



Society of Petroleum Engineers

SPE-176710-RU

Микросейсмический мониторинг многостадийного гидроразрыва пласта в условиях сложнопостроенных коллекторов Волго-Уральского региона России

Конопелько А., Суковатый В., ЗАО «Газпром нефть Оренбург»; Митин А., Рубцова А., Weatherford

Авторское право 2015 г., Общество инженеров нефтегазовой промышленности

Этот доклад был подготовлен для презентации на Российской нефтегазовой технической конференции SPE, 26 - 28 октября, 2015, Москва, Россия.

Данный доклад был выбран для проведения презентации Программным комитетом SPE по результатам экспертизы информации, содержащейся в представленном авторами реферате. Экспертиза содержания доклада Обществом инженеров нефтегазовой промышленности не выполнялась, и внесение исправлений и изменений является обязанностью авторов. Материал в том виде, в котором он представлен, не обязательно отражает точку зрения SPE, его должностных лиц или участников. Электронное копирование, распространение или хранение любой части данного доклада без предварительного письменного согласия SPE запрещается. Разрешение на воспроизведение в печатном виде распространяется только на реферат объемом не более 300 слов; при этом копировать иллюстрации не разрешается. Реферат должен содержать явно выраженную ссылку на авторское право SPE.

Резюме

Одним из наиболее часто применяемых и эффективных методов интенсификации притока является создание обширной сети искусственных трещин в пласте и активация фильтрации в естественных трещинах с помощью гидроразрыва пласта. Данная технология активно применяется как в мире, так и на всей территории России. Для применения метода интенсификации притока с использованием гидроразрыва пласта огромную роль играют геомеханические параметры пласта, его структура, направление максимального горизонтального стресса. Большинство разрабатываемых в настоящий момент коллекторов имеют сложное, неоднородное строение, поэтому прогнозирование результатов ГРП с достаточной точностью становится чрезвычайно сложной задачей. При этом, проводить такие дорогостоящие и трудоемкие операции без тщательного планирования и понимания того результата, который будет получен, особенно при применении массивного ГРП на месторождении, практически невозможно. Для решения этой задачи был разработан целый комплекс решений, в их числе микросейсмический мониторинг – метод пассивного сейсмического прослушивания, позволяющий картировать сеть трещин,

создаваемых при ГРП, определить основные их направления и оценить геомеханические свойства коллектора. Микросейсмический мониторинг ГРП является одним из наиболее достоверных способов картирования систем трещин, образованных в результате гидроразрыва в пласте. Трещины часто имеют достаточно сложную структуру, что не позволяет с необходимой точностью моделировать результат гидроразрыва пласта на основе геологической и гидродинамической модели коллектора. Это приводит к низкой эффективности гидроразрыва, значительным временным и финансовым затратам. В данной работе представлены результаты микросейсмического мониторинга ГРП, проведенного на скважине нефтяного месторождения Волго-Уральского региона России в 2014 году, показана важность всестороннего изучения структуры трещинного пространства на месторождении для эффективной разработки. В результате мониторинга было определено наличие двух различных по направлениям систем трещин, образованных в результате ГРП, сделаны предположения о возможных причинах такого поведения трещин, а также выводы о необходимости дальнейшего изучения свойств коллектора, сложенного различными по структуре породами.

Введение

К трудноизвлекаемым запасам часто относят все запасы углеводородов, для добычи которых требуется применение методов интенсификации притока, а также привлечение дополнительных дорогостоящих технологий, позволяющих рентабельно добывать такие запасы. К 2015 году в России доля таких месторождений значительно выросла по отношению к той ситуации, которая наблюдалась еще 15-20 лет назад. Так же существенно изменились, были усовершенствованы старые и разработаны новые методы интенсификации притока и вовлечения в добычу дополнительных углеводородов.

Труднейшей задачей, стоящей перед инженерами при разработке трудноизвлекаемых запасов является определение оптимальной траектории бурения скважин и правильное планирование последующих геолого-технических мероприятий (ГТМ) по стимулированию притока. Начиная с прорыва 2012 года, когда большое распространение в России получил многостадийный ГРП в горизонтальных скважинах, количество операций с этим типом заканчивания выросло до 9000 в 2014 году (Lebedev, 2015) и в настоящее время Россия уверенно держится на втором месте по применению ГРП в мире. Основной причиной несоответствия фактических и прогнозных показателей добычи после проведения различных ГТМ, является недостаточная изученность свойств пласта (до 73% случаев, по данным Weatherford). При этом некоторые из этих свойств, становятся критически важными при воздействии на пласт.

Для оценки свойств пласта разработано множество геофизических и других методов, позволяющих собрать огромное количество информации о пласте, построить его геологическую, гидродинамическую, геомеханическую модели. Применение обширного набора сопутствующих исследований полностью обосновано при большом объеме планируемого бурения на месторождении, а также при массивном применении мер по стимулированию притока, особенно ГРП. В отсутствие инструментальных методов контроля, фактически происходящих в скважине и пласте процессов при ГРП, крайне важно иметь данные, позволяющие оценить эффективность и правильность выбора способа заканчивания скважин, без них практически невозможно точно определить параметры, отвечающие всем основным скважинным и пластовым условиям.

Существует несколько основных методов, позволяющих оценить параметры создаваемых трещин при ГРП, среди них – исследования трейсерами, гидродинамические исследования, скважинные наклонометры, кросс-дипольный акустический каротаж, изотопные маркеры, термокаротаж, микросейсмический мониторинг. При всем разнообразии способов контроля выполнения ГРП, микросейсмический мониторинг позволяет получить наиболее детальную информацию по всем основным параметрам, таким как:

- Азимут распространения трещин
- Высота трещин
- Полудлина трещин
- Асимметрия
- Магнитуда происходящих событий
- Корреляция процесса закачки и формирования трещины в пласте
- Механизм возникновения события

Микросейсмический мониторинг ГРП применяется для регистрации параметров трещин, созданных при ГРП уже более 15 лет по всему миру. Метод основан на тех же принципах, что и традиционная сейсмология, база которой была заложена еще в XIX веке знаменитым русским ученым Б.Б. Голициным. Уже тогда сейсмограф Голицина позволял зарегистрировать сигнал подземных землетрясений и определить положение их очагов на значительных расстояниях по всему земному шару (Храмов, 1983).

Обзор метода

Микросейсмический мониторинг – метод пассивного сейсмического прослушивания, позволяющий картировать сеть трещин, создаваемых при ГРП, определить основные их

направления и оценить геомеханическую структуру коллектора. Метод основан на принципе регистрации сигнала, получаемого в процессе гидроразрыва пласта при выделении энергии от раскрытия, закрытия создаваемых трещин, смещения частей породы друг относительно друга, переупаковки проппанта, то есть при кратковременном изменении напряжения в пласте. Этот сигнал, или так называемые микросейсмические события происходят с характерными магнитудами обычно от -3 до -1 по шкале моментов M_w (Urbancic, 1999). Высокочувствительные сейсмические приборы, размещенные в близлежащей скважине, регистрируют продольную и поперечную волну от каждого такого события, и после математической обработки определяется точное положение источника сигнала в пространстве, строится карта всех таких событий и производится интерпретация процесса возникновения трещин при гидроразрыве. Микросейсмический мониторинг ГРП имеет две основные разновидности – наземный и скважинный. Метод наземного микросейсмического мониторинга более прост в реализации, т.к. датчики размещаются на поверхности земли, но обладает довольно низкой точностью определения положения событий, особенно по глубине. Внутрискважинный подземный микросейсмический мониторинг предполагает использование соседней скважины в качестве наблюдательной, но при этом имеет гораздо более высокую точность и позволяет получить значительно больший объем информации о ходе ГРП. Также при проведении работ внутри скважины требуется ориентация сейсмоприемников в пространстве с применением внешних источников – сигнала от перфорации, взрыва, сейсмического вибратора, торпедирования скважины.

повышение сейсмичности в сейсмоопасных регионах (Maxwell, 2015).

