

Анализ поля рассеянных волн для проектирования оптимальной траектории проводки скважины и расположения портов МГРП

■ Баранов В.Д., Киричек А.В., Митяев Е.В., АО «Техобраз», г. Москва
 ■ Кречетов А.В., Гапеев Д.Н., ООО «ГМК Цифра», г. Новосибирск

Введение

Трудноизвлекаемые и нетрадиционные запасы углеводородов составляют существенную долю ресурсов нефтегазовых компаний. Месторождения с такими запасами имеют невысокую экономическую эффективность при разработке с существующим уровнем технологий, освоенности и доступности разрабатываемых территорий.

Для роста и поддержания высокого уровня добычи ТРИЗ применяются сложные дорогостоящие технологии - бурение горизонтальных и многоствольных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП). Успешность данных мероприятий напрямую зависит от подготовки дизайна и выбора месторасположения горизонтальной части ствола скважины, расположения портов МГРП. Продуктивная толща имеет сложное неоднородное строение, меняющееся как по латерали, так по вертикали. Зоны естественной трещиноватости и разуплотнения породы-коллектора, чередуются с участками с низкой проницаемостью. Прогнозировать эту изменчивость с помощью стандартных технологий сейсморазведки МОГТ или ГИС практически невозможно. МОГТ имеет ограничения метода по разрешенности, а ГИС дает характеристики лишь в пространстве рядом со скважиной.

Способность геологических слоев не только отражать волны, но и рассеивать сейсмическую энергию может дать необходимую информацию об изменчивых свойствах коллектора. Фокусировка рассеянных волн в местах их зарождения

производится специальными методами сейсмической миграции, позволяющими выявлять и картировать такие зоны разуплотнения породы.

Из полного волнового поля МОГТ вычитаются очень сильные (по сравнению с рассеянными) отраженные волны, являющиеся для данного метода волнами-помехами. Эффективным методом для исследования рассеивающих объектов является метод FractureCSP.

Метод FractureCSP позволяет получать временные кубы рассеянных волн, содержащие уникальную информацию о зонах трещиноватости (разуплотнения), которые при традиционной обработке сейсмических данных полностью теряются на фоне гораздо более интенсивных отражающих элементов. Метод CSP основывается на теории обратных и условно-корректных задач математической геофизики и суперкомпьютерных вычислениях [1]. На основе анализа разрезов и карт рассеянных волн, полученных по методу FractureCSP, выполняется прогноз зон распространения естественной трещиноватости.

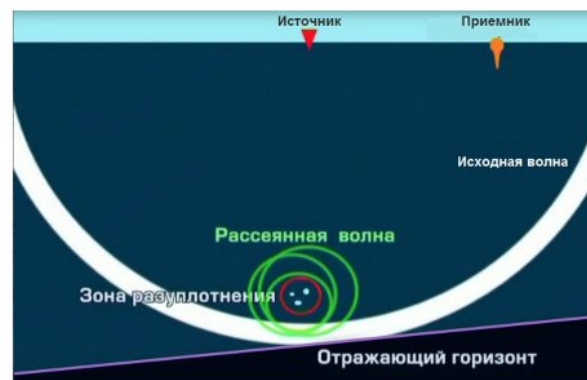
Для контроля за проведением МГРП разработана технология поверхностного микросейсмического мониторинга MicroseismicCSP, позволяющая решать традиционные задачи мониторинга ГРП, такие как локализация гипоцентров микросейсмических событий, отслеживание раскрытия и геометрических размеров трещин ГРП, включая их длину, высоту, асимметрию и азимут, а также проводить анализ интенсивности излучения микросейсмической энергии при

производстве ГРП. На основе решения обратной динамической задачи рассчитывается тензор сейсмического момента. Анализ тензора позволяет определять энергетические параметры микросейсмических событий, характеризующие процессы микросейсмической активности при производстве ГРП на каждой стадии. [4].

Одновременное применение и комплексная интерпретация результатов указанных технологий открывает новые возможности для эффективного проектирования горизонтальных участков стволов скважин и расположения портов МГРП. Ниже приведены примеры комплексной интерпретации поля рассеянных волн и данных микросейсмического мониторинга на месторождениях Западной Сибири.

