

Наземные пассивные микросейсмические мониторинги при изучении, разработке и эксплуатации недр в нефтегазовой и горнодобывающей отраслях

■ Шарапов И.Р., Феофилов С.А., ЗАО «Градиент», г. Казань

Введение

Эффективная разработка и безопасная эксплуатация недр в нефтегазовой и горнодобывающей отрасли требует изучения, понимания и контроля процессов, протекающих в геологической среде. Это является основой рачительного использования природных ресурсов, снижения экологических и экономических рисков в течении всего времени эксплуатации месторождений.

Известно, что геологическая среда находится в напряженно-деформированном состоянии и любые внешние воздействия естественного либо техногенного характера могут нарушать равновесие системы, вызывая различные процессы, сопровождающиеся высвобождением энергии в виде микросейсмических импульсов.

Пассивные микросейсмические методы изучения и мониторингового контроля за естественной и вызванной микросейсмичностью становятся все более совершенными и получают все большее распространение. Правильная и своевременная постановка микросейсмических мониторингов, их применение на различных этапах разработки и эксплуатации недр позволяет увеличить выработку запасов и снизить риски аварийных ситуаций.

Основной задачей любого пассивного микросейсмического мониторинга является определение пространственного положения, момента возникновения и типа микросейсмического события (центр взрыва (EXP/ISO), трещина разрыва (ТС), сдвиговый источник (DC) и др.) в геологической среде. Несмотря на то, что

локация событий является узконаправленной задачей, дальнейшая интерпретация полученного набора микросейсмических событий позволяет получить решения для различных геологических и технологических вызовов, стоящих перед недропользователями.

Настоящая статья создана с учетом накопленного опыта авторов в проведении наземных пассивных микросейсмических исследований. Основная задача статьи - показать возможности современных микросейсмических мониторингов, выполняемых с поверхности.

Микросейсмический мониторинг гидроразрыва пласта (ГРП)

Самым распространённым и широко известным применением микросейсмического мониторинга является мониторинг гидроразрыва пласта (ГРП).

Гидроразрыв пласта (ГРП) - это механический метод воздействия на пласт, при котором порода разрывается по плоскостям минимальной прочности под действием избыточного давления. Образовавшиеся разрывы (трещины) имеют сложную структуру, малоприспособленную для прогноза средствами модельных расчетов. В процессе образования трещины ГРП в пласте происходит деформация породы, сопровождающаяся излучением сейсмических волн. Данное излучение может быть зафиксировано сенсорами, располагаемыми на поверхности (наземный метод) или в соседней наблюдательной скважине (скважинный метод) [1,2] и использовано для локализации местоположения источников сейсмических событий, вызванных проведением ГРП.

Постановка микросейсмического мониторинга ГРП позволяет решать следующие задачи:

1. Оценка динамики и характера развития трещины ГРП (получение анимационных роликов в 2D и 3D виде);

2. Определение параметров трещины ГРП:

- азимута,
- длины;
- высоты,
- симметрии/асимметрии,
- зоны проникновения проппанта

(закрепленной длины трещины);

3. Определение объема стимулированной породы.