Технология мониторинга

При проведении мониторинга используются трехкомпонентные сейсмические приборы – геофоны. Расстояние от сенсора до события определяется путем измерения задержки прихода первых вступлений продольной и поперечной волны, с учетом скоростной модели. Положение события определяется с использованием данных о расстоянии до него и направления (угол и азимут), определяемого по направляющим векторам с помощью инверсии. При использовании трехкомпонентных сенсоров (X, Y, Z), направление возникновения события определяется путем расчета поляризации продольной волны по всем трем направлениям. Поскольку используется несколько сейсмоприемников, становится возможна инверсия источника колебаний, которая выполняется с помощью симплекс метода или алгоритма сетевого поиска (Urbancic, 2002). Итоговое положение события рассчитывается путем минимизации пространственной ошибки по всем сейсмоприемникам.

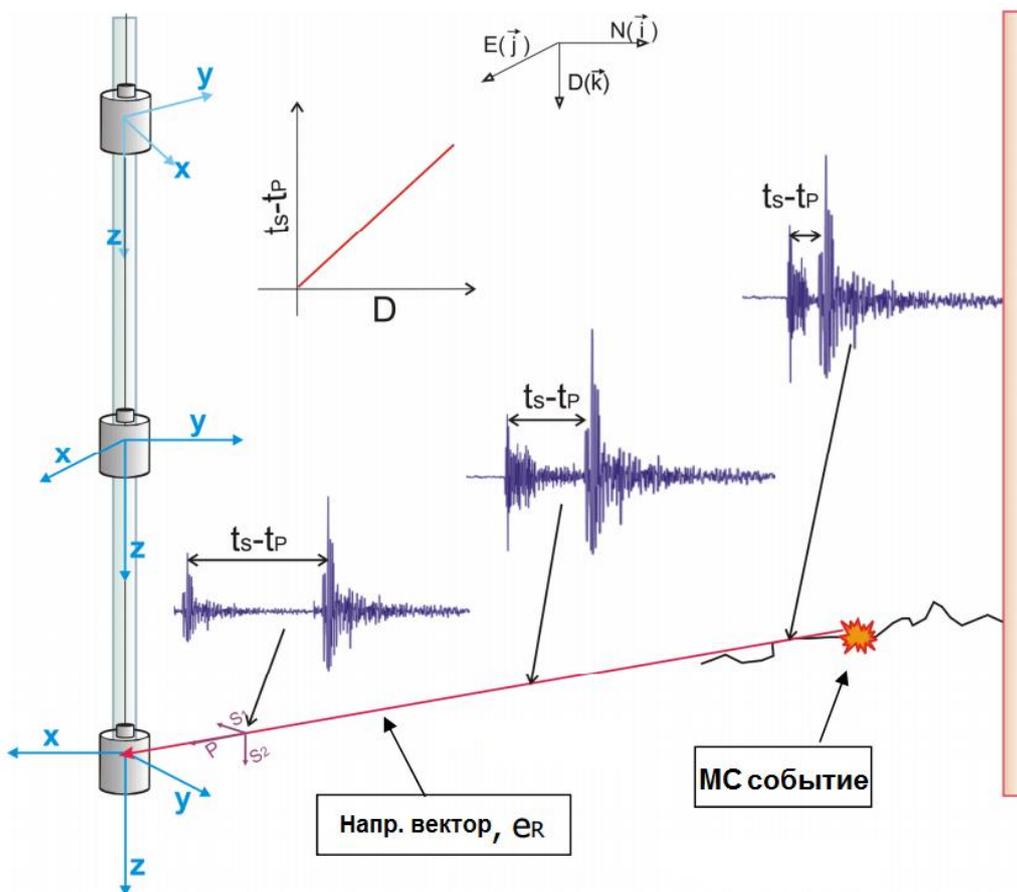


Рисунок 2. Принцип определения эпицентра микросейсмического события

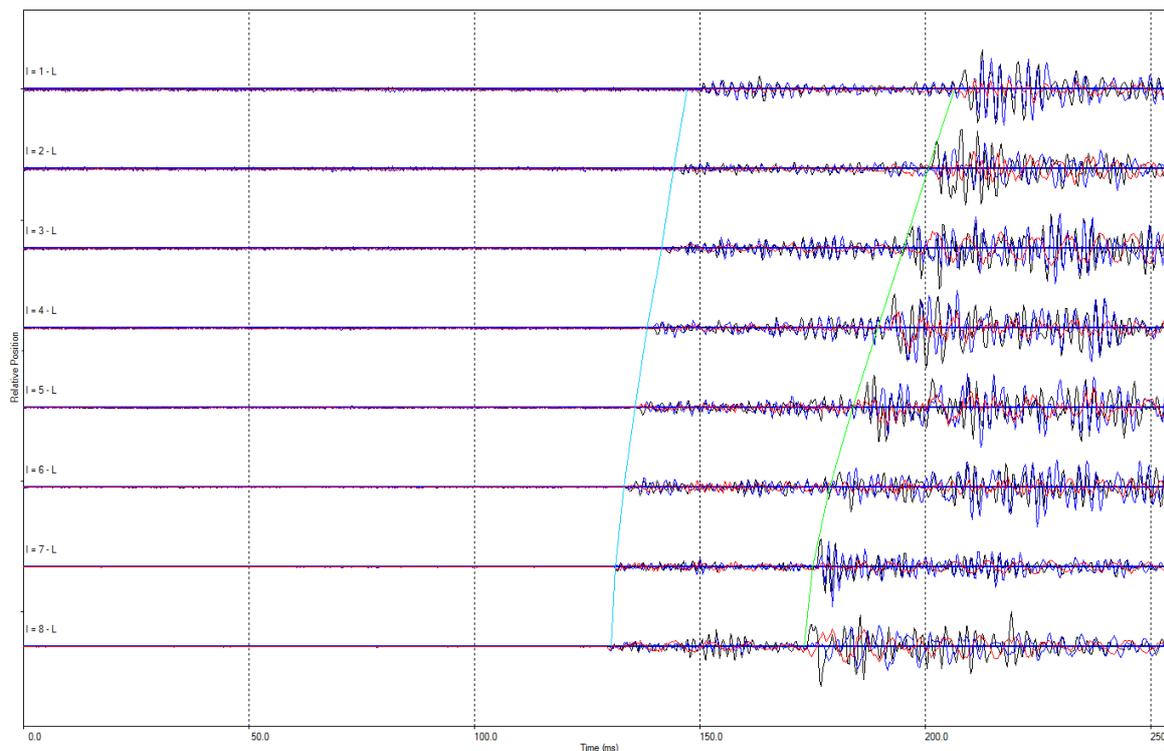


Рисунок 3. Пример микросейсмического события

Данные, регистрируемые комплексом сейсмоприёмников (Рис. 3) в скважине в режиме реального времени передаются на станцию сбора данных, расположенную в каротажном подъемнике, где могут быть оперативно обработаны и проинтерпретированы. Трехмерная карта создаваемых в ходе ГРП трещин передается каждые 10-20 минут оператору месторождения или руководителю ГРП.

Описание месторождения

Геологический разрез исследуемого месторождения был представлен терригенными и карбонатными отложениями платформенного чехла, несогласно залегающими на размывтой поверхности фундамента. Подстилаются они метаморфическими и магматическими породами кристаллического фундамента. Продуктивный пласт представлен частым чередованием проницаемых и плотных кварцевых песчаников, с редкими прослоями аргиллитов. Покрышкой для пласта служит мощная толща непроницаемых глинистых терригенных и карбонатных пород.

По кровле целевого пласта отмечается общее погружение слоев на юго-запад при региональном увеличении мощности соленосной толщи в восточном направлении. Поверхность в области лицензионного участка осложнена солянокарстовыми мульдами, довольно широко развитыми на данной площади работ. Их формирование происходило за счет развития соляного карста в тектонически ослабленных зонах.

Зона исследования осложнена крупными и более мелкими оперяющими разломами. Структурная карта по кровле целевого пласта представлена на Рис. 4.