Теоретические основы метода FractureCSP

Метод реализует строгое решение обратной задачи разделения полного волнового поля на отраженную и рассе-

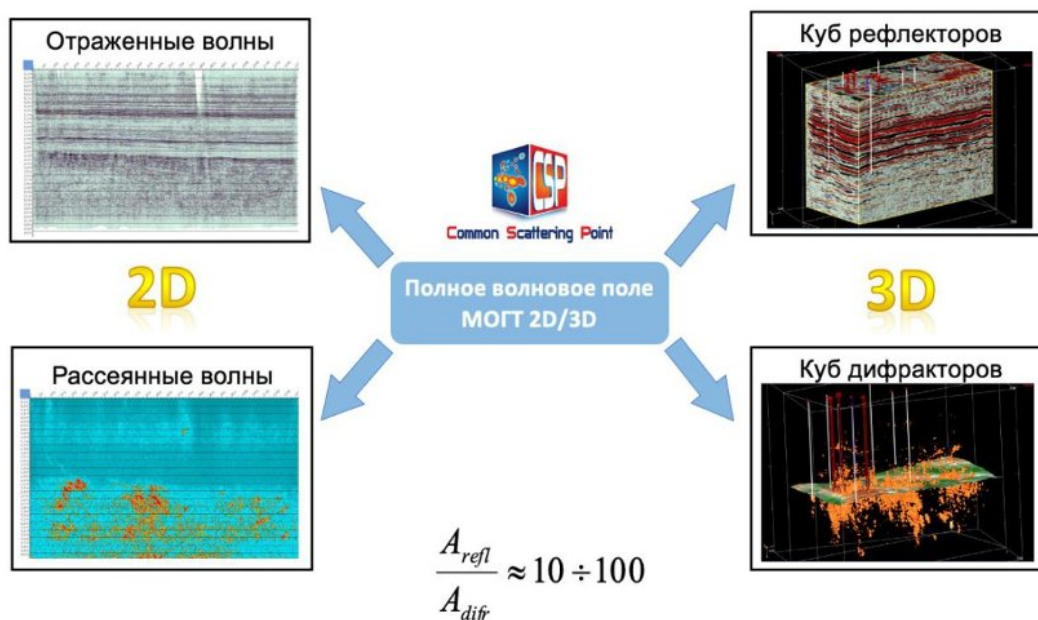


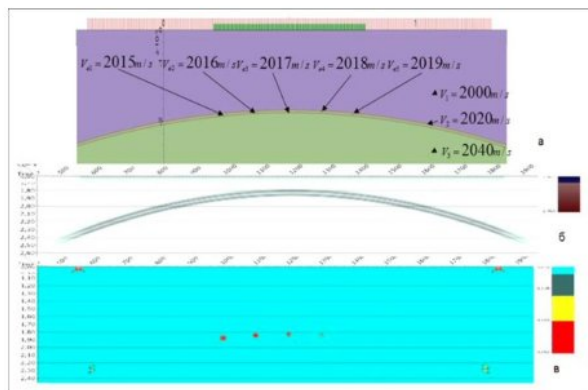
▲ Рис. 1. Визуализация образования рассеянной волны от зоны разуплотнения в трещинно-кавернозном коллекторе в сравнении с отраженной волной.

янные компоненты. Математически корректное разделение волн позволяет визуализировать невидимые при стандартной обработке сейсмических данных рассеивающие элементы (Рис. 1, 2).

Обработка стандартных сейсморазведочных данных по методу FractureCSP реализована в виде законченного графа в программном обеспечении «CSP-PSTM 2D/3D», предназначенного для работы на высокопроизводительных вычислительных кластерах. Метод CSP обладает

▼ Рис. 2. Разделение результатов обработки волнового поля на кубы рефлекторов (отраженные волны) и дифракторов (рассеянные волны).





