

УДК 550.83

Е.В. Рабинович, А.С. Туркин, Ю.Л. Новаковский

Наземная локация микросейсмических сигналов для мониторинга гидравлического разрыва пласта

Предложен и реализован новый динамический метод мониторинга гидравлического разрыва пласта. Метод базируется на локации микросейсмических сигналов наземной нерегулярной системой приема. Даны основания и технологические особенности метода.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, трещина, проппант, микроземлетрясения, локация, сейсмическая антенна.

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) является эффективным методом увеличения темпов отбора нефти из продуктивных пластов и более полной выработки месторождения [1]. С середины 1980-х годов в России выполнено более 10 тыс. ГРП [2].

Следует отметить, что проведение ГРП является весьма дорогим мероприятием. Для его осуществления используется наземный флот многочисленной спецтехники. При этом реализация ГРП сопряжена с риском получения дорогостоящих негативных последствий.

Снижение этого риска возможно при помощи сейсмического мониторинга ГРП [3], который позволяет вычислять и визуализировать пространственное развитие трещин, образующихся в процессе ГРП. Это дает возможность оптимизировать основные параметры ГРП – объем и темпы закачки жидкости в пласт. Для осуществления такой визуализации требуется измерительная система, отображающая динамику разрыва пласта в трех измерениях.

Создание высокопроводящего канала в продуктивном пласте

Сущность метода ГРП заключается в том, что на забое скважины путем закачки жидкости создается давление, превышающее горное давление. Порода продуктивного пласта разрывается по направлениям минимальных напряжений горного давления, и за счет продолжающейся закачки жидкости образовавшаяся *трещина* увеличивается в размерах.

Для ГРП применяются жидкости на водной, пенной и кислотной основе.

Вместе с жидкостью в трещины транспортируется расклинивающий агент (кварцевый песок или *проппант*), который удерживает их в закреплённом состоянии после снятия избыточного давления. За счет раскрытых трещин продуктивного пласта у забоя создается высокопроводящий канал для поступления в скважину дополнительной нефти.

Для оценки геометрических размеров высокопроводящего канала требуется определить границы закреплённых трещин, толщина которых не менее размера одного зерна песка или проппанта. Дело в том, что после снятия давления трещина релаксирует – схлопывается на острие, куда песок или проппант не попали из-за малого раскрытия трещины.

Неудачи в проведении ГРП нередко связаны с нерациональным выбором параметров обработки, таких как темп закачки, объемы технологических жидкостей и проппанта. Если превышено критическое давление разрыва глинистых экранов, отделяющих продуктивный пласт от окружающих насыщенных водой пластов, или превышен расчетный темп изменения размеров закреплённых трещин, то возможен гидродинамический контакт добывающей скважины с этими пластами или с нагнетательными скважинами. Такой контакт вызывает резкое повышение обводнённости добываемого флюида, снижение текущей добычи нефти и коэффициента извлечения нефти.

Первые попытки определения даже самого простого параметра развития трещин – пространственной ориентации (вертикальной или горизонтальной) – оказались малоэффективными. Радиоактивный каротаж не дал достаточной достоверности результатов исследования, бурение оценочных скважин или приостановка существующих экономически не оправданы.

Поэтому понадобились иные математические модели и средства определения формы, размеров и динамики образования трещин при проведении ГРП.

Краткий обзор методов мониторинга

При нагнетании под высоким давлением жидкости в пласт происходит растрескивание горных пород. Хотя сами возникающие трещины почти несейсмичны, на их границах происходят малые

сейсмические события – микроземлетрясения. Это микросейсмические колебания частиц среды, или, иначе говоря, трески (акустические колебания).

Микроземлетрясения излучают упругие сейсмические волны, которые могут регистрироваться сейсмическими приемниками, на чем основаны современные методы локации источников сейсмических сигналов и приемы картирования пространственного положения, оценки размеров, ориентации и динамики магистральной трещины или трещиноватой зоны, возникающих при проведении ГРП [4 и др.].