Наличие разломов в зоне дренирования оказывает значительное влияние на то, как будет работать скважина после проведения ГРП. Например, известны случаи, когда созданная трещина ГРП распространялась в разлом в нижележащем пласте, содержащем воду, после чего приходилось ликвидировать скважину или же наоборот – трещина уходила в нефтенасыщенный пласт, что приводило к продуктивности в несколько раз выше ожидаемой. Именно поэтому очень важно правильно спроектировать сетку бурения скважин исходя из информации по региональной и локальной тектонике. В идентифицировании разломов большую роль играет 3D сейсмика, однако далеко не всегда она может обнаружить мелкие разломы, которые тем не менее также оказывают влияние на продуктивность скважин.

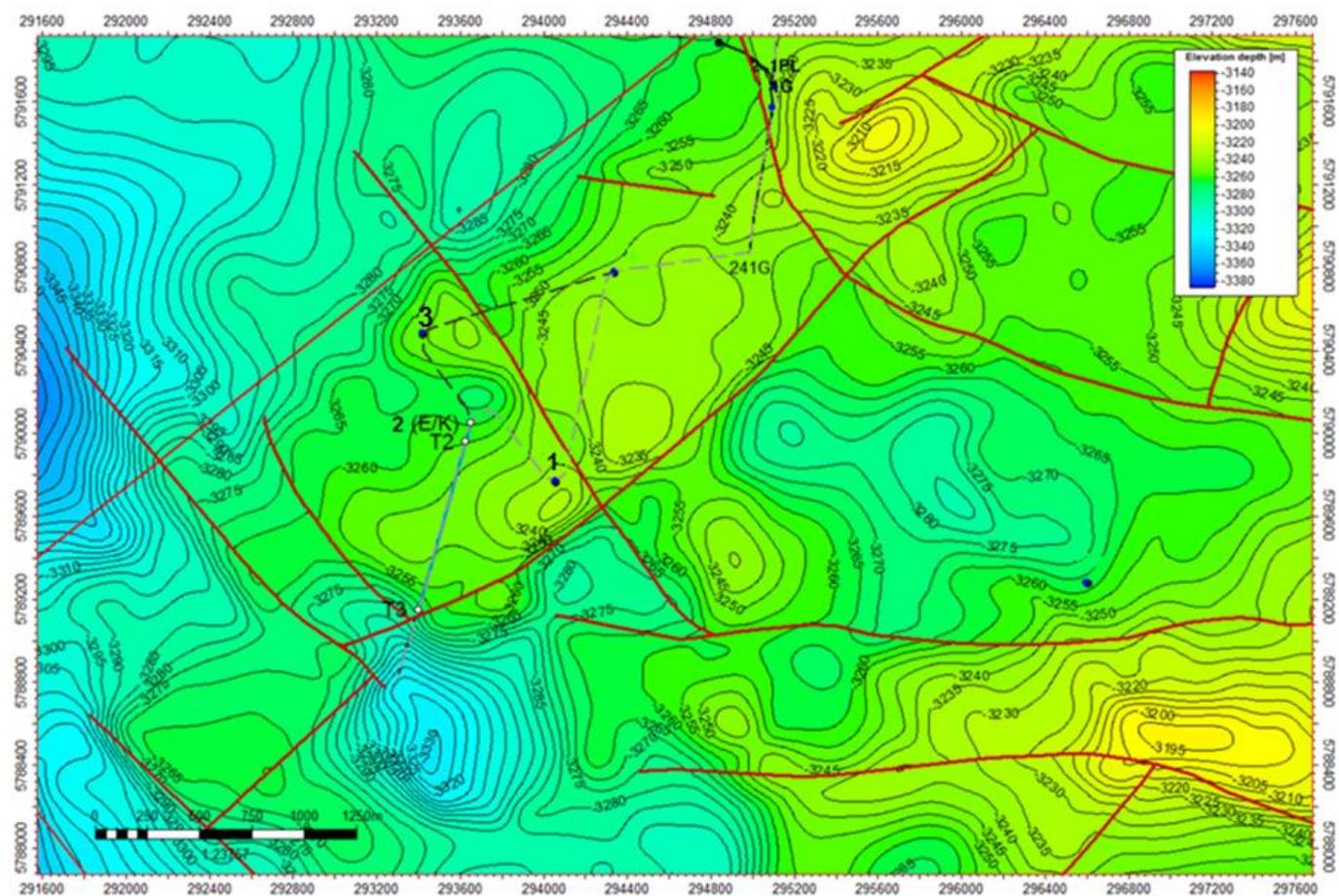


Рисунок 4. Структурная карта по кровле целевого пласта (1 – наблюдательная скважина, 2 – скважина ГРП)

Цель программы ГРП на исследуемом месторождении – интенсификация добычи нефти за счет проведения эффективных операций на действующем фонде скважин. В перспективе ближайшего десятка лет запланировано значительное количество операций ГРП на действующем фонде скважин с ожидаемым приростом дебита нефти. В рамках этой программы был осуществлен

пилотный проект по бурению нескольких скважин, направленный на определение оптимальной конструкции скважин и выбор метода заканчивания скважин для подтверждения стратегии дальнейшей разработки месторождения. При реализации этой программы были проведены дополнительные комплексы ГИС и ГРП с использованием различных технологий. В соответствии с проектом, было пробурено несколько вертикальных и горизонтальных скважин на целевой пласт. В вертикальных скважинах проведены большеобъемные ГРП (70-100 тонн проппанта) с применением новых технологий, которые позволяют увеличить проводимость трещины в сравнении с обычными технологиями ГРП, а также за счет улучшенной транспортировки и равномерного распределения проппанта позволяют удлинить трещины. В качестве основного варианта была принята программа разработки месторождения с применением горизонтальных скважин. На основе проведенных работ был сделан вывод, что разработка месторождения бурением вертикальных скважин имеет меньшую экономическую привлекательность. Тщательный анализ особенностей пласта и применение современных технологий исследования скважин, позволили сделать вывод о целесообразности заканчивания скважин с горизонтальным окончанием и использованием многостадийного гидроразрыва пласта.

В рамках совершенствования программы ГРП на месторождении недропользователем были проведены работы по исследованиям с расширенным комплексом ГИС: в программу дополнительно было включено проведение замеров прибором кросс-дипольного широкополосного акустического зондирования в два этапа: до проведения ГРП и после ГРП. В результате получена оценка направления и характера распространения трещины пласта после проведения ГРП. Данная информация позволила уточнить эффективность ГРП и в дальнейшем использовалась для корректировки местоположений горизонтальных и нагнетательных скважин при проектировании системы разработки. При этом, данная технология не позволяет оценить такие параметры созданных трещин ГРП как полудлина, асимметрия, ширина зоны трещиноватости, сложность гидроразрыва, а также провести мониторинг многостадийного ГРП в скважинах с горизонтальным окончанием.

В соответствии с проектом разработки было пробурено несколько горизонтальных скважин в период с 2013 по 2015 год. Для определения направления горизонтальных стволов и планирования ГРП использовалась информация, полученная в ходе исследований вертикальных скважин данного проекта. Для снижения рисков, связанных с геологической неопределенностью, было принято решение о бурении пилотных стволов с последующим уточнением плановой траектории. Схема заканчивания скважин включает: спуск в кровлю продуктивного пласта эксплуатационной обсадной колонны 178 мм; установку в интервале горизонтального участка компоновки для

многостадийного ГРП. Последняя состоит из 4, 5 и более секций (портов ГРП) и разделяющих пакеров. Освоение после ГРП производилось с применением колтюбинга. Сравнительный анализ времени и стоимости работ по заканчиванию горизонтальной скважины с применением компоновки с МГРП или использования перфорации для ГРП показал, что при использовании компоновки с портами и пакерами, несмотря на большую стоимость, процесс её развертывания занимает значительно меньше времени, чем выполнение перфорации обсадной колонны, что зачастую оказывается критически важным. Одним из преимуществ компоновок МГРП является то, что они оборудованы регулируемыми элементами, которые позволяют изолировать обводненные зоны пласта.

В рамках программы освоения месторождения на одной из скважин с горизонтальным окончанием был проведен скважинный микросейсмический мониторинг ГРП для уточнения и корректировки дизайна ГРП последующих скважин. Так как компоновка с портами и пакерами не позволяет менять расстояние между стадиями в процессе ГРП, а также принимая во внимание то, что риск прорыва в водонасыщенный пласт был минимален, было принято решение проводить мониторинг с обработкой данных после окончания ГРП, то есть не в реальном времени. Это позволяет более подробно изучить данные, получаемые в ходе мониторинга ГРП, а также снизить издержки и стоимость самих работ.