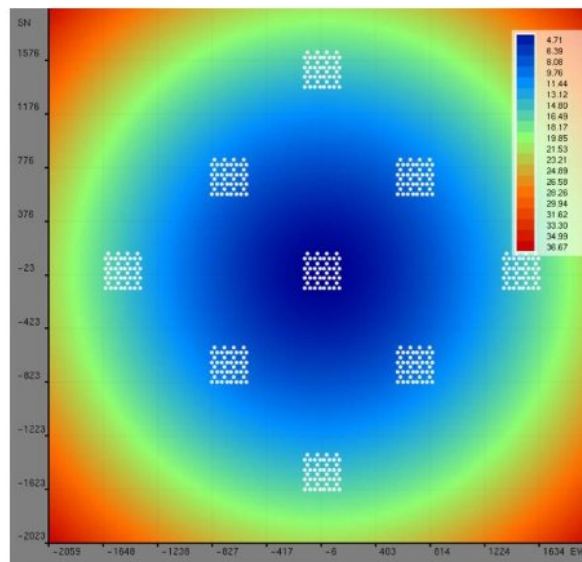
▲ Рис. 3. Разрешающая способность метода на примере антиклинальной складки.

высокой разрешающей способностью. На рисунке 3, в верхней части, изображена модель антиклинальной складки, использованной для расчета синтетических сейсмических данных. Модель состоит из трех слоев. Средний слой, толщиной 50 м, содержит круговые включения диаметром 40 м.

Численные расчеты показали, что амплитуды рассеянных на включениях волн, меньше амплитуд отраженных волн от 50 (левое включение) до 250 (правое включение) раз. На временном разрезе, полученном по стандартной технологии прелестековой временной миграции (средняя часть рисунка), присутствуют только отражающие границы, а рассеивающие элементы совершенно не видны. Вместе с тем дифракторы очень хорошо видны на разрезе, полученном по методу CSP (нижняя часть рисунка).

Теоретические основы метода MicroseismicCSP

Микросейсмический мониторинг на месторождении УВС включает следующие этапы работ: проектирование, полевые работы, специализированная обработка и интерпретация результатов. На этапе проектирования необходимо иметь представление о возможностях



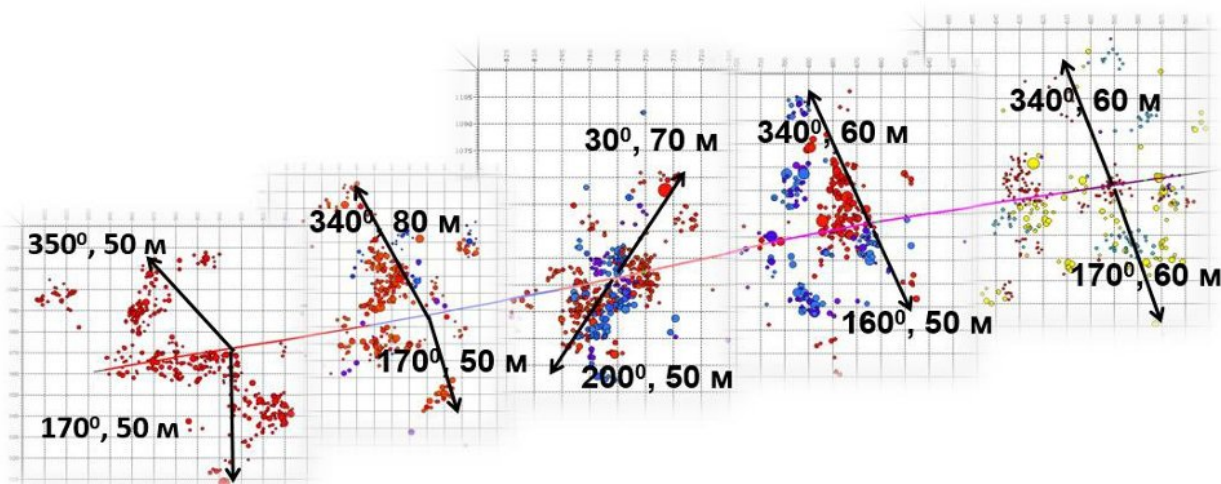
▲ Рис. 4. Результаты работы модуля проектирования полевой системы наблюдения на примере «патчевой» системы наблюдения (сеть малоапертурных групп).

метода, в частности, точности определения параметров микросейсмических событий (Рис. 4).

