

УДК 004.93:550.8

*Д. Н. Гапеев, Г. Н. Ерохин
С. В. Родин, Р. Д. Седайкин, И. И. Смирнов*

НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПАССИВНОГО МИКРОСЕЙСМИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА ДЛЯ ВЫЯВЛЕНИЯ СТРУКТУРНО-ТЕКТОНИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЕЙ УЧАСТКОВ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

113

Представлена многофункциональная поверхностная малоапертурная технология микросейсмического мониторинга, предназначенная для контроля проведения гидравлического разрыва пласта, закачки жидкости в пласт и других геолого-технических мероприятий, а также для выявления блоково-разрывных структур самого коллектора в межскважинном пространстве в режиме длительного пассивного микросейсмического наблюдения. Впервые представлена реальная структурно-блоковая модель межскважинного объема месторождения УВ, полученная на основе микросейсмического мониторинга.

There is described multifunctional surface small aperture aerial technology of microseismic monitoring. This technology is used for monitoring of hydraulic fracturing, fluid injection and for other well interventions. In addition it allows to describe crosshole block discontinues structures of collector in the mode of long passive microseismic monitoring. First in the world, there is presented crosshole block discontinues model of hydrocarbon field obtained based on microseismic monitoring.

Ключевые слова: пассивный микросейсмический мониторинг, гидравлический разрыв пласта, структурно-тектонические особенности, плоскости разломов, источник микросейсмической эмиссии, поверхностная малоапертурная антенна.

Key words: passive microseismic monitoring, hydraulic fracturing, structural tectonic features, fracture planes, microseismic emission source, surface small aperture aerial.

В мировой практике микросейсмический мониторинг широко применяется в последние годы для контроля гидравлического разрыва пласта (ГРП) с целью подтверждения успешности операций трещинообразования. Особую актуальность получили ГРП, а с ними и их микросейсмический мониторинг в связи с широким развитием горизонтального бурения и проведения многостадийного ГРП на горизонтальных стволах скважин при добычи сланцевого газа [1]. Наибольшую из-



вестность с точки зрения опыта и объема проведения микросейсмического мониторинга ГРП имеют такие кампании, как «Schlumberger», «Pinnacle», «Microseismic Inc.», «Хьюстон», «Weatherford International Ltd» и др. Микросейсмический мониторинг этими компаниями осуществляется посредством «гирлянды» сейсмических датчиков, устанавливаемых в одной или нескольких соседних скважинах, расстояние от которых до скважины, в которой производится ГРП, не должно превышать 300–400 м [2; 3]. Данная технология имеет существенные ограничения, связанные с обязательным наличием близко расположенных наблюдательных скважин, необходимостью проведения спуско-подъемных операций по размещению «гирлянды» датчиков и значительной стоимостью работ.

БФУ им. И. Канта совместно с компанией «Антел-нефть» разработал поверхностную малоапертурную технологию микросейсмического мониторинга ГРП и других геолого-технологических мероприятий на нефтегазовых месторождениях. В настоящее время технология проходит опытно-промышленную апробацию в полевых условиях с последующей суперкомпьютерной обработкой получаемых результатов по оригинальным авторским алгоритмам. Технология защищена рядом патентов Российской Федерации [4–6] и имеет более широкий спектр применения, чем у вышеназванных зарубежных компаний. Так, поверхностная малоапертурная технология микросейсмического мониторинга позволяет решать следующие задачи:

- определять местоположение источников микросейсмической эмиссии, контроль трещин гидроразрыва, включая их азимут, длину, асимметрию, высоту;
- анализировать изменение интенсивности излучения энергии в процессе проведения ГРП;
- исследовать связь микросейсмической активности с интенсивностью добычи/закачки флюида, пропанта, химических реагентов и т. д.;
- оценивать изменение конфигурации каналов фильтрации, выявлять плоскости активных разломов, зон трещиноватости и таким образом определять структурно-тектонические особенности участков нефтегазовых месторождений, примыкающих к эксплуатационным скважинам.

Последние результаты в процессе пассивного микросейсмического мониторинга достигнуты впервые в мире.