Микросейсмический мониторинг процесса стимулирования пласта проводился с целью всесторонней оптимизации программы бурения, дизайнов ГРП, количества и расстановки портов и пакеров, изучения свойств пласта и проблем возникающих при проведении операций воздействия на пласт. Поскольку на данном месторождении планируется проведение значительного количества операций ГРП, эффект от такой оптимизации позволит значительно сократить издержки компании оператора в дальнейшем.

Результаты исследований

Скважинный микросейсмический мониторинг выполнялся на нефтяном месторождении Волго-Уральского региона России при проведении гидроразрыва пласта на скважине с горизонтальным окончанием в ходе 7 стадий, с мини ГРП. Гидроразрыв всех стадий был выполнен успешно, за исключением основной стадии № 7, которая была отменена по результатам мини ГРП из-за риска распространения трещин в близлежащий разлом. Основными целями проведения микросейсмического мониторинга являлись:

1. Оценка возможности и целесообразности проведения мониторинга ГРП в данных пластовых условиях, в конкретном регионе;

2. Определение оптимальных параметров мониторинга – максимальные расстояния наблюдения, метод ориентации сейсмоприемников, качество получаемых данных, оптимальные параметры регистрации и обработки, выработка рекомендаций для последующих работ;
3. Подробное картирование сети трещин, образованных в результате ГРП на каждой стадии, определение геометрических параметров трещин – ширины зоны трещиноватости, высоты, полудлины, угла и азимута их распространения;
4. Определение и контроль возможных опасных ситуаций при проведении ГРП – прорывов трещин в выше- и нижележащие пласты, риск получения «СТОП» при закачке и т.п.;
5. Выработка представлений о характере индуцированных трещин ГРП для последующей оптимизации и планирования операций гидроразрыва пласта на данном месторождении, оптимизации сетки бурения, проекта разработки.

Работы по проведению скважинного микросейсмического мониторинга ГРП выполнялись с применением компоновки из 8 трехкомпонентных сейсмоприемников общей длиной 230 метров, спущенной на стандартном трехжильном геофизическом кабеле. Приборы находились на глубине выше целевого пласта из-за наличия перфорации ниже по стволу наблюдательной скважины. Перфорированный интервал был изолирован цементным мостом для предотвращения проявления скважины и возможных выбросов. По этой причине, применение специального противовыбросового оборудования на поверхности не потребовалось. Ориентация сейсмоприемников перед началом работ выполнялась с применением новой для данного вида работ технологии – импульсных электромагнитных источников с пиковой нагрузкой на грунт 50 тонн/м², работающих в паре синхронно для получения уверенного сигнала первых вступлений продольной волны на приборах даже на значительной глубине (более 3,5 км). Данный вид воздействия применяется обычно при проведении вертикального сейсмического профилирования, однако этот способ имеет ряд преимуществ по сравнению с используемой в России ориентацией сейсмоприемников с применением взрывчатых веществ. Это быстрота развертывания, отсутствие необходимости сопровождения сотрудниками правоохранительных органов и получения лицензий на работы, неограниченное количество воздействий, четкий сигнал первых вступлений, отсутствие негативного воздействия на окружающую среду и необходимости проведения ликвидационных работ на местности. Выбор такой методики позволил в кратчайшие сроки провести мобилизацию и подготовку к работе в связи с ранним выходом скважины из бурения.

По результатам микросейсмического мониторинга на месторождении была построена карта областей трещиноватости, образованных в ходе каждой из семи запланированных стадий

гидроразрыва пласта. Микросейсмический мониторинг проводился в близких к оптимальным условиям. Механические свойства коллектора (его хрупкость), наличие карбонатных прослоев, способствовали распространению сейсмического сигнала на значительные расстояния с минимальными потерями энергии. Близкое расположение наблюдательной скважины позволило разместить сейсмические приборы в вертикальной части ствола в зоне, оптимально расположенной по отношению к зоне ГРП. Благодаря этому, был получен значительный объем данных – более 550 микросейсмических событий, которые были картированы, интерпретированы, была произведена корреляция с другими методами и кривыми закачки ГРП. При этом, сигнал продольной волны большинства событий был относительно слабым, что создавало дополнительные сложности при обработке, в некоторых случаях азимут гипоцентра микросейсмического события возможно было определить только по первым вступлениям поперечной волны, имевшей значительно большую амплитуду.

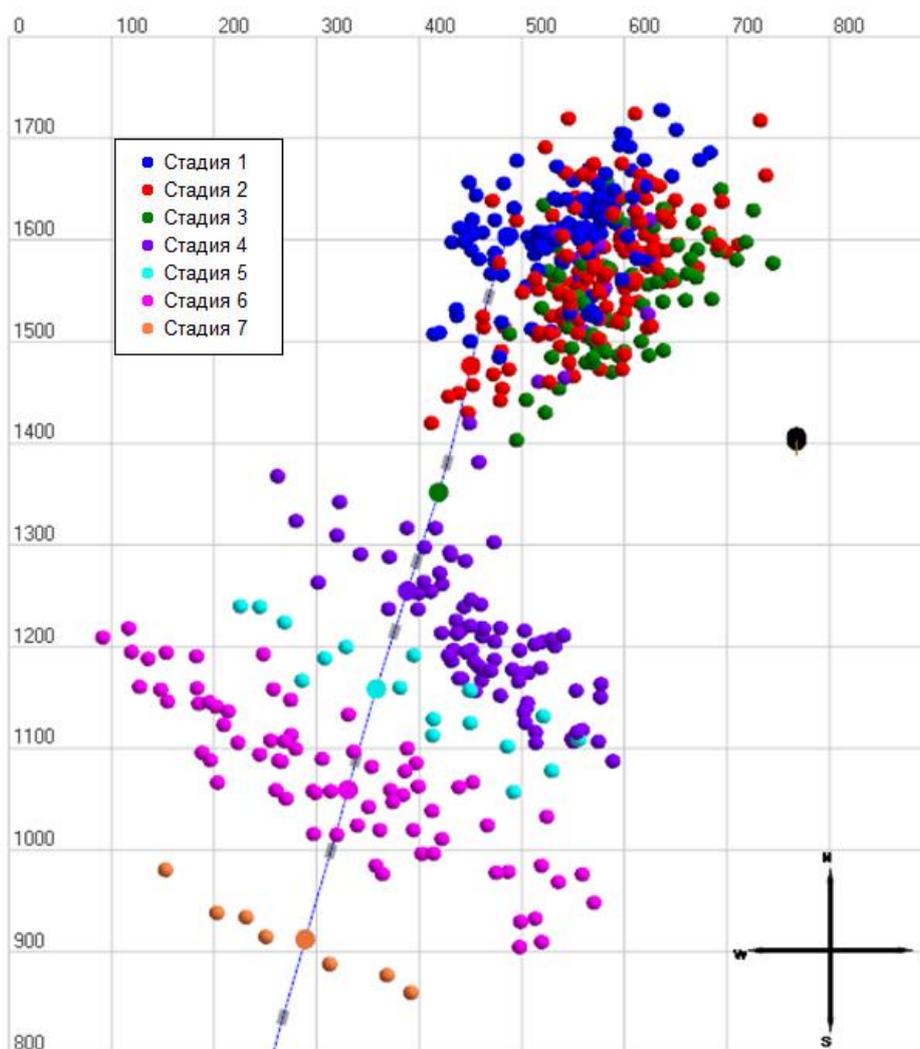


Рисунок 5. Карта микросейсмических событий, построенная в ходе мониторинга ГРП

Цветом на Рис. 5 обозначены стадии ГРП, каждая точка на схеме – положение гипоцентра конкретного микросейсмического события, масштаб приведен в метрах. По результатам мониторинга микросейсмической активности при ГРП были отмечены 2 основные различные по характеру распространения трещин зоны: стадии 1-3 и 4-7. Во время гидроразрыва стадий 4-7 стимуляция происходила в основном внутри целевого пласта, а во время стадий 1-3 отмечалось значительное распространение вверх, и незначительное – вниз (Рис. 6). Распространение трещин вне целевого пласта на стадиях 2 и 3 могло быть вызвано тем, что зоны образования трещин на стадиях 1, 2 и 3 значительно перекрывают друг друга и с каждой новой стадией ГРП эти трещины росли, в том числе по высоте, т.е. стимулировался один и тот же объем породы. Азимут распространения трещин стадий 4-7 (120°) незначительно отличается от направления максимального горизонтального стресса, определенного по данным кросс-дипольного акустического каротажа (135°) в одной из соседних скважин на том же месторождении. При этом, азимут распространения трещин во время стадий 1-3 значительно отличается и составляет около 50° . В результате, трещины ГРП первых трех стадий распространялись с большим взаимным перекрытием под острым углом по отношению к стволу обрабатываемой скважины, что не является оптимальным поведением и может привести к значительным осложнениям, таким как обводнение скважины в результате прорыва в нижележащие водоносные горизонты, недостаточное развитие трещин по длине и уменьшение, как результат, зоны дренирования скважины.