Задача локации микросейсмических событий в расширенном смысле включает определение координат, тензора сейсмического момента и формы импульса для каждого микросейсмического события. Метод MicroseismicCSP для решения задачи локации использует обращение годографа прямой волны и пересчет амплитуд в тензор сейсмического момента – естественным образом разделяется на обратную кинематическую и динамическую задачи [3].

Обработка данных микросейсмического мониторинга по методу MicroseismicCSP реализована в виде законченного графа в программном обеспечении «FracLoc», предназначенного для работы на высокопроизводительных вычислительных кластерах или серверах.

Проверка временных интервалов производства технологических операций многостадийного ГРП осуществляется



▲ Рис. 5. Зарегистрированные источники микросейсмической эмиссии в процессе МГРП и их геометрические параметры (проекция участка ствола скважины с портами на горизонтальную плоскость).

построением частотно-временных диаграмм процессов производства операций Замещения, Мини ГРП и основного ГРП. Определяются характерные частоты сейсмических помех, порождаемых работой технологического оборудования флота ГРП, проводится их фильтрация с применением режекторной, компенсационной, пространственной, полосовой и других типов фильтрации.

Пример совместного применения технологий на одном из месторождений Западной Сибири

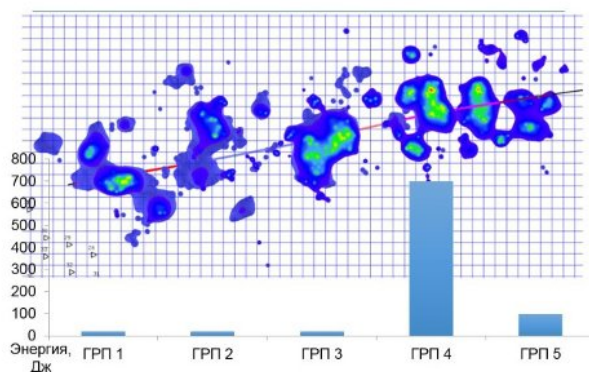
Месторождение расположено на территории ХМАО в Сургутском нефтегазоносном районе Среднеобской нефтегазоносной области.

На 1-м этапе исследований был проведен микросейсмический мониторинг процесса 5-ти стадийного МГРП в скважине с горизонтальным окончанием. Скважина пробурена в продуктивный пласт БС17 нижнемелового возраста, длина горизонтального участка ствола – 360 метров. В результате выполненных наблюдений и обработки данных установлены геометрические параметры созданных зон искусственной трещиноватости (рис. 5). Линейные размеры

области микросейсмической активности по обоим направлениям составляют порядка 50-70 метров. Линейные размеры области микросейсмической активности по глубине для пяти интервалов составляют порядка 20 метров. Установлено, что трещины разрыва развивались перпендикулярно стволу скважины, преимущественно в северо-западном и юго-восточном направлениях, симметрично для каждого интервала. Для первого и пятого интервалов наблюдаются микросейсмические события, распространяющиеся вдоль ствола скважины.

Анализ энергетических параметров микросейсмических событий, показал, что четвертая и пятая стадии МГРП (4 и 5 порт) выделяются повышенными значениями суммарной излученной сейсмической энергии (рис. 6.), максимальное число событий также зарегистрировано именно на этих стадиях.

На 2-м этапе выполнена специализированная обработка сейсмических данных 3Д в районе пробуренной скважины по технологии FractureCSP для выявления зон естественной трещиноватости. О наличие естественной трещиноватости в изучаемых отложениях неок-



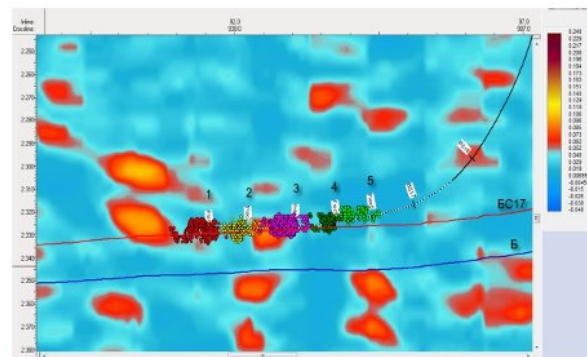
▲ Рис. 6. Горизонтальный срез изоповерхности плотности энергий и график суммарной энергии микросейсмических событий по каждому из портов.