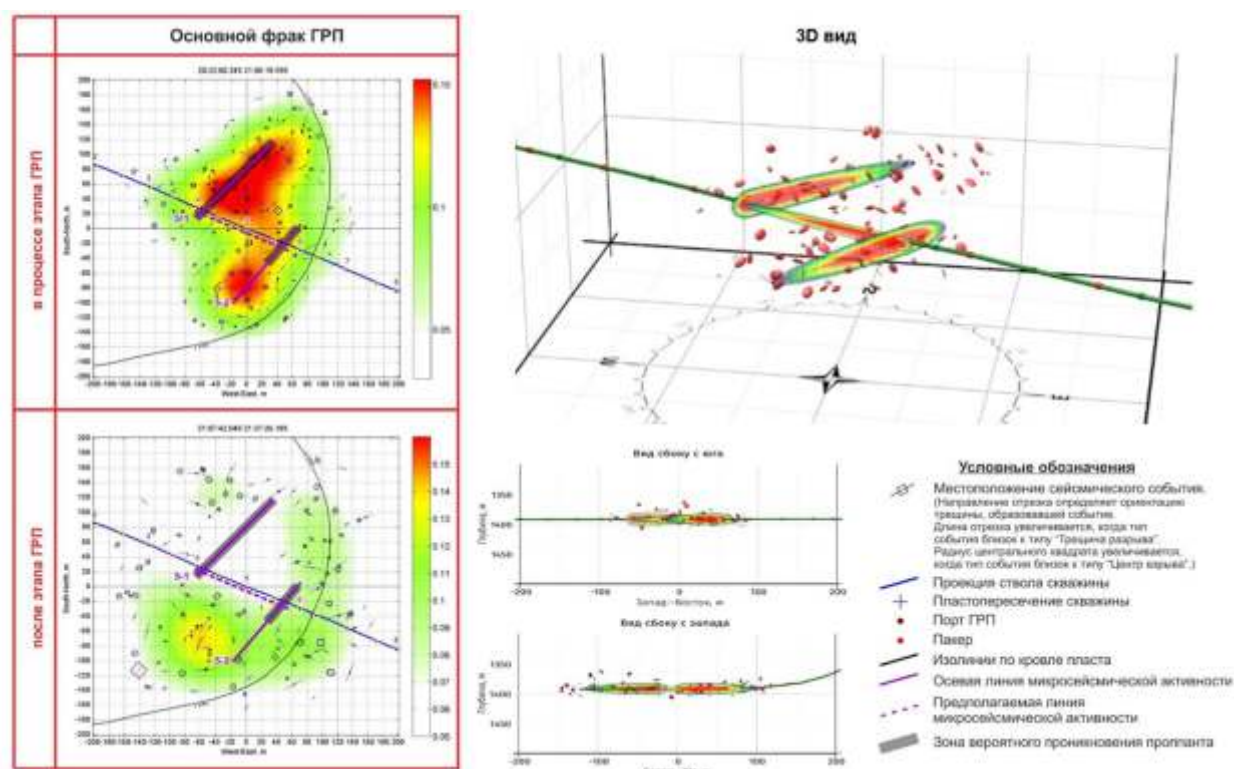
На рис. 1 представлены результаты микросейсмического мониторинга одной из стадий многостадийного ГРП в горизонтальном стволе скважины.

Горизонтальным стволом был вскрыт пласт в карбонатных отложениях заводского горизонта. Обсадка ствола проведена цементированным хвостом

виком с установленными муфтами ГРП и водонабухающими пакерами, проведен кислотно-проппантный ГРП.

По результатам микросейсмического мониторинга ГРП на нескольких стадиях прослеживались прорывы вдоль горизонтального ствола, что привело к развитию на представленной стадии (рис. 1) трещин ГРП за пределами ограничивающих пакеров, в рамках интервалов соседних портов. Согласно полученным данным мониторинга, зафиксировано образование двух трещин, имеющих схожие азимуты, но расположенных разобщенно друг от друга, за пределами обрабатываемого порта - первая с азимутом 45° (или 225°), протяженностью 145 м и вторая с азимутом 220° (или 40°), протяженностью 138 м. Прогнозная высота образовавшихся трещин составила 30-35 м, суммарная протяженность зон проникновения проппанта (закрепленная длина трещины) - 208 м. Выявленные прорывы вдоль горизонтального

▼ Рис. 1. Результаты микросейсмического мониторинга одной из стадий МГРП в горизонтальном стволе скважины.



ствола скважины могут быть связаны либо с плохим контактом изолирующих пакеров, либо с вторичными нарушениями сплошности пород вдоль горизонтального ствола скважины, произошедшими в процессе бурения.

Микросейсмический мониторинг ГРП дает возможность не просто оценивать параметры образовавшейся трещины, но и понимать процессы, произошедшие в пласте в последствии, по мере накопления информации по техногенной трещиноватости, принимать правильные решения по дальнейшим дизайнам ГРП, оптимальным расстояниям между портами, да и в целом по корректировке технологических схем разработки месторождений углеводородов.

Микросейсмический мониторинг активной естественной трещиноватости разреза

Знания о латеральной и вертикальной изменчивости естественной трещиноватости разреза, а также напряженно-деформированного состояния массива горных пород (направления минимального и максимального напряжения), имеют особое значение при разработке залежей углеводородов и горнопроходческих работах. В особенности, большое значение это имеет при работах на сложно-построенных и трещиноватых отложениях, где изменчивость распределения трещиноватости и напряжений в разрезе решающе влияет на весь технологический процесс разработки недр.

Информацию о трещиноватости разреза и напряженно-деформированном состоянии массива горных пород возможно получить путем длительной регистрации (более 21 дня) естественного микросейсмического фона на поверхности.

Постановка микросейсмического

мониторинга активной естественной трещиноватости разреза позволяет провести оценку микросейсмической активности территории работ в исследуемом глубинном интервале, построить карты преимущественного направления трещиноватости на интересующие глубины и выделить зоны с её наибольшей активностью по латерали и вертикали.