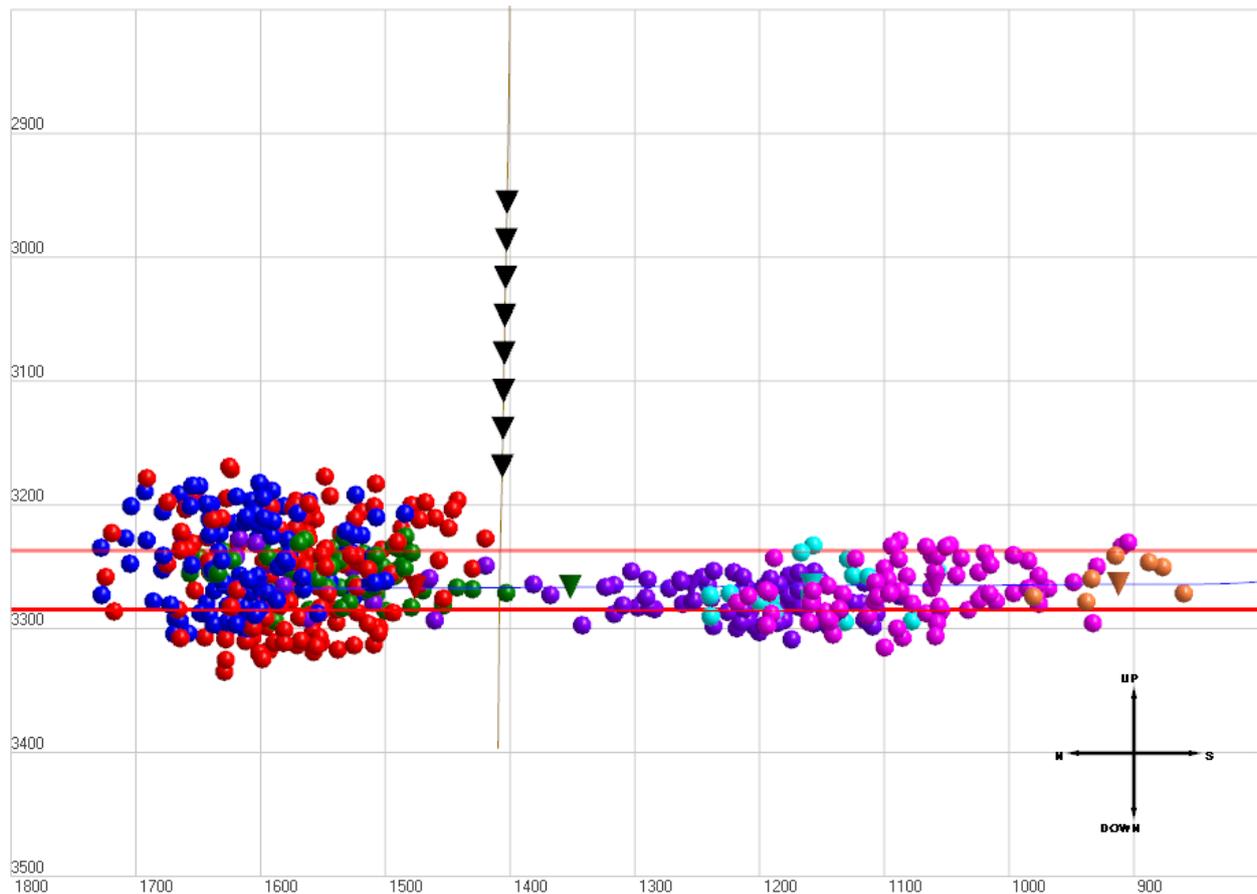


Рисунок 6. Карта микросейсмических событий, вид в разрезе

Различие основных направлений трещин на разных стадиях ГРП является одной из наиболее часто наблюдаемых ситуаций при мониторинге гидроразрыва пласта и может являться следствием многих факторов. Среди них влияние различных палео-стрессов в соседних пропластках, влияние близлежащих разломов, естественных систем микро- и макротрещин, сформированных в различных геологических условиях, влияние областей сброса давления в результате продолжительной работы на добычу близлежащих скважин. Эти направления часто бывают практически перпендикулярны и могут значительно влиять на ход операции ГРП и структуру систем трещиноватости, созданную в его процессе (Ishida, 1997). Мировой опыт проведения ГРП на плотных коллекторах показал, что при разработке трудноизвлекаемых запасов с применением МСГРП необходимо учитывать эти направления и структуру коллектора для достижения максимальной эффективности разработки. При этом достоверное моделирование структуры коллектора невозможно без учета подробных данных по фактически проведенным операциям ГРП на конкретном месторождении, а также без учета геомеханических свойств пласта. Построение качественных моделей с использованием данных микросейсмического мониторинга ГРП позволяет достичь максимальной эффективности и минимизировать затраты недропользователя на

проведение ГТМ.

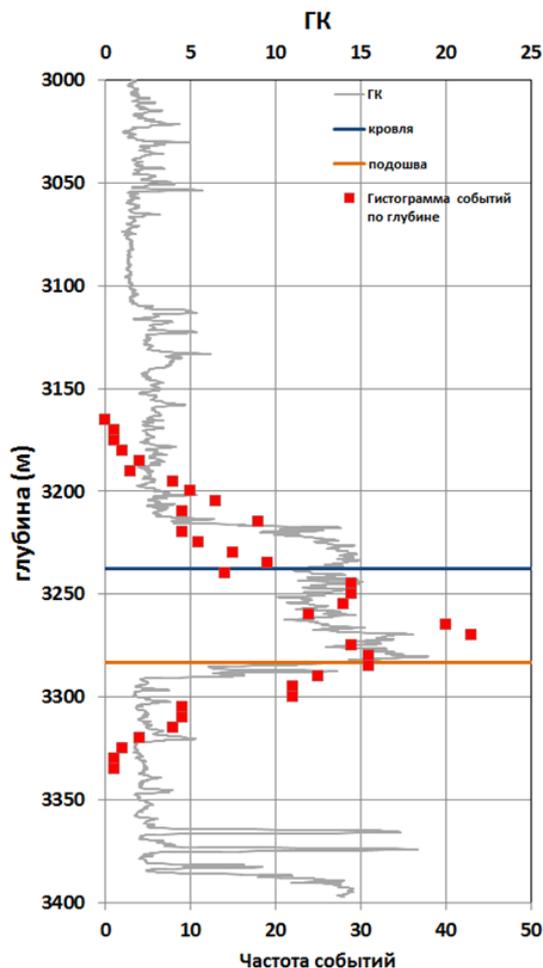


Рисунок 7. Распределение событий по глубине

На графике распределения событий по глубине (Рис. 7) видно, что интервал целевого пласта содержит максимальное количество событий, а также корреляцию этих данных с положением кровли и подошвы пласта. Каждый красный квадрат означает количество лоцированных событий на данной глубине. Для сопоставления с данными микросейсмике приведена кривая гамма-каротажа, а также кровля и подошва целевого пласта. Большинство микросейсмических событий произошло на уровне целевого пласта, в основном во время стадий 4-7, однако также были зарегистрированы события в зоне до 60 м выше и до 40 м ниже целевого пласта.