ма (пласт БС17) свидетельствует множество факторов, приведем основные из них:

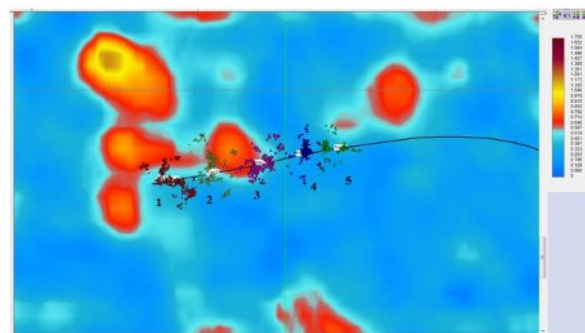
- Трещиноватость обнаружена в образцах керна и исследована в шлифах [5];
- Наличие смешанного типа коллектора установлено по типу КВД и результатам гидропрослушивания [2];
- Существенное расхождение дебитов газоконденсата, рассчитанных по проницаемости, определенной по данным интерпретации ГИС и газогидродинамических исследований [2];
- Наличие благоприятных факторов для формирования трещиноватости (тектоническая активность, АВПД, литологическая неоднородность, повышенная карбонатность).

Эти факторы позволяют интерпретировать повышенные значения амплитуд рассеянных волн в интервале залегания пласта БС17 как зоны естественной трещиноватости. На вертикальный срез куба рассеянных волн и фрагмент карты (рис. 7, 8.) точками нанесены зарегистрированные микросейсмические события (цвет соответствует стадии).

Детальное изучение рассеянных волн вблизи горизонтального участка ствола показало, что скважина вскрыла неболь-



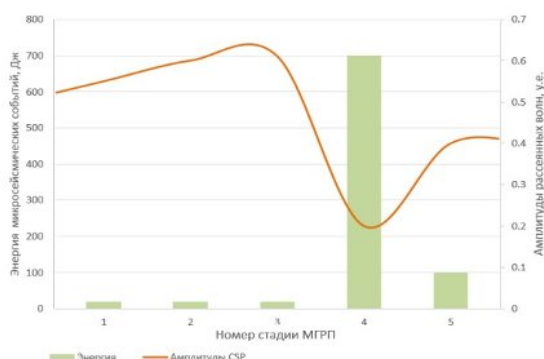
▲ Рис. 7. Вертикальный срез куба рассеянных волн вдоль горизонтального участка ствола. Цифрами указаны порты (стадии) МГРП.



▲ Рис. 8. Фрагмент карты амплитуд рассеянных волн в интервале пласта БС17 с микросейсмическими событиями. Цифрами указаны порты (стадии) МГРП.

шую зону естественной трещиноватости в районе портов 2-3. В процессе проведения 1-й стадии ГРП зафиксированы события, распространяющиеся до достаточно объемной зоны трещиноватости на севере. Предположительно, скважина после ГРП дренирует эту зону.

Порт 2 оказался рядом, а порт 3 непосредственно в зоне естественной трещиноватости, уже вскрытой (и, вероятно, дренируемой) скважиной, основное количество микросейсмических событий от этих стадий наблюдается именно в этой области. Порты 4 и 5 расположены в области с низкими амплитудами рассеянных волн, что указывает на отсутствие естественной трещиноватости; интервал представлен плотными, акустически

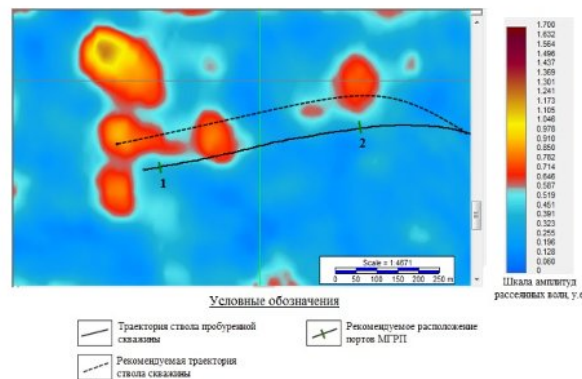


▲ Рис. 9. Сопоставление распределения энергии микросейсмических событий по портам с амплитудами рассеянных волн, зарегистрированных вдоль ствола скважины.