Мониторинг активной естественной трещиноватости разреза решает следующие задачи:

1. Оценка активности естественной трещиноватости и локальных изменений её направленности по латерали и вертикали в целевом горизонте, определение преобладающего азимута трещиноватости;

2. Оценка напряженно-деформированного состояния массива горных пород (определение направлений минимального и максимального напряжения, а также их изменчивости по площади исследования);

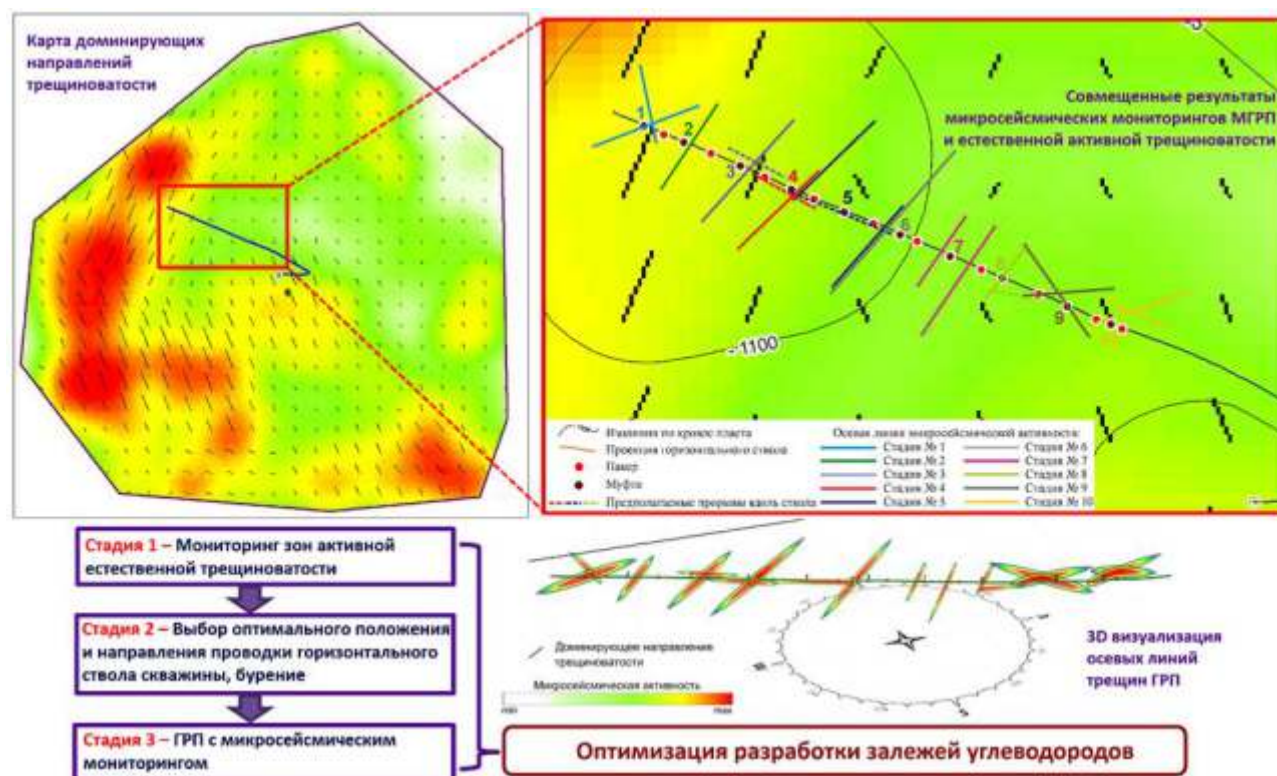
3. Определение оптимальных мест заложения скважин в коллекторах трещинного и трещинно-порового типов с целью снижения рисков бурения непродуктивных скважин;

4. Выбор оптимального направления проводки горизонтальных стволов скважин;

5. Прогноз развития трещин перед постановкой ГРП;

6. Прогноз разломов и разуплотнённых зон в глубинном интервале проходки шахт на участках плановых горнопроходческих работ для снижения рисков обрушения породы при ведении горных выработок;

7. Оптимизация технологических схем разработки месторождений УВ (заводнение, закачка пара и др.) или иных полезных ископаемых.



▲ Рис. 2. Результаты микросейсмического мониторинга активной естественной трещиноватости при разработке залежи УВ в карбонатных отложениях.

На рис. 2 представлена карта преимущественного направления трещиноватости по результатам микросейсмического мониторинга активной естественной трещиноватости разреза с наложенными на нее результатами интерпретации микросейсмического мониторинга ГРП в горизонтальном стволе скважины.