В настоящей работе дается краткое описание поверхностной малоапертурной технологии микросейсмического мониторинга и приводятся результаты выявления структурно-тектонических особенностей участков нефтегазовых месторождений, примыкающих к эксплуатационным скважинам.

Малоапертурная технология микросейсмического мониторинга основана на наземной методике наблюдения. Для регистрации используется малоканальная сейсмическая антенна с неравномерной сеткой расположения датчиков (рис. 1) [7].



Рис. 1. Схема наблюдения наземного микросейсмического мониторинга

На дневной поверхности в области проекции интервала перфорации ствола скважины, в которой производится ГРП, устанавливается малоканальная сейсмическая антенна. Апертура (диаметр) антенны не более 800–1000 метров. Антенна состоит из 30–60 однокомпонентных вертикальных сейсмических датчиков скорости перемещения. Расстановка датчиков сейсмической антенны осуществляется случайным образом с учетом условий на местности, расстояние между датчиками 30–50 метров. Регистрация сигналов микросейсмической эмиссии на дневной поверхности производится посредством 6-канальных станций RefTek 130-01 или 96(48)-канальных станций SGD-SHF96 (48). Синхронизация станций осуществляется привязкой к системе GPS, что обеспечивает одновременную запись на всех каналах с погрешностью не более 100 мкс.

Преимуществом малоканальной системы наблюдений с использованием автономных станций RefTek или SGD-SHF96 является возможность быстрого развертывания системы наблюдения в условиях болотистой местности, отсутствие необходимости прокладки профилей и т.п. Применяемые в России наземные системы мониторинга используют, как правило, сейсмические антенны с большим количеством датчиков (600 штук и более), что делает существенно дороже стоимость полевых измерений [8; 9]. Расположение сейсмической антенны в эпи-



центральной области позволяет обойти проблему анизотропии и рефракции волн, так как используются сигналы, распространяющиеся вдоль практически прямолинейного вертикального луча от источника к приемникам на дневной поверхности (для апертуры 800–1000 м при глубине 2500–2800 м максимальный угол отличается от вертикали не более чем на 7–10°). В этом приближении среду можно рассматривать как однородную и использовать среднюю скорость распространения сейсмических волн от источника до приемников.

На рисунке 2 представлены результаты мониторинга по описываемой технологии многостадийного ГРП одного из месторождений Западной Сибири (глубина 2960 метров).

116

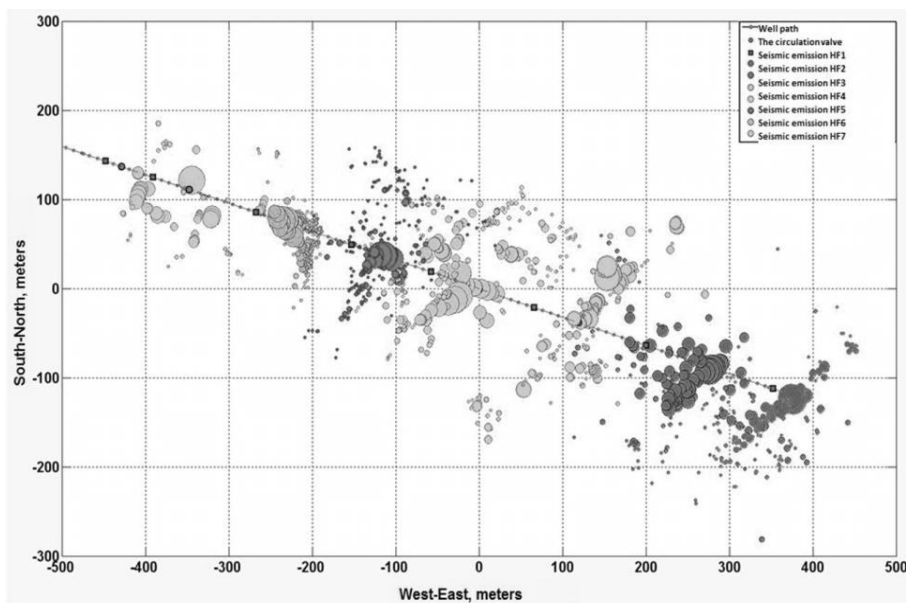


Рис. 2. Результаты мониторинга 7-стадийного ГРП на горизонтальном участке ствола скважины ХМАО, 2013 г.