Для регистрации микросейсмических сигналов, имеющих очень малую интенсивность, требуются специальные средства и приемы накопления сигналов. Обычно при мониторинге микроземлетрясений используется скважинная сейсмическая станция, расположенная на расстоянии 500–2500 м от скважины, в которую производится нагнетание жидкости. Для улучшения выделения высокочастотных сигналов и уменьшения шума трехкомпонентные сейсмоприемники станции цементируются в скважине на разных глубинах.

Положение каждого отдельного источника микросейсм определяется по временам вступления продольных и поперечных волн, которые позволяют определить расстояние. Также по движению частиц в продольной волне определяются азимут и абсолютная отметка сейсмического события относительно комплекса сейсмоприемников. Для того чтобы использовать информацию о движении частиц, необходимо определить ориентацию сейсмоприемников, что обычно достигается с помощью мониторинга взрывов при перфорации скважин или других сейсмических источников в данной или соседней скважине.

Появление сигналов, превышающих микросейсмический фон, наблюдается через некоторое время после начала закачивания жидкости в нагнетающую скважину. Часто отмечается прямая зависимость микросейсмической активности от скорости нагнетания жидкости, хотя и с некоторой временной задержкой. После прекращения закачивания жидкости микроземлетрясения почти сразу прекращаются, хотя иногда наблюдаются сейсмические события по истечении значительного времени (десятки часов).

Спектральный анализ микроземлетрясений выявил, что частотный состав зарегистрированных импульсов сосредоточен в полосе 60–200 Гц.

В работе [5] приведены данные о локализации примерно 800 микроземлетрясений, вызванных проведением ГРП. Положение гипоцентров этих микросейсмических источников вычислялось по временам первых вступлений, при расчетах использовалась модель однородного полупространства со скоростями, определенными по записям калибровочных взрывов. Точность определения гипоцентров составляла около 30 м.

В результате множество определенных гипоцентров при визуализации имело форму «облака», протянувшегося асимметрично вдоль скважины, в которую производилось нагнетание воды.

Авторы работы [6] разработали и опробовали на этих же данных статистический метод обработки гипоцентров микроземлетрясений, который позволяет определять ориентацию и положение плоскостей, вдоль которых произошли сейсмические события. Из-за относительно невысокой точности обработки при визуализации гипоцентров не всегда удается сопоставить им какую-то определенную плоскость, по которой можно судить об ориентации получившихся в результате проведения ГРП трещин.

В работе [7] предложен и опробован на этих же данных способ определения относительного расположения микросейсмических источников, основанный на корреляции волновых форм. Смысл относительного определения координат гипоцентров состоит в том, что разность времен вступления для волн от двух событий (соседних датчиков) намного менее чувствительна к скоростным характеристикам среды, чем абсолютные времена вступлений для каждого индивидуального события. Следовательно, систематические ошибки, связанные с неточностью задания скоростной модели среды, будут незначительно влиять на точность определения относительного положения микросейсмических источников.

Недавно для локации гипоцентров источников микроземлетрясений, возникших при проведении ГРП предложено использовать томографический метод мониторинга микросейсмичности [3].

Как уже отмечалось, интенсивность микросейсмических колебаний чрезвычайно мала, поэтому для уверенной их регистрации приведенными выше методами требуются весьма чувствительные и точные трехкомпонентные сейсмоприемники, которые должны быть точно позиционированы (положение и ориентация) в скважине.

При обработке трехкомпонентных сейсмических данных сложно отождествить для одного и того же события вступления продольной и поперечной волн. При этом должны быть обеспечены точность определения времен первых вступлений и оценка движения частиц в каждой отдельной скважине.

Кроме того, мониторинг микросейсмичности, проводимый из нескольких скважин, обладает значительными экономическими ограничениями:

- размещение сейсмостанций в нескольких скважинах с учетом их калибровки, ориентации и цементирования требует значительных затрат;
- использование нескольких скважин требует их приостановки, что включает в затраты простой скважин и риски, связанные с потерей скважин.

Далее рассматривается предложенный авторами альтернативный, менее затратный метод мониторинга ГРП, осуществляющий направленный обзор нижнего полупространства нерегулярной системой приема, установленной на поверхности Земли.

Возникновение сейсмических сигналов при ГРП

На рис. 1 схематически показаны