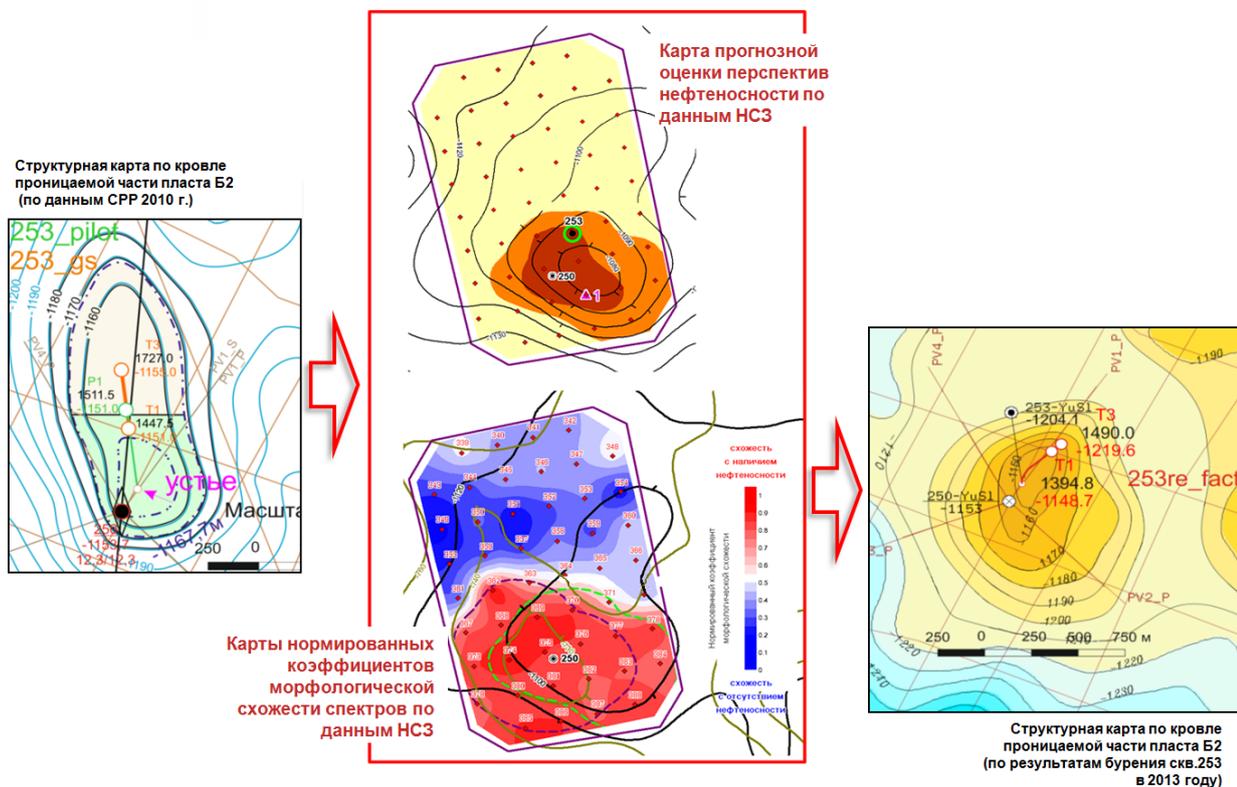


Рис. 4. Пример микросейсмических исследований по технологии НСЗ

По результатам микросейсмических исследований выявлено распространение нефтеперспективной области лишь в южной части поднятия, с отсутствием нефтеперспектив в северной части. Бурение скважины скв. № 253 в северную часть поднятия выявило резкое понижение структурного плана в северном направлении и отсутствие нефтеносности. Проведенная

переинтерпретация сейсморазведочных работ с учетом результатов бурения скв. 253 исключила наличие северного структурного носа у поднятия. По результатам бурения бокового ствола скв. № 235 в северо-восточном направлении, в пределы нефтеперспективной области НСЗ, вскрыта залежь в бобриковских отложениях (пласт Б2) нижнего карбона.