Согласно проведенного мониторинга активной естественной трещиноватости карбонатных отложений данково-лебединского горизонта верхнего девона в пределах изученной территории [3] прослеживается локальная изменчивость преимущественного направления трещиноватости, в том числе и на протяжении пробуренного горизонтального ствола скважины. Изменчивость направления трещиноватости в отложениях обусловлена локальными изменениями геомеханических напряжений, которые в свою очередь полностью контролируют азимут раскрытия трещин при проведении ГРП в скважине.

По данным микросейсмического мониторинга МГРП (рис. 2), можно отметить, что за исключением стадии № 1 в связи с первичной закачкой в нее кислоты до разрыва, на стадиях №№ 2-8 осевые линии трещин ГРП в целом совпадают. Раскрытие трещин шло вкрест горизонтального ствола со средним азимутом 39° (или 219°). На стадиях №№ 9-10 азимуты простираения осевых линий трещин ГРП значительно отличаются. Развитие трещин на этапах Минифрак и Основной фрак данных стадий происходило крестообразно, со средними азимутами простираения трещин 78° (или 258°) и 129° (или 309°) [4].

Сопоставляя полученные азимуты трещин ГРП с доминирующим направлением трещиноватости по данным мониторинга зон активной естественной трещиноватости, можно отметить, что изменение азимутов трещин ГРП напрямую связано с зоной изменения доминирующего направления трещиноватости

на глубине обрабатываемого пласта. Образование крестообразных трещин ГРП на последних двух стадиях может быть связано с отсутствием выраженной анизотропии между осями внутренних напряжений среды в переходной зоне от доминирующего направления трещиноватости с азимутом порядка 30° в районе «носочной» части горизонтального ствола, к направлению с азимутом порядка 150° в районе «башмака».

Для оптимизации разработки залежей углеводородов необходимо иметь информацию о трещиноватости, как на этапе проектирования технологических схем разработки, так и на стадии эксплуатации, при проведении различных промыслово-геологических мероприятий для увеличения КИН. Применяя комплексный поэтапный подход к изучению территории (рис. 2), с учетом знания геомеханических свойств среды, в том числе доминирующего направления трещиноватости в пласте и её локальной изменчивости, можно корректно осуществлять выбор местоположения бурения скважин (в наилучших по ФЭС зонах), оптимальных азимутов простиражения горизонтальных стволов, подбор скважин-кандидатов под ГРП, подготовку дизайн-проектов ГРП, прогноз развития трещин ГРП и оптимизировать разработку месторождений углеводородов.

На рис. 3 представлены результаты опережающих исследований микросейсмического мониторинга активной естественной трещиноватости разреза перед проведением горнопроходческих работ на нефтешахтах Ярегского нефтетитанового месторождения [5] для прогноза положения дизъюнктивных нарушений и выделения зон возможного обрушения породы с целью снижения аварийности при строительстве горных выработок. Проведенное в последую-