Предлагаемая малоапертурная технология микросейсмического мониторинга применима не только для мониторинга быстропротекающих процессов разрушения сплошности среды, возникающих при ГРП, но и для выявления структурно-геологических особенностей самого коллектора залежи УВ на основе режиме длительного пассивного наблюдения. Речь идет о двух неделях и более непрерывных измерений. Так, при пассивном микросейсмическом мониторинге добывающих скважин на ряде нефтяных месторождений Алатюбе, Ациагар и Атамбай-Сартюбе и Оймаша (Казахстан) впервые удалось выявить структурно-тектонические особенности участков нефтегазовых месторождений, примыкающих к эксплуатационным скважинам.

Во время пассивного мониторинга данные записывались непрерывно не менее 14 суток с дискретизацией 1 мс. Для мониторинга при-



менялась малоапертурная система наблюдения, состоящая из 48-канальной цифровой сейсмической станции. Записанные данные обрабатывались на кластере специализированными алгоритмами обработки, основанными на решении обратных кинематических задач. Результатом обработки явились координаты в трехмерном пространстве и интегральная скорость распространения волны в среде. Для просмотра множества микросейсмических событий нами использовалась специализированная программа визуализации, позволяющая в трехмерном пространстве отображать несколько миллионов событий. Специалисты при помощи базовых функций программы (приближения/удаления, параллельного переноса и вращения) выделяли общие направления скоплений, устанавливая структурно-тектонические особенности геологической структуры района наблюдений.

Результаты обработки микросейсмической информации, полученной при пассивном мониторинге добывающих скважин, позволяют строить карты микросейсмических событий на район добывающих скважин. Пример такой карты приводится ниже (рис. 3). На картосхеме отчетливо прослеживаются линейно направленные скопления микросейсмических событий (полосы). В районе скважины 30 нефтяное месторождение Алатюбе наиболее отчетливо отражаются полосы северо-западного и юго-восточного направления (рис. 3).

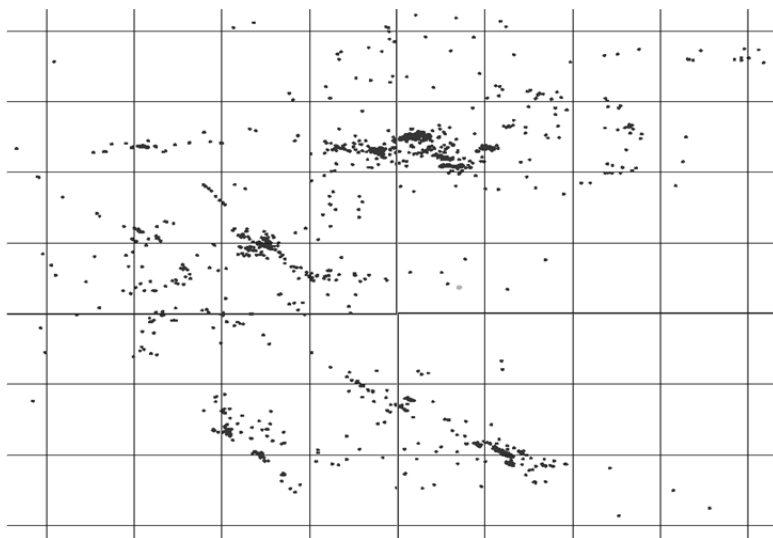


Рис. 3. Картосхема микросейсмических событий в районе скважины 30, нефтяное месторождение Алатюбе (Казахстан).
Линейный размер координатной сетки равен 50х50 м

Микросейсмические события, сгруппированные в виде полос в северо-западном направлении, связаны с активными разрывными нарушениями на участке исследованной скважины.

При проведении пассивного микросейсмического мониторинга на газонефтяном месторождении Оймаша в районе скважины 9 по-



мимо северо-западного и юго-восточного направления сгруппированных полос микросейсмических событий, удалось зафиксировать и юго-восточное и северо-западное простираие полос микросейсмических событий. Фрагмент картосхемы микросейсмических событий с выделенными линейными скоплениями в интервале продуктивного пласта на участке скважины 9 названного месторождения показан на рисунке 4.