Применение технологии НСЗ возможно и при решении нетрадиционных поисково-разведочных задач (рисунок 5). Одной из таких задач было - выявление неоднородностей в толще разреза, залегающей над известным газоконденсатным месторождением в пределах Прикаспийской впадины в Астраханской области РФ, с целью снижения риска осложнений в процессе бурения эксплуатационных скважин и исключения аварий.

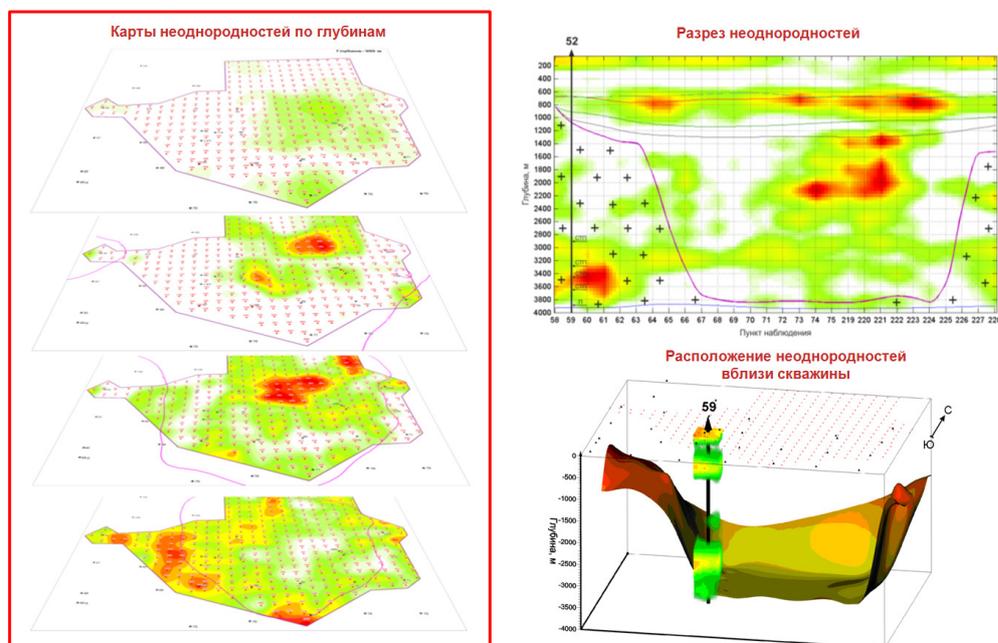


Рис. 5. Пример микросейсмических исследований по технологии НСЗ в Астраханской области РФ

В связи с наличием развитой соляно-купольной тектоники, исследования НСЗ были проведены с применением 3D -численного моделирования и позволили получить прогноз наличия неоднородностей выше основного продуктивного горизонта. Под неоднородностями понималось наличие зон разуплотнений, пластов с АВПД и природных, либо техногенных залежей УВ.

Совместный с заказчиком анализ полученных результатов, с привлечением данных по осложнениям в процессе бурения в уже пробуренных скважинах, показал хорошее совпадение выявленных по данным НСЗ неоднородностей с интервалами осложнений в скважинах.

За время существования компании с учетом результатов исследований НСЗ пробурена 121 скважина, 105 из них подтвердили прогноз (таблица 1). Коэффициент успешности составил более 86,7%.

Применение технологии НСЗ в комплексе с традиционной сейсморазведкой позволит выявлять и оконтуривать непосредственно залежи углеводородов и поддерживать высокий уровень эффективности глубокого бурения.

Вторым направлением применения микросейсмических исследований является решение технологических задач в процессе разработки месторождений УВ.

К решаемым технологическим задачам можно отнести:

- Микросейсмический мониторинг ГРП;
- Микросейсмический мониторинг зон активной трещиноватости.

Этапы исследований микросейсмических мониторингов представлены на рисунке 6.

Хорошо известны два подхода микросейсмического мониторинга ГРП [4-9] - скважинный и наземный. Наблюдения за ГРП из соседних скважин хорошо известны. Регистрация производится скважинными трехкомпонентными сенсорами, аналогичными сенсорам, применяемым при ВСП. Данный метод позволяет локализовать трещину ГРП как в плане, так и по вертикали.