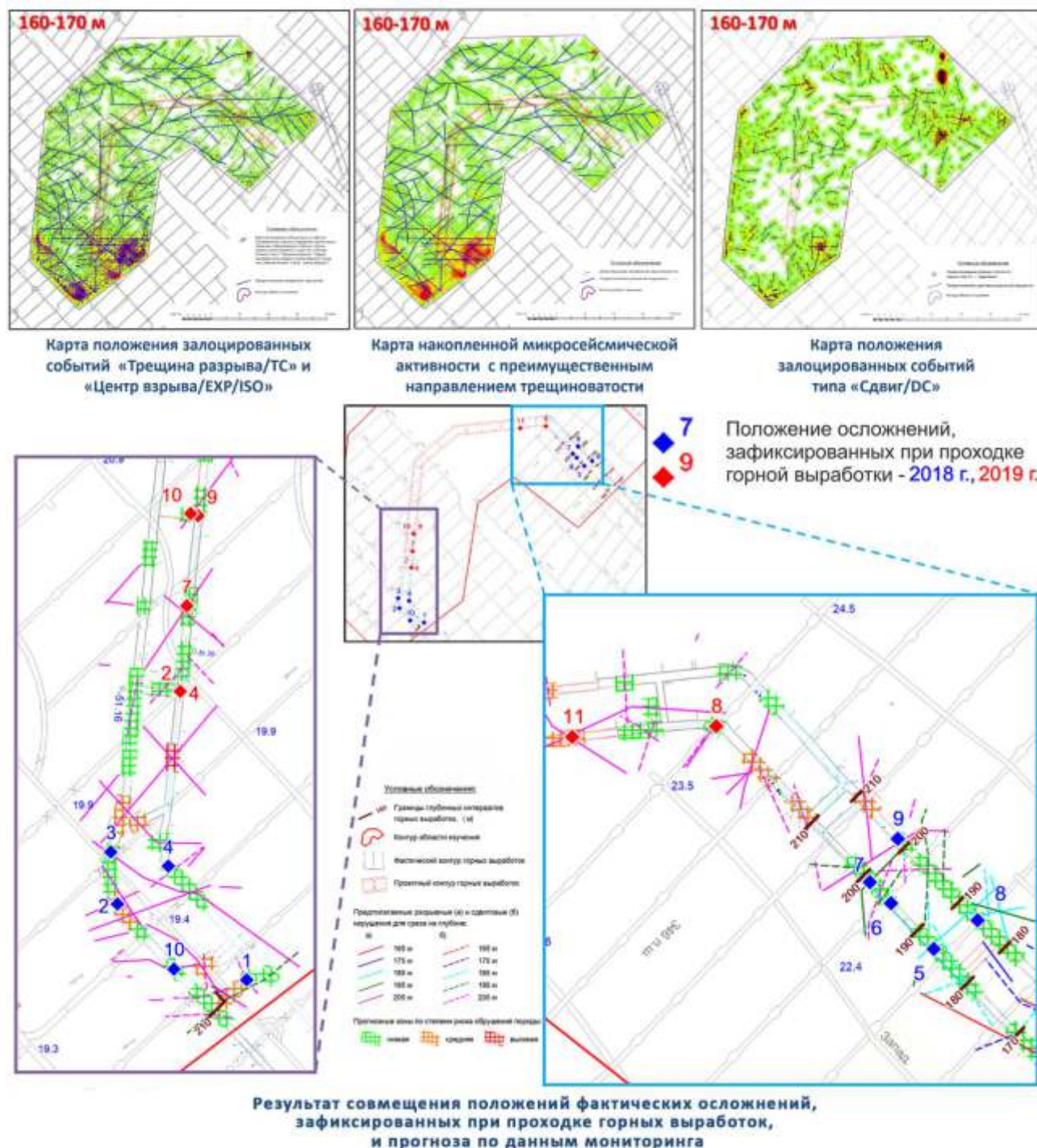
щем сопоставление прогнозных зон риска и осевых линий дизъюнктивных нарушений по данным мониторинга с положениями фактических осложнений, зафиксированных при проходке горных выработок по данным геологической службы нефтешахт показало хорошую сходимость - 85,7% (рис. 3).

Заблаговременный прогноз положения дизъюнктивных нарушений и разуплотненных зон (зон вероятного обрушения породы) перед проведением горнопроходческих работ на новых участках шахт позволит планировать мероприятия по предотвращению обвалов породы, тем самым сократить время проходки и снизить риски несчастных случаев при строительстве горных выработок и дальнейшей их эксплуатации.

Мониторинг закачки флюида (воды/газа/ CO_2) в пласт-коллектор

Закачка флюида (жидкости или газа) в пласт-коллектор проводится при различных процессах разработки и эксплуатации недр, таких как искусственное заводнение продуктивного пласта для поддержания пластового давления и вытеснения нефти к добывающим скважинам, подземного хранения газа, утилизации и захоронения трудноочищаемых жидких отходов и CO_2 .

Микросейсмичность может возникать в процессе закачки, как реакция горного массива на изменение пластового (порового) давления и фильтрационного потока в коллекторе, оказывающего дополнительную нагрузку на среду. В зоне изменения порового давления в пласте происходит концентрация напряжений и в критический момент накопленная энергия высвобождается, повышая микросейсмический фон в районе закачки.



▲ Рис. 1. Результаты микросейсмического мониторинга активной естественной трещиноватости при горнопроходческих работах на нефтешахтах.