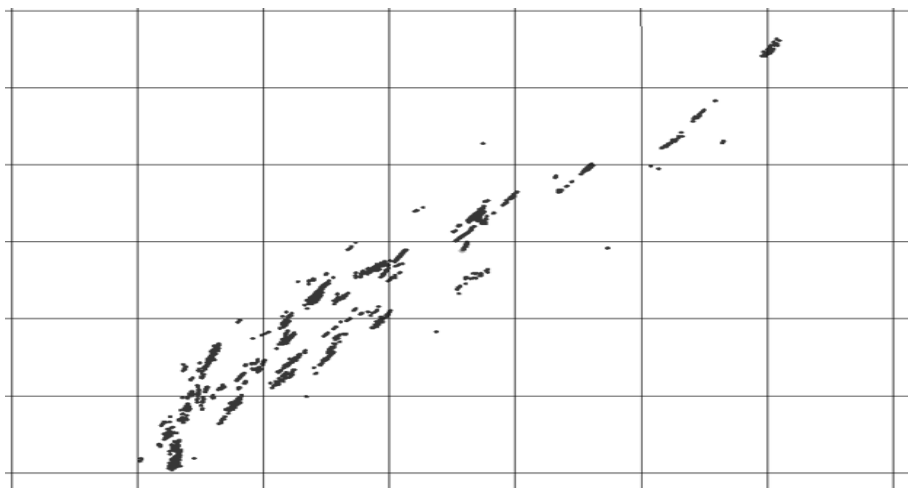


Рис. 4. Фрагмент картосхемы микросейсмических событий с выделенными линейными скоплениями в интервале продуктивного пласта (размер квадрата сетки 25x25 м). Месторождение Оймаша, Казахстан, скважина 9

В связи с прямыми признаками наличия на исследованных участках разрывных нарушений нами была создана специализированная программа визуализации, позволяющая в трехмерном пространстве отображать несколько миллионов микросейсмических событий одновременно.

Просмотр сгруппированных в линейном направлении полос микросейсмических событий с использованием специализированной программы визуализации дал поразительные результаты. Специалисты при помощи базовых функций программы (приближения/удаления, параллельного переноса и вращения) выделяли плоскости скоплений микросейсмических событий, их размеры, вплоть до угла наклона этих плоскостей к линии горизонта. Пример картосхемы микросейсмических событий с выделенными линейными скоплениями и плоскостями разрывных нарушений показан на рисунке 5.

Таким образом, впервые в мировой практике на основе пассивного микросейсмического мониторинга закартированы структурно-тектонические особенности разломно-блокового характера межскважинного пространства на действующем нефтяном месторождении.

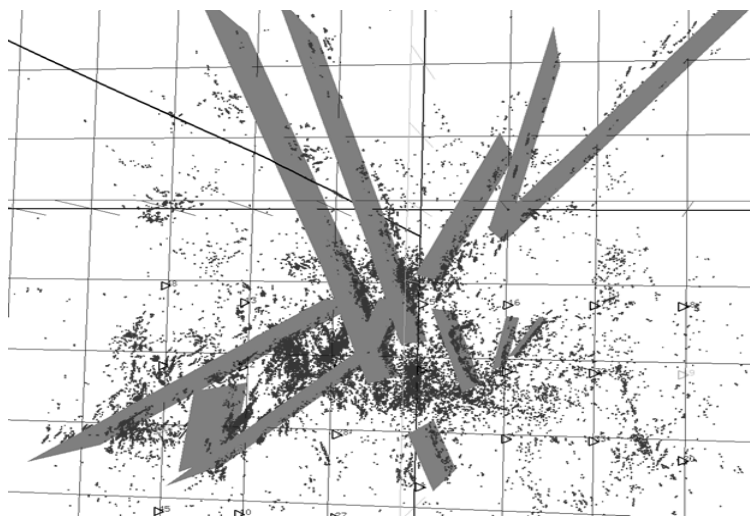


Рис. 5. Картограмма микросейсмических событий с выделенными линейными скоплениями и плоскостями разрывных нарушений (размер квадрата сетки 50x50 м).