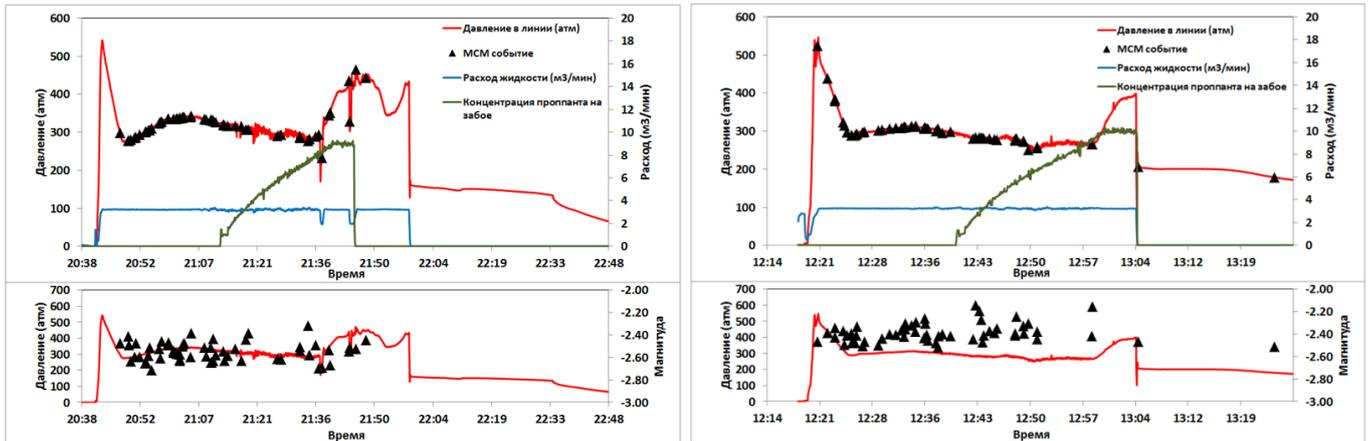


Рисунок 8. Данные по закачке и МСМ события, стадия 1 (слева) и стадия 6 (справа), основная стадия ГРП

Все микросейсмические события коррелировались с графиками закачки ГРП (Рис. 8), что позволило определить их природу, характер и скорость возникновения трещин на каждой стадии. На всех основных стадиях ГРП события происходили во время закачки, до остановки насосов, что говорит о принадлежности этих событий к процессу раскрытия трещин. Также магнитуда событий во время стадий 1-3 была в целом ниже магнитуды событий стадий 4-7. Большая магнитуда говорит о наличии и вовлечении в процесс ГРП в зоне стадий 4-7 зон трещиноватости, которые могли повлиять на процесс и направление распространения трещин (Аки, 1983). Также проводился анализ G-функции (Экономидис, 2004) для каждой стадии совместно с данными по зарегистрированным микросейсмическим событиям. С её помощью был проведен анализ процесса роста и закрытия трещины ГРП во времени, а при помощи наложения на график давлений временных отметок регистрации микросейсмических событий, определена принадлежность тех или иных сигналов к различным этапам формирования трещин. По характеру G-функции также наблюдалось уверенное выделение двух различных типов поведения трещин в выделенных ранее кластерах – 1-3 и 4-7.

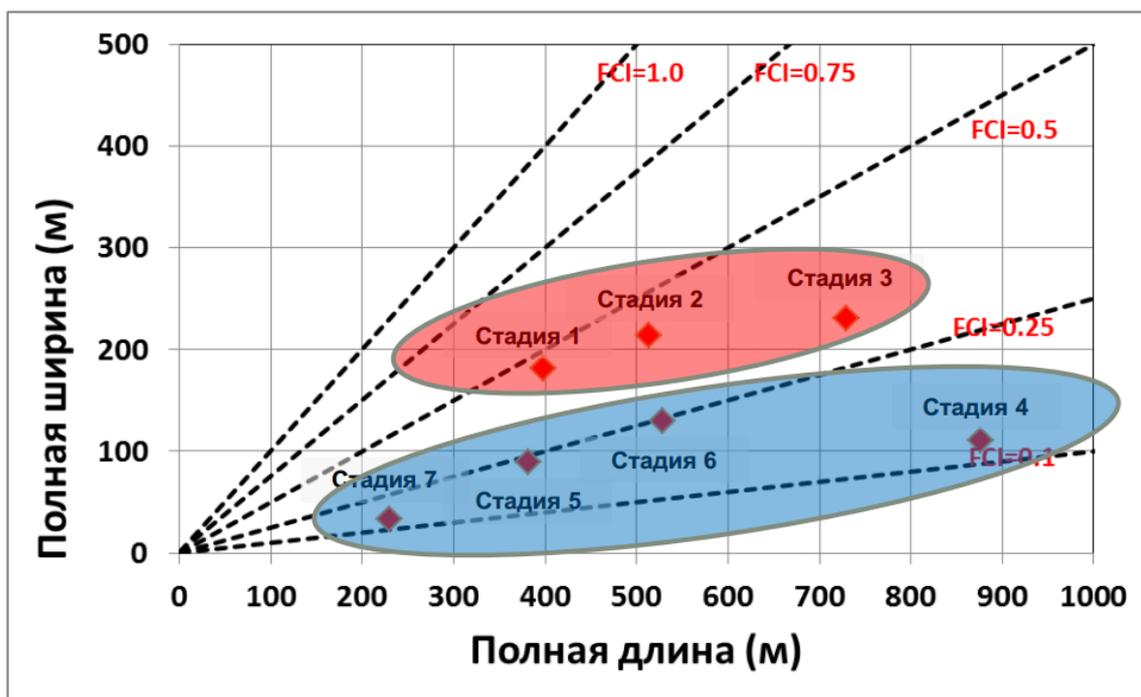


Рисунок 9. Индекс сложности разрывов на каждой стадии (FCI)

Анализируя сложность искусственно созданных трещин гидроразрыва на каждой стадии (Рис. 9), аналогично можно выделить две основные группы по сложности – стадии 1-3 и стадии 4-7. Одним из ключевых факторов, влияющих на изменение направления распространения трещин ГРП на первых трех стадиях могло стать изменение давлений в призабойной зоне скважины в результате выработки запасов одной из близлежащих разведочных скважин, которая до этого работала на добычу в течение 3,5 лет.