Таблица 1. Эффективность технологии НСЗ

Год проведения НСЗ	Кол-во пробурен. скв-н	Вскрытые нефтеносные отложения при бурении	Кол-во скважин с эффектом	Успешность прогноза, %
2005	38	тула-бобрик, верей-башкир	37	97,4
2006	15	девон, турней, бобрик, верей-башкир	11	73,3
2007	22	ср. девон, фамен, турней, бобрик, верей-башкир	17	77,3
2008	10	девон, фамен, турней, бобрик, верей-башкир	8	80
2009	3	бобрик	3	100
2010	12	турне, верхняя юра	11	91,7
2011	12	терриг. и карбон. девон, бобрик, турне	10	83,3
2012	4	карбон. девон, бобрик, турне	3	75
2013	3	бобрик, турне, сред. карбон	3	100
2014	2	карб. девон, нижний и средний карбон	2	100
ИТОГО	121		105	86,77

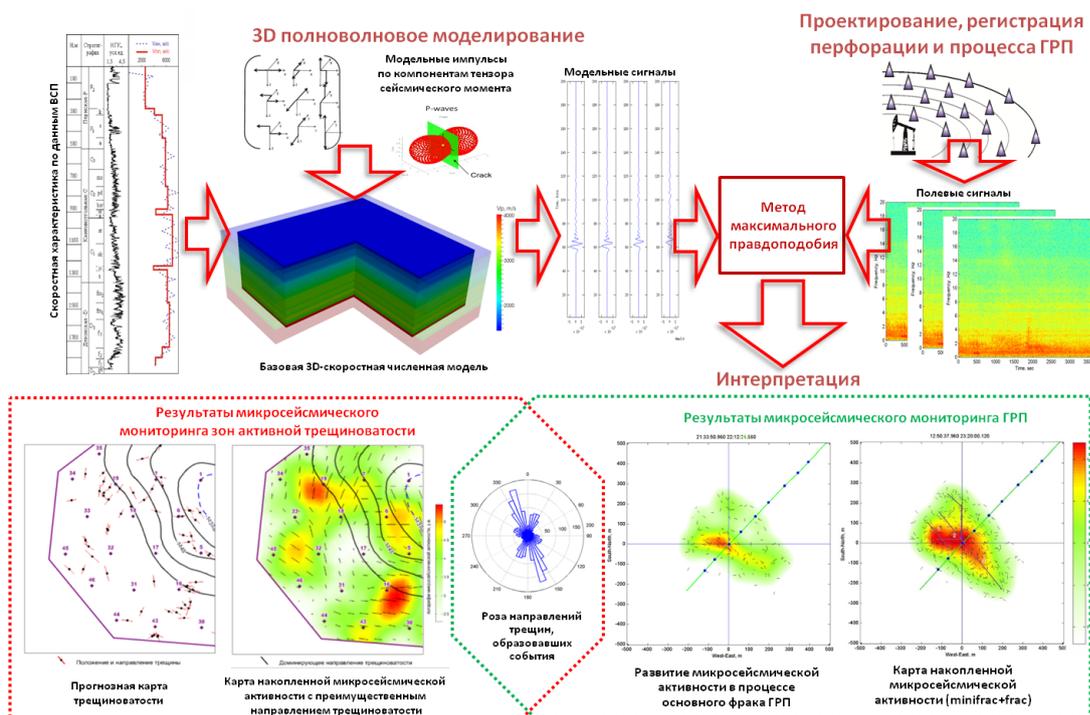


Рис. 6. Этапы исследований микросейсмических мониторингов.

Наблюдения в скважинах свободны от поверхностных помех, что позволяет достигать удовлетворительных результатов с применением относительно простых аппаратных средств и методов обработки микросейсмических сигналов. Однако скважинный мониторинг обладает следующими недостатками:

- требует остановки добычи или нагнетания и спуска аппаратуры в используемых для мониторинга скважинах, при этом очень часто остановка соседних скважин не возможна по различным причинам - от экономических до технологических;

- не возможен – в случае отсутствия соседних скважин.