Мониторинг закачки флюида в пласт-коллектор позволяет провести оценку микросейсмической активности в исследуемом глубинном интервале и решить следующие задачи:

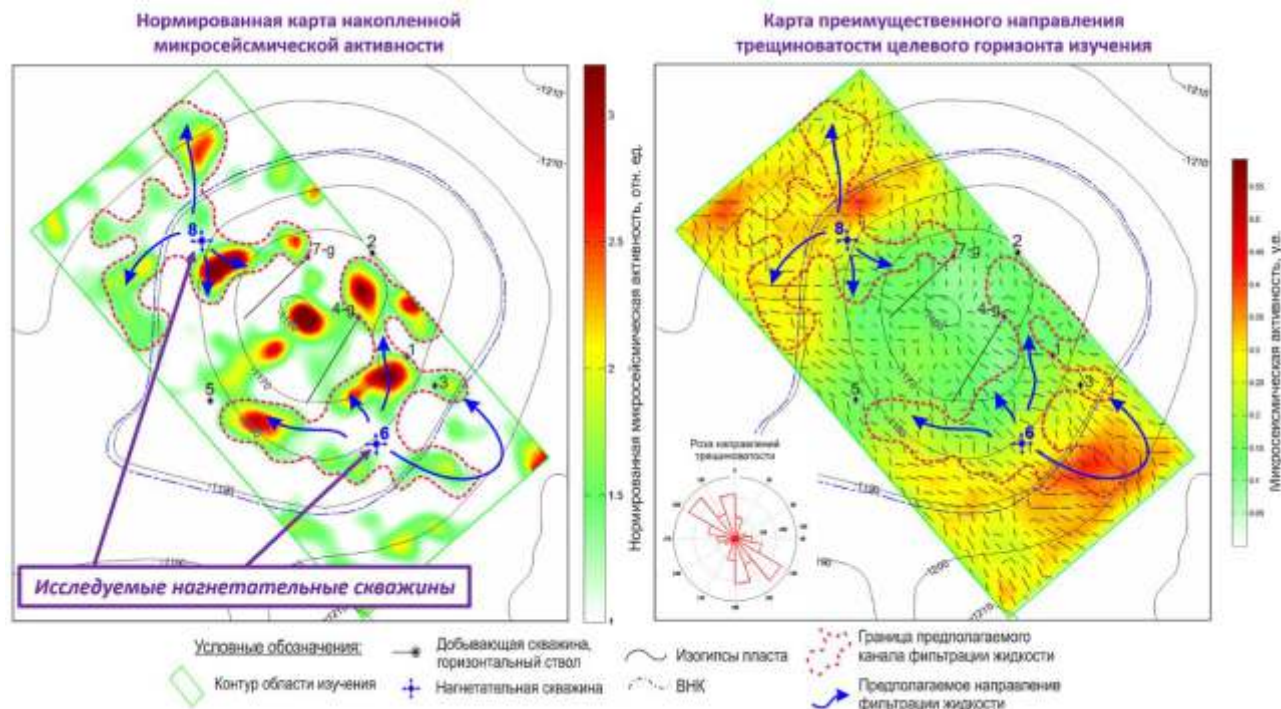
1. Оценка направлений движения флюида по латерали и оконтуривание каналов фильтрации в целевом горизон-

те, а также прогноз ухода (в %) рабочего агента в законтурную область залежи/ПХГ/ПЗП;

2. Определение перетоков флюида по вертикали на многопластовых объектах;

3. Оценка зон дренирования добывающих скважин;

4. Контроль за процессом закачки



▲ Рис. 4. Результаты микросейсмического мониторинга закачки воды в пласт-коллектор при разработке залежи УВ.

флюида (флюидоперетоками в вышележащие отложения) для безопасного функционирования полигонов захоронения промстоков (ПЗП)/CO₂ и подземных хранилищ газа (ПХГ);

5. Определение преимущественного направления естественной трещиноватости и её локальной изменчивости по латерали и вертикали в целевом интервале изучения;

6. Контроль за образованием автоГРП при нагнетании рабочего агента в пласт через нагнетательную скважину;

7. Контроль за распространением CO₂ при закачке в пласт для захоронения или повышения нефтеотдачи;

8. Контроль за распространением газа при закачке в ПХГ.

Заводнение продуктивного пласта является стандартным мероприятием на разрабатываемых месторождениях, которое способствует как увеличению темпа отбора нефти, так и ускоренному обводнению скважин. Поэтому знание основных направлений продвижения нагнетаемой воды является исключи-

тельно важным для повышения эффективности разработки. С этой целью проводятся специальные мероприятия типа гидродинамического прослушивания, закачки индикатора, осуществляются постоянный контроль и анализ обводненности скважин на промысле и т.д.

На рис. 4 представлены результаты микросейсмического мониторинга закачки воды в пласт-коллектор через нагнетательные скважины №№ 6 и 8 при разработке залежи нефти в отложениях тульского горизонта нижнего карбона.