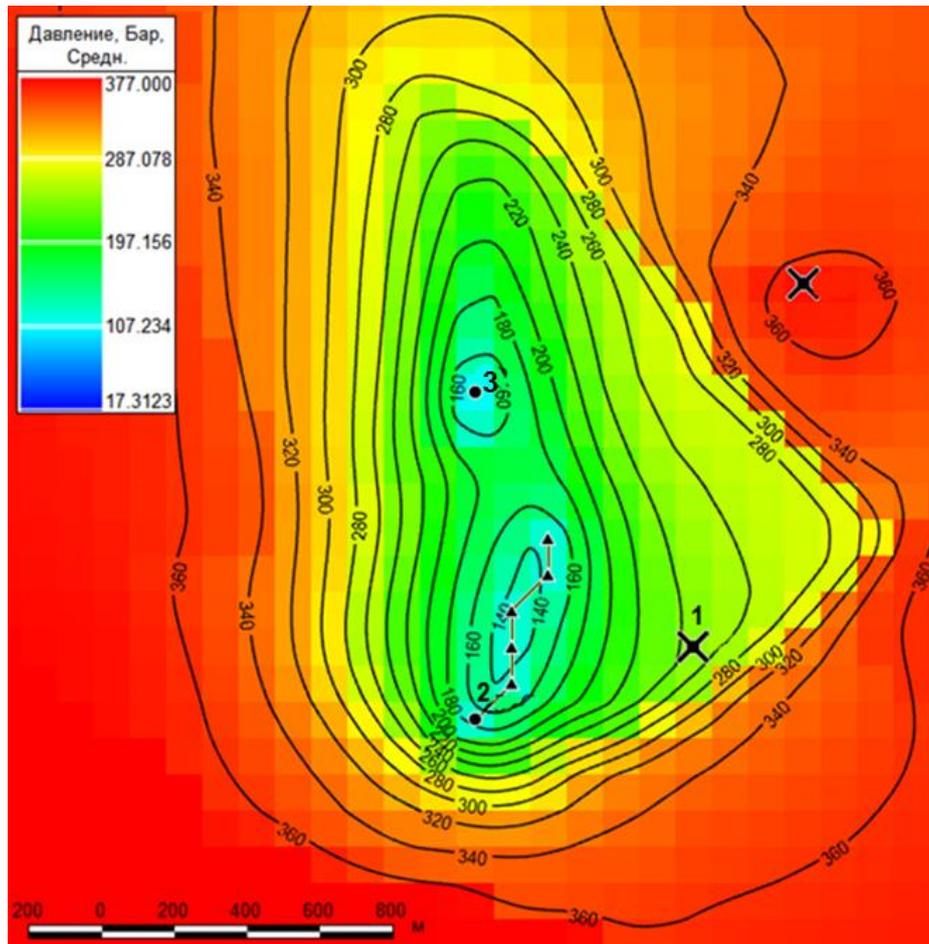


Рисунок 10. Карта пластовых давлений в зоне ГРП

Трещины на 1-3 стадиях распространялись в направлении по касательной к зоне дренирования скважины 3, при этом, зоны ГРП этих стадий находились ближе всего к области выработки запасов близлежащей добывающей скважины 3, мероприятий по поддержанию пластового давления на ней не проводилось. На Рис. 11 приведен разрез в направлении перпендикулярном полученному направлению трещин ГРП, по нему выделяется значительный перепад давления, который и мог вызвать перераспределение напряжений и переориентацию трещин стадий 1-3.

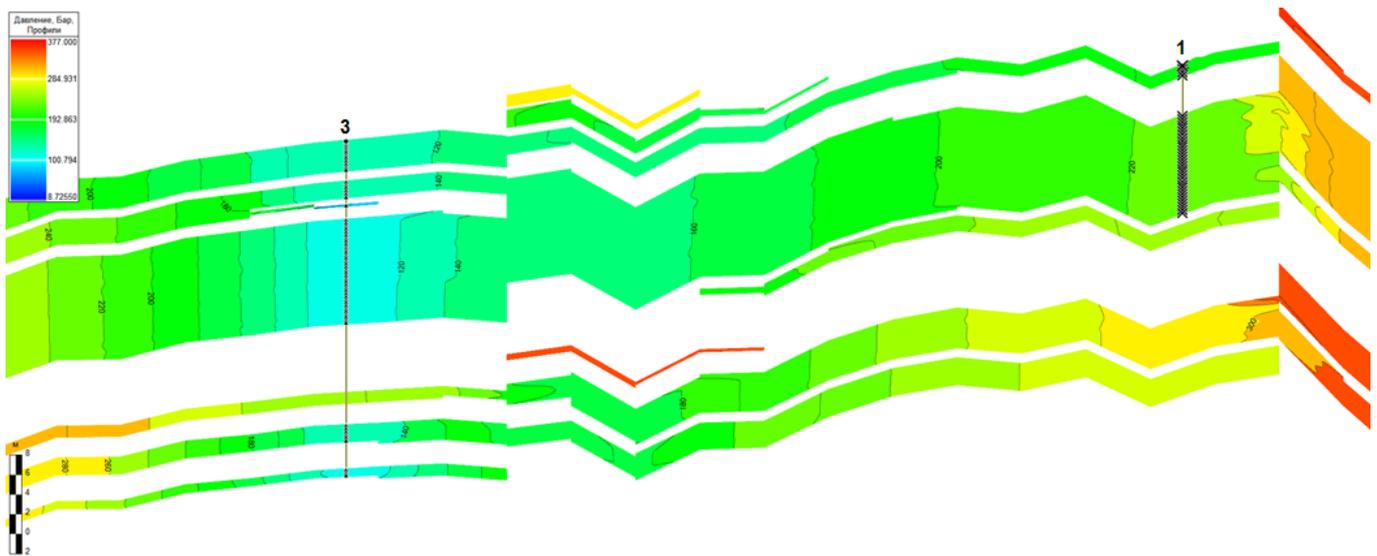


Рисунок 11. Профиль давлений в направлении перпендикулярном трещинам стадий 1-3

Также влияние на процесс роста трещин ГРП могло оказать наличие глинистой перемычки в средней части пласта. В соответствии с принятой на месторождении концепцией разработки, все скважины с горизонтальным окончанием проводились от кровли к подошве пласта (Рис. 12).

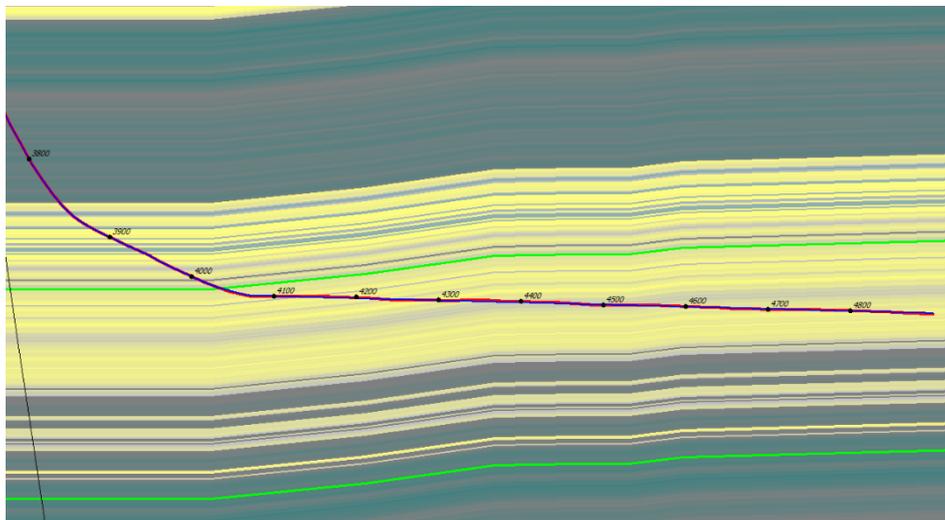


Рисунок 12. Профиль горизонтального ствола скважины ГРП

Первые 3 порта находились непосредственно в нижней части пласта, отделенные перемычкой от остальных портов ГРП, расположенных выше. По результатам микросейсмического мониторинга, эти два пропластка характеризовались различными направлениями распространения трещин ГРП, что могло быть вызвано отличающимися геомеханическими свойствами, сложной структурой трещиноватости коллектора, конфигурацией направлений максимальных горизонтальных напряжений в пласте, образованных под влиянием различных палео-стрессов и тектонических условий. В результате комплексного анализа данных АК, НК, ГГК, в нижней части

пласта, относящейся к глубинам размещения портов ГРП 1, 2 и 3 были выделены зоны с развитием вторичной пористости (трещиноватости), что также говорит о влиянии трещиноватых зон на ход гидроразрыва (Рис. 13).