Альтернативный метод наблюдения при расположении датчиков на дневной поверхности не требует использования скважин, что делает этот метод потенциально более универсальным, чем скважинный мониторинг, но требует использования высокоточной аппаратуры и ресурсоемких методов фильтрации поверхностных помех.

ЗАО «Градиент» проводит мониторинг ГРП исключительно с поверхности как стандартного ГРП в вертикальной скважине, так и многостадийного ГРП в горизонтальном стволе. Отличительной особенностью технологии ЗАО «Градиент», в сравнении с аналогичными технологиями зарубежных и российских компаний является:

1. Регистрация ведется широкополосными высокочувствительными сейсмометрами, используемыми при проведении работ по технологии НСЗ;
2. Применяется 3D полноволновое численное моделирование для получения в местах установки датчиков 3х- компонентных откликов модели на импульсные воздействия в пласте;
3. Локализация событий основана на методе максимума правдоподобия, который использует полную форму модельных сигналов и наилучшим образом локализует событие при низком отношении сигнал/шум.

При детектировании микросейсмических событий ГРП определяется не только его положение, но и тензор сейсмического момента.

Рассмотрим несколько примеров работ по наземному микросейсмическому мониторингу ГРП.

Микросейсмический мониторинг кислотного ГРП данково-лебедянских отложений верхнего девона в вертикальном стволе скв. № 1144 (Республика Татарстан, РФ) показал, что развившиеся зоны микросейсмической активности (рисунок 7), связанные с процессом трещинообразования, характеризуются следующими направлениями: северо-западным (азимут $\approx 307^\circ$) – основное направление; юго-западным (азимут $\approx 235^\circ$) и северным (азимут $\approx 16^\circ$) ответвляющимся от северо-западного. Скважинные исследования МРАЛ и ВАК-8 до ГРП и после ГРП на исследованной скв. № 1144 и соседней северо-западнее скважине № 2583, в целом подтверждают полученные результаты микросейсмического мониторинга.