Месторождение Оймаша, Казахстан, скважина 9

Авторы благодарят П.Б. Бортникова, Ф.Д. Шмакова, В.А. Строкова за вклад в работу и компанию «СИЭСПИ Мунайсервис» за предоставленные материалы.

Список литературы

1. Гидравлический разрыв пласта. URL: <http://oilloot.ru/77-geologiya-geofizika-razrabotka-neftyanykh-i-gazovykh-mestorozhdenij/94-gidravlicheskiy-razryv-plasta-grp> (дата обращения: 17.12.2013).
2. Duncan Peter M., Eisner L. Reservoir characterization using surface microseismic monitoring // Geophysics. 2010. Vol. 75, № 5. P. 139–146.
3. Maxwell S. C., Rutledge J., Jones R., Fehler M. Petroleum reservoir characterization using downhole microseismic monitoring // Geophysics. 2010. Vol. 75, № 5. P. 129–137.
4. Ерохин Г.Н., Майнагашев С.М., Бортников П.Б. и др. Способ контроля разработки залежей углеводородов по микросейсмической эмиссии : пат. РФ №2309434 ; опубл. 27.10.2007. Бюл. №30.
5. Ерохин Г.Н., Майнагашев С.М., Бортников П.Б. и др. Способ контроля процесса гидроразрыва пласта залежи углеводородов : пат. РФ №2319177 ; опубл. 10.09.2008, Бюл. №7.
6. Шмаков Ф.Д., Майнагашев С.М., Кузменко А.П., Бортников П.Б. Способ определения размеров трещины в породах : пат. РФ №2410727 ; опубл. 27.01.2011. Бюл. №3.
7. Бортников П. Б., Майнагашев С. М. Обратные задачи микросейсмического мониторинга // Информационные технологии и обратные задачи рационального природопользования. Ханты-Мансийск, 2005. С. 79–83.
8. Кузнецов О.Л. и др. Экспериментальные исследования. М., 2004.



9. Курьянов Ю. А., Кокшаров В. З. Смирнов М. Ю. и др. Использование фокусирующих преобразований и сейсмического локатора бокового обзора для определения трещиноватости среды // Обратные задачи и информационные технологии рационального природопользования : матер. III научно-практической конференции. Ханты-Мансийск, 2006. С. 107 – 111.

Об авторах

Денис Николаевич Гапеев – науч. сотр., Балтийский федеральный университет им. И. Канта, Калининград.

E-mail: DGapeev@kantiana.ru

Геннадий Николаевич Ерохин – д-р физ.-мат. наук, проф., директор НИИ ПИИМГ, Балтийский федеральный университет им. И. Канта, Калининград.

E-mail: GErokhin@kantiana.ru

Сергей Валентинович Родин – генеральный директор ООО «Антел-нефть», Москва.

E-mail: svr@anteloil.ru

Роман Дмитриевич Седайкин – ведущий программист, Балтийский федеральный университет им. И. Канта, Калининград.

E-mail: RSedaikin@kantiana.ru

Иван Иванович Смирнов – канд. геол.-мин. наук, заместитель директора НИИ ПИИМГ, Балтийский федеральный университет им. И. Канта, Калининград.

E-mail: IvSmirnov@kantiana.ru

About the authors

Denis Gapeev – researcher, I. Kant Baltic Federal University, Kaliningrad.

E-mail: DGapeev@kantiana.ru

Gennady Erokhin – Dr, Prof., director of research institute, I. Kant Baltic Federal University, Kaliningrad.

E-mail: GErokhin@kantiana.ru

Sergey Rodin – director of the «Anteloil», Ltd., Moscow.

E-mail: svr@anteloil.ru

Roman Sedaikin – chief programmer, I. Kant Baltic Federal University, Kaliningrad.

E-mail: RSedaikin@kantiana.ru

Ivan Smirnov – PhD, deputy director of research institute, I. Kant Baltic Federal University, Kaliningrad.

E-mail: IvSmirnov@kantiana.ru