Согласно выделенным по результатам мониторинга каналам фильтрации и направлениям движения жидкости в пласте, основное влияние нагнетательной скв. № 6 идет на добывающие скв. № 4-г (горизонтальный ствол), 1 и 3, а нагнетательной скв. № 8 на добывающую скв. № 7-г (горизонтальный ствол), плюс значительный уход рабочего агента в законтурную область залежи нефти. Влияние от закачки на добывающие скважины №№ 2 и 5 вероятнее всего идет от обеих нагнетательных скважин,

однако, согласно выделенным каналам и микросейсмической активности большее влияние на них прослеживается от скв. № 6.

Учитывая наличие выходов микросейсмической активности в законтурную часть залежи нефти с учетом выделенных предполагаемых границ каналов фильтрации проведен расчет процента потерь рабочего агента (воды) в законтурную область. Расчет был проведен с учетом того, что увеличение количества фильтрующейся жидкости в пласте стимулирует пропорциональное увеличение микросейсмической активности в направлении движения жидкости. Согласно проведенному расчету, прогнозные потери рабочего агента (воды) в законтурную область залежи УВ на скв. № 6 составили порядка 10%, а на скв. № 8 значительно больше - порядка 55% от закачиваемой жидкости.

По результатам оценки доминирующих направлений трещиноватости пласта в рамках проведенного мониторинга выявлено, что горизонтальные стволы скв. №№ 4-г и 7-г пробурены вкрест преобладающего азимута естественной трещиноватости в целевом горизонте, что является оптимальным с точки зрения охвата максимальной зоны дренирования пласта скважинами.

Проведение пассивного микросейсмического мониторинга закачки флюида в пласт-коллектор и дальнейшее использование результатов по направлениям движения и каналам фильтрации жидкости, а также по ориентации трещиноватости в целевых горизонтах, позволит выявлять области с не дренируемыми запасами, прогнозировать процент потерь рабочего агента в законтурную область, оптимизировать режимы закачки, выбирать местоположения нагнетательных и добывающих скважин при их

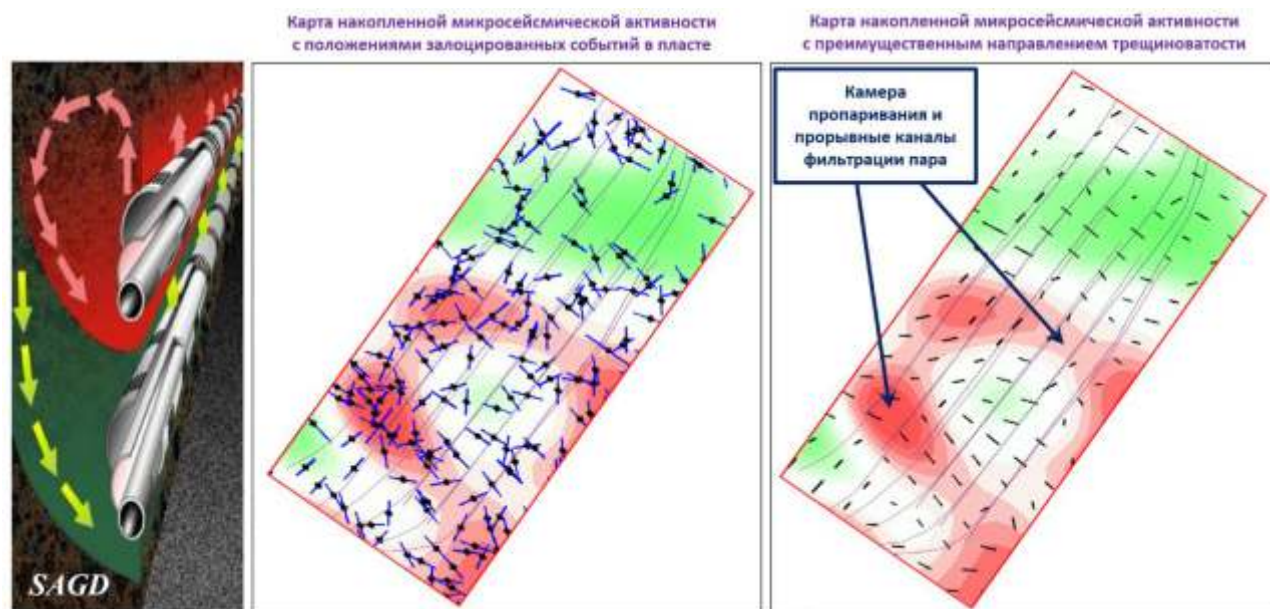
проектировании, уточнить расчеты при проведении гидродинамического моделирования (ГДМ), тем самым достичь максимального КИН при существенной экономии на непроизводительных затратах.