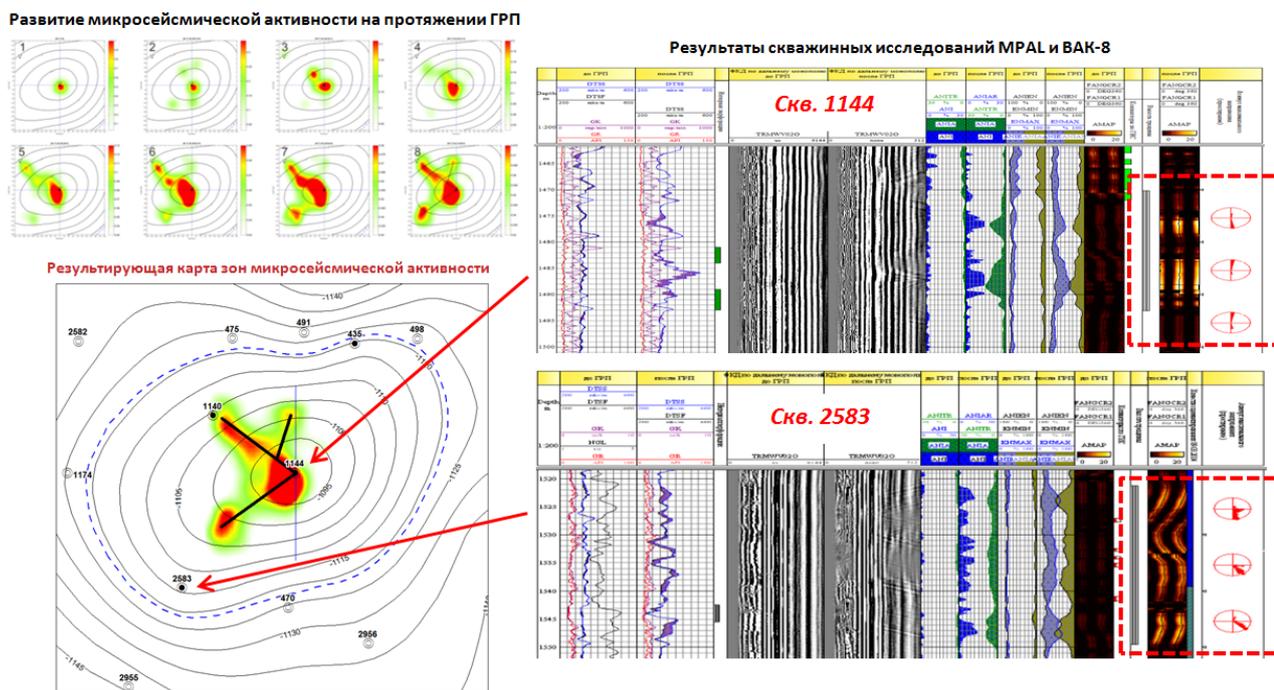


Рис. 7. Результат мониторинга кислотного ГРП в вертикальном стволе

В 2014 г. была проведена оценка достоверности результатов технологии пассивного наземного микросейсмического мониторинга ГРП ЗАО «Градиент» гидродинамическими и индикаторными исследованиями на 3 нагнетательных скважинах. Оценка показала хорошее совпадение результатов по всем трем методам, а соответственно принципиальную возможность наземного микросейсмического мониторинга ГРП. На рисунке 8 представлены результаты одного из трех проведенных мониторингов.

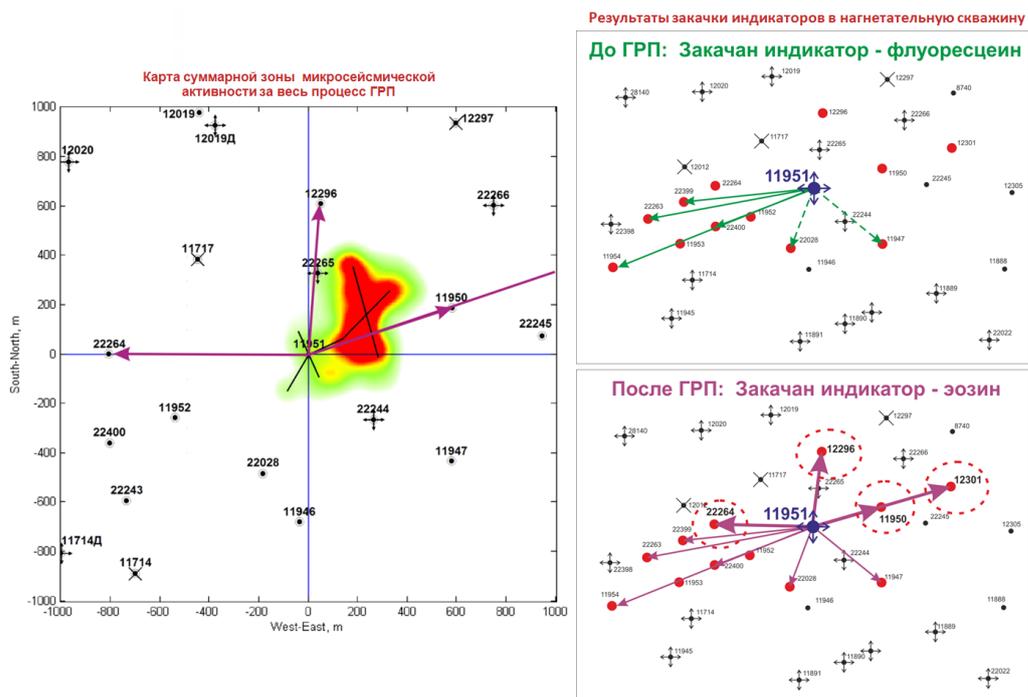


Рис. 8. Результаты оценки мониторинга ГРП индикаторными исследованиями

По результатам мониторинга микросейсмическая активность прослеживается в северо-восточном направлении. До проведения ГРП движение индикаторов в северо-восточном направлении практически отсутствовало. Зелеными и фиолетовыми стрелками показаны направления движения индикатора, до и после ГРП соответственно. Пунктирной линией показаны направления по которым выявлены очень низкие концентрации индикатора.