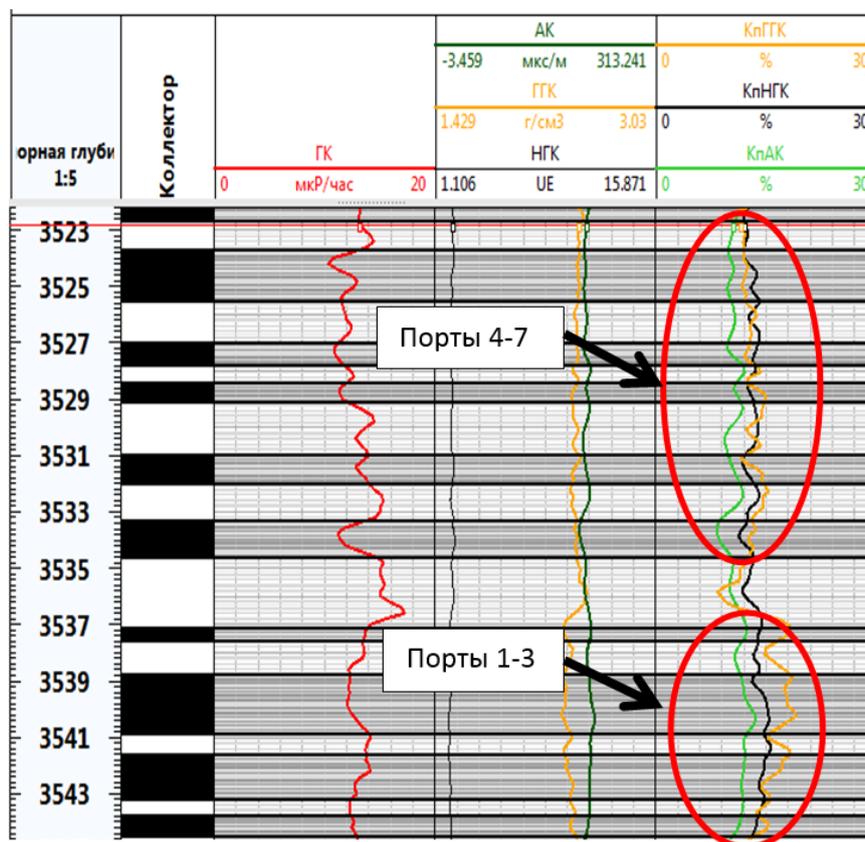


Рисунок 13. Выделение области вторичной пористости в нижнем интервале коллектора

Глинистая перемычка является границей, разделяющей эти две зоны, в результате чего могли бы быть получены два направления распространения трещин. На Рис. 14 представлен пример такого разделения, так называемый трещинный коридор. В обнажении видны докембрийские (рифейские) осадочные породы, представленные доломитизированными известняками и доломитами с прослоями песчаников и глин (аргиллитов). Отчетливо прослеживается, как субвертикальные трещины пронизывают плотные карбонаты, затухая, при этом, в пластичном глинистом прослое (выделен пунктиром), а затем опять продолжается в вышележащих карбонатах. Так пластичные глины экранируют движение флюидов (в том числе жидких и газообразных углеводородов) по вертикальным трещинным зонам (Петухов, 2014). Таким образом, при расположении порта ГРП ниже и выше глинистой перемычки, характер распространения трещин ГРП может быть различным, с сложно прогнозируемой эффективностью гидроразрыва (Экономидис, 2004).



Рисунок 14. Пример обнажения с затуханием трещин в пластичном глинистом прослое

Подобное поведение разных стадий ГРП встречается достаточно часто. На Рис. 15 показан один из примеров проведения микросейсмического мониторинга на территории России (шаг сетки 100 м., цветом кодированы различные стадии ГРП).

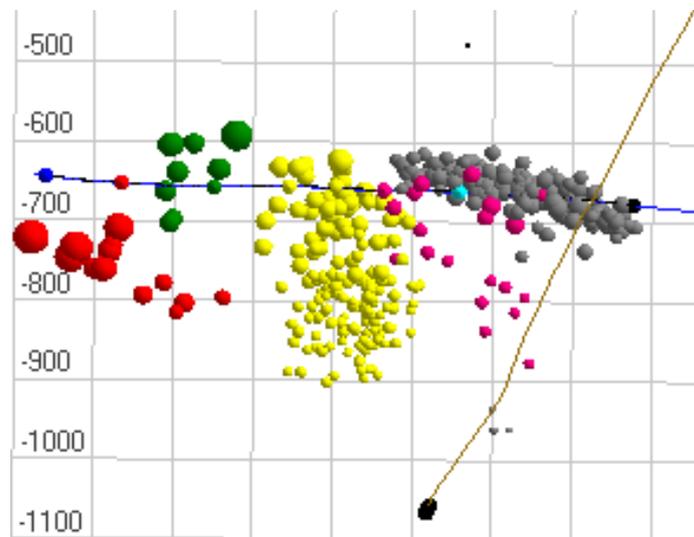


Рисунок 15. Пример разнонаправленного распространения трещин ГРП

В этом случае, по данным микросейсмики, наилучшей стимуляции подверглась зона в

районе стадии 4 (желтый цвет). Предположительно, она находится в вершине антиклинали, где обычно наблюдаются более сильные местные напряжения и благодаря флекуре – множество различных естественных трещин. Различная литология по сравнению с предыдущими зонами наблюдается для стадии 6 (серый цвет). Скорее всего, имеет место большее содержание глины. Также наблюдается различие по высоте созданного облака трещин для разных стадий, что может быть объяснено различной литологией по стволу скважины. О разной литологии можно судить как по различиям в давлениях ГРП, так и по различной энергии микросейсмических событий для разных стадий. Например, при ГРП стадии 4 (желтый цвет) происходили события только минимальной магнитуды, несмотря на меньшие расстояния наблюдения.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что даже в пределах одной скважины, ГРП различных стадий зачастую имеет различный характер по той причине, что на него оказывает влияние большое количество факторов. И только комплексный подход, накопленная статистика по исследованиям таких скважин позволяет выявить закономерности и успешно применять их для повышения добычи на всем фонде скважин месторождения.

Выводы

По результатам мониторинга ГРП, проведенного в 2014 году, были сделаны выводы о неоднородном характере распространения трещин ГРП на месторождении. Для выявления закономерностей, повторяющихся на различных участках месторождения оптимально применение комплексного подхода к анализу ГРП, включая наработку статистики по нескольким скважинам, создание геомеханической модели, комплексирование результатов кросс-дипольного акустического каротажа, данных микроимиджера сопротивлений. Большое количество операций гидроразрыва пласта скважин с горизонтальным окончанием, проведенное в России совместно с микросейсмическим мониторингом ГРП показало, что структура трещиноватости, созданная в результате ГРП значительно влияет не только на ход самого гидроразрыва, но и на всю дальнейшую работу скважины. Неправильное или не оптимальное планирование операции стимулирования коллектора приводит к подключению водоносных пластов и преждевременному обводнению скважины, уменьшению зоны дренирования относительно первоначально запланированной, невовлечение всех доступных запасов в процесс фильтрации к скважине и, как следствие, к значительным экономическим потерям, экологическим проблемам в регионе. Недостаточное планирование ГРП также может приводить (и иногда приводит) к возникновению повышенной сейсмичности в районе ГРП, и даже к появлению землетрясений. При массивном применении заканчивания с ГРП на месторождении, цена ошибки при планировании работ возрастает в сотни

раз, что в конечном итоге приводит к значительному снижению рентабельности добычи трудноизвлекаемых запасов углеводородов.

Благодарности

Авторы выражают глубокую признательность компании ЗАО «Газпром нефть Оренбург» за возможность опубликовать результаты исследований.

Ссылки и источники

1. Аки, К., Ричардс, П., 1983. Количественная сейсмология: Теория и методы Т. 1. – М.: Мир. – 520 с.
2. Петухов, А.В., 2014. Современные технологии изучения и разработки месторождений в сланцевых формациях и низкопроницаемых коллекторах, межрегиональный научно-технический семинар «Новые технологии поиска и исследований нетрадиционных ресурсов углеводородов», г. Санкт-Петербург, 30.05.2014.
3. Храмов, Ю. А., Голицын, Б. Б., 1983. Физики: Биографический справочник / Под ред. А. И. Ахиезера. — Изд. 2-е, испр. и дополн. — М.: Наука. — С. 87. — 400 с.
4. Экономидис, М., Олайни, Р., Валько, П., 2004. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта, Алвин, шт. Техас: Орсэ пресс, стр. 75, 194
5. Ishida, T., Chen. Q., Mizuta, Y., 1997. Effect of injected water on hydraulic fracturing deduced from acoustic emission monitoring. Pure Appl. Geophys., 150, p. 627-646.
6. Lebedev, D., 2015. Russian Upstream and Oilfield Services 2014, REnergyCO.
7. Maxwell, S.C., Zhang. B., Damjanac F., 2015. Geomechanical modeling of induced seismicity resulting from hydraulic fracturing, The Leading Edge, Vol 06, p. 678-683
8. Urbancic, T.I., Maxwell, S.C., 2002. Source Paramaters of Hydraulic Fracture Induced Microseismicity, SPE 77439.
9. Urbancic, T.I., Shunila, V., Rutledge, J.T., Zinno, R., 1999. Determining hydraulic fracture behavior using microseismicity, Rock Mechanics for Industry, Ann. USRM Mtg