Экологичное и безопасное функционирование полигонов захоронения промстоков и подземных хранилищ газа также требует проведения постоянного мониторингового наблюдения за процессом закачки для контроля прорывов в вышележащие отложения, прослеживания текущего контура распространения закачиваемого флюида в поглощающих рабочих горизонтах, степени заполнения поглощающего резервуара для принятия возможных мер по регулированию этих процессов, их безаварийной эксплуатации.

Мониторинг теплового воздействия на пласт

В мировой и российской практике нефтедобычи существуют различные тепловые методы воздействия на пласт для разработки залежей тяжелых высоковязких нефтей и битумов, которые различаются технологическими и экономическими характеристиками: паротепловые обработки призабойных зон скважин (SAGD и другие), площадная закачка в пласт теплоносителей - пара или горячей воды, внутрискважинное горение, термохимические обработки и т.д.

В процессе теплового воздействия на пласт происходит термическое расширение и изменение структуры вмещающих пород, что приводит к механическим деформациям пласта-коллектора и примыкающих к нему толщ. Все это значительно повышает микросейсмическую активность в данных зонах относительно общего фона.



▲ Рис. 5. Теоретический пример результатов микросейсмического мониторинга теплового воздействия на пласт методом SAGD.

Постановка микросейсмического мониторинга теплового воздействия на пласт позволяет решать следующие задачи:

1. Выявление каналов фильтрации и оценка направления движения теплового рабочего агента в пласте,
2. Определение размеров паровой камеры;
3. Оценка положения фронта горения, его протяженности и направленности.

На рис. 5 представлено теоретическое представление, с учетом опыта работ по мониторингам закачки, на возможные результаты микросейсмического мониторинга теплового воздействия на пласт на блоке разработки методом SAGD. Повышенная микросейсмическая активность в районе горизонтальных стволов скважин, должна быть связана с камерой пропаривания и прорывными каналами фильтрации пара.

Оценка зоны пропаривания пласта и выявление прорывных каналов фильтрации пара позволит лучше понимать процессы, проходящие в пласте и подо-

брать оптимальные мероприятия для повышения нефтеотдачи на блоке SAGD.

Заключение

Пассивные наземные микросейсмические мониторинги в настоящее время получили значительное распространение и обширную область применения, они стали эффективным инструментом при изучении, разработке и эксплуатации недр в нефтегазовой и горнодобывающей отраслях.

Литература

1. Р.С. Хисамов, А.С. Ахметшина, В.А. Таипова, М.М. Салихов, И.Р. Шарапов [2015] Пассивный наземный микросейсмический мониторинг гидроразрыва пласта в нагнетательных скважинах ОАО «Татнефть»: результаты и их достоверность, Научно-технический и производственный журнал "Нефтяное хозяйство" (7), 2015, с. 34-38
2. С.И. Александров, В.А. Мишин, Д.И. Буров [2015] Проблемы скважинного и наземного микросейсмического мониторинга гидроразрыва пласта, Геофизика, 2015, с. 58-63

3. Шарапов И.Р., Биряльцев Е.В., Рыжов В.А., Феофилов С.А. [2018] Выявление зон активной естественной трещиноватости пород на основе наземных пассивных микросейсмических исследований, EAGE: Санкт-Петербург 2018. Инновации в геонауках – время открытий, Тезисы.

4. И.Р. Шарапов, Р.С. Хисамов, Н.А. Назимов, Р.Ф. Хусаинов, С.А. Феофилов, В.А. Рыжов [2019] Возможности микросейсмических исследований при проектировании положения горизонтального ствола скважины и многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) на примере скважины ПАО «Татнефть», EAGE: Горизонтальные скважины 2019. Проблемы и перспективы, Тезисы.

5. И.Р. Шарапов, А.Д. Саетгараев, С.В. Огановский, С.А. Феофилов, В.А. Рыжов, И.Н. Нигматов [2020] Микросейсмический мониторинг зон активной естественной трещиноватости как инструмент прогноза дизъюнктивных нарушений и разуплотненных зон для снижения рисков обрушения породы в районах горнопроходческих работ на нефтешахтах Ярегского нефтетитанового месторождения ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», EAGE: Санкт-Петербург 2020. Геонауки: трансформируем знания в ресурсы, Тезисы.

Подробнее об авторах



Шарапов
Ильшат Рашитович

главный геолог
ЗАО «Градиент»

i.sharapov@gradient-geo.com



Феофилов
Сергей Анатольевич

генеральный директор
ЗАО «Градиент»

s.feofilov@gradient-geo.com