однородными породами, для гидроразрыва которых требуется значительная энергия. Данные наблюдения хорошо согласуются с результатами микросейсмического мониторинга: на 4 стадии ГРП зафиксирована наибольшая энергия эмиссии, количество и активность микросейсмических событий (рис. 9.).

Проведенные исследования полностью подтверждают фактическими показателями работы скважины. После 1-й стадии ГРП дебит нефти увеличился практически в 2 раза (прирост 88%), что подтверждает предположение о включение в работу закартированной на северо-западе от забоя зоны естественной трещиноватости (рис. 4.). Незначительное (прирост менее 10%) увеличение дебита зафиксировано после ГРП на 3-й стадии; после проведения ГРП на остальных стадиях (4,5) прироста дебита не произошло. По нашему мнению, одна из главных причин неэффективности ГРП в этих портах — их некорректное расположение.

Имея перед проектированием работ информацию о фактическом распространении естественной трещиноватости в среде, можно было бы расположить порты оптимально, вблизи не вскрытых



▲ Рис. 10. Фрагмент карты амплитуд рассеянных волн с рекомендуемой траекторией ствола скважины и расположением портов МГРП.

скважиной зон трещиноватости, либо провести ствол скважины через них для максимального охвата. По результатам работ определена оптимальная схема расположения портов ГРП на горизонтальном участке пробуренного ствола скважины, а также рекомендуемая траектория горизонтального участка ствола скважины для максимального охвата зоны естественной трещиноватости (рис. 10.).

Выводы

Использование результатов комплексной интерпретации специализированной обработки материалов сейсморазведки по технологии FractureCSP и микросейсмического мониторинга по технологии MicroseismicCSP позволяет прогнозировать зоны естественной трещиноватости (разуплотнения) до бурения скважины и после него, при проведении ГРП, что может повысить эффективность поискового и эксплуатационного бурения. На основе комплекса технологий возможна оптимизация затрат при проводке ствола скважины, проектировании дизайна и расположения портов МГРП в скважинах-кандидатах.

Литература

1. Анохина Е.В., Ерохин Г.Н., Кремлев А.Н., Гапеев Д.Н., Киричек А.В. CSP - комплексный подход к задачам поиска и микросейсмического контроля разработки трудноизвлекаемых запасов углеводородов // Сборник научных трудов "ВНИИНЕФТЬ" Технологии повышения эффективности разработки нефтяных месторождений. - М. - 2015. - № 152. - С. 45-65
2. Брехунцов А.М., Кучеров Г.Г., Стасюк М.Е. Типы коллекторов в отложениях ачимовской толщи Восточно-Уренгойской зоны // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. М. - 1998. - № 7. - С. 2-6.
3. Гапеев Д.Н., Потапов А.А. Линейная оценка погрешности локации микросейсмических событий // Геофизические технологии. – Новосибирск. – 2018. - №1. – с. 15-24.
4. Гапеев Д.Н., Калабин А.В., Киричек А.В. Опыт и перспективы практического применения микросейсмического мониторинга ГРП // Горизонтальные скважины 2017: сборник докладов 2-й Междунар. науч.–практ. конф., Казань, 2017.
5. Курчиков А.Р., Бородкин В.Н., Недосекин А.С., Смирнов О.А., Самитова В.И. Характеристика типа коллекторов пород ачимовской толщи севера Западной Сибири // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. - Тюмень. - 2015. - № 3. - С. 20-23.

Подробнее об авторах



Баранов
Валерий Дмитриевич

К.э.н., Генеральный
директор АО «Техобраз»



Киричек
Антон Владимирович

К.г.-м.н., Главный геолог
АО «Техобраз»



Митяев
Егор Владимирович

Исполнительный директор
АО «Техобраз»



Кречетов
Антон Вячеславович

Генеральный директор
ООО «ГМК Цифра»



Гапеев
Денис Николаевич

Зам. генерального
директора
ООО «ГМК Цифра»