После проведения ГРП отмечено повсеместное превышение концентрации второго индикатора по отношению к первому, связанное вероятно с улучшением приемистости скважины в 2.5 раза. Также впервые выявлен индикатор после ГРП в значительной концентрации в скв. № 12296, 11950, 12301 и малой концентрации в скв. № 12264, что говорит о существенном изменении коллекторских свойств в северо-восточном направлении. Данное направление совпало с прослеживаемой микросейсмической активностью в процессе ГРП. Схожие результаты получены по остальным двум скважинам.

На рисунке 9 представлены результаты микросейсмического мониторинга многостадийного ГРП в горизонтальном стволе скважины в Западной Сибири с определением азимута трещины образующей локализованное событие. Каждое событие отображается в виде черных отрезков. Центр отрезка - местоположение сейсмического события по латерали, азимутальный угол отрезка - ориентация субвертикальной трещины, раскрытие которой образовало сейсмическое событие, а длина отрезка пропорциональна отношению сигнал/шум.

При наложении осевых линий зон повышенной микросейсмической активности по всем стадиям ГРП на карту суммарной микросейсмической активности хорошо видно совпадение осевых линий от различных стадий, что вызвано, вероятно, образованием единых зон трещинообразования в процессе ГРП с соседних друг от друга портов.

Большая часть выделенных осевых линий направлены в крест горизонтального ствола скважины со средним азимутом простирания 141° , что совпадает с преобладающим азимутом ориентации трещин, образовавших события - $142^\circ \pm 15^\circ$, согласно розе направления трещин, построенной на основе всех выделенных событий за 6 стадий ГРП.

Постановка работ по микросейсмическому мониторингу ГРП с определением реальных направлений развития зон трещинообразования, позволяет лучше понимать процессы, произошедшие в пласте в процессе ГРП.

Микросейсмический мониторинг зон активной трещиноватости является новым направлением компании и решает задачу выявления зон активной трещиноватости в толще разреза и определения направленности трещин их образующих.

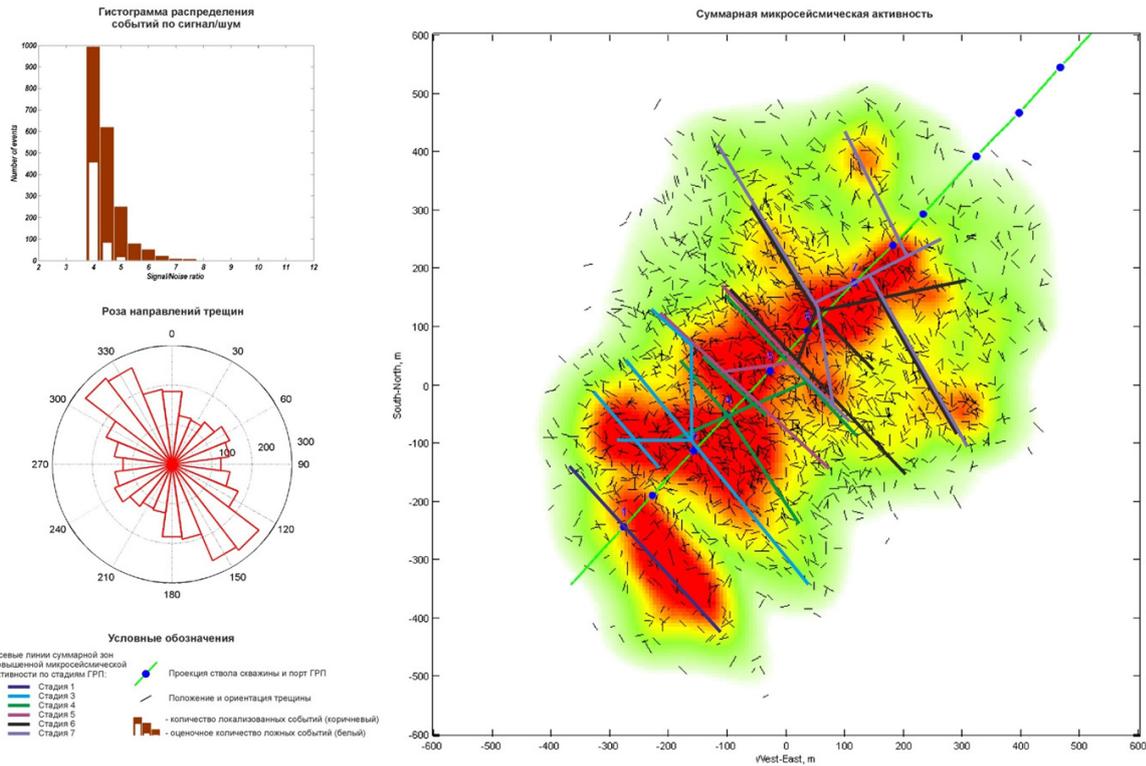


Рис. 9. Результат мониторинга многостадийного ГПП в Западной Сибири с определением азимутов трещин, образовавших локализованные события.

На рисунке 10 представлены результаты микросейсмического мониторинга зон активной трещиноватости в интервале данково-лебедянских отложений (1404-1476 м) верхнего девона на одном из участков в Республике Татарстан. Полевые наблюдения проводились в течение 32 дней, регистрация микросейсмических сигналов велась в 46 п.н. разнесенных по площади по равномерной треугольной сети с расстоянием 500 м между п.н.

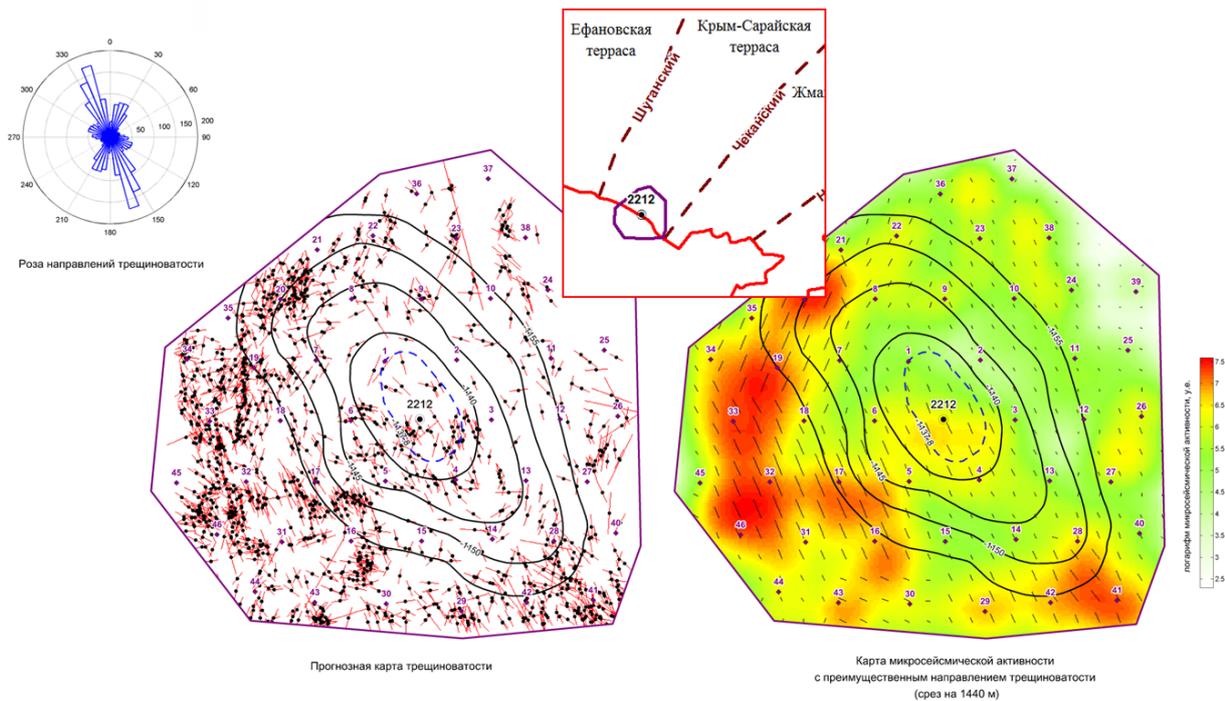


Рис. 10. Результаты микросейсмического мониторинга зон активной трещиноватости в Республике Татарстан.

В итоге проведенного мониторинга выявлено 1326 уверенно детектируемых событий, связанных с трещиноватостью данково-лебединских отложений верхнего девона, определены их параметры.

На основании полученных результатов построены прогнозная карта трещиноватости и микросейсмической активности, определено преобладающее направление трещиноватости данково-лебединских отложений для территории исследования.

Сопоставление полученных данных с тектоническими схемами показало, что максимальные зоны микросейсмической активности располагаются согласно с прогибами кристаллического фундамента, генетически связанные с глубинными разломами и выделяемые по общегеологическим данным.

Предварительные знания по активной трещиноватости района работ и её направленности позволяют прогнозировать трещиноватость объектов перед постановкой ГРП, оптимизировать разработку месторождений, выбрать оптимальное направление горизонтальных стволов и т.д., а в конечном итоге повысить выработку залежей и уменьшить непроизводительные затраты.

Таким образом, пассивные микросейсмические исследования имеют обширную область применения и являются эффективным инструментом в руках геологов при изучении недр.

Литература:

1. Графов Б.М., Арутюнов С.Л., Казаринов В.Е., Кузнецов О.Л., Сиротинский Ю.В., Сунцов А.Е. Анализ геоакустического излучения низкочастотной залежи при использовании технологии АНЧАР. 1996, Геофизика 5, С. 24-28.
2. Birialtsev, E.V. The analysis of microseisms spectrum at prospecting of oil reservoir on Republic Tatarstan [Text] / E.V. Birialtsev, I.N. Plotnikova, I.R. Khabibulin, N.Y. Shabalin // EAGE Conference. – Saint Petersburg, Russia, 2006.
3. Рыжов В.А. Возможности пассивной низкочастотной сейсморазведки [Текст] / В.А. Рыжов, Н.Я. Шабалин, Е.В. Биряльцев, И.Р. Шарапов // EAGE Conference. – Геленджик, Россия, 2013.
4. Пассивный сейсмический мониторинг при разработке месторождений углеводородов: новый метод обработки данных / С.И. Александров, Г.Н. Гогоненков, В.А. Мишин, D.J. Tessman // Международная геофизическая конференция и выставка «Геофизика XXI века – прорыв в будущее», Москва, 1–4 сент. 2003 г. – М.: ЕАГО, 2003. – С. 678–682.
5. House L. Locating microearthquakes induced by hydraulic fracturing in crystalline rock // Geophys. Res. Lett. – 1987. – Vol. 14. – P. 919–921.
6. Fehler M.C. Determining planes along which earthquakes occur: Method and application to earthquakes accompanying hydraulic fracturing / M.C. Fehler, L. House, H. Kaieda // J. Geophys. Res. – 1987. – Vol. B92. – P. 9407–9414.
7. Li Y. Seismic monitoring of the growth of a hydraulic fracture zone at Fenton Hill, New Mexico / Y. Li, C.H. Cheng, M.N. Toksoz // Geophysics. – 1998. – Vol. 63. – P. 120–131.
8. Александров С.И., Гогоненков Г.Н., Мишин В.А. Применение пассивных сейсмических наблюдений для контроля параметров гидроразрыва пласта // Нефт. хоз-во. 2005. № 5. С. 64–66.
9. Шабалин Н.Я. Мониторинг многостадийного ГРП с дневной поверхности. Теоретические подходы и практические результаты / Н.Я. Шабалин, Е.В. Биряльцев, В.А. Рыжов, Е.В. Мокшин, С.А.Феофилов, И.Р. Шарапов, Д.А. Рыжов // Экспозиция НЕФТЬ ГАЗ. – 2013, № 6 – С. 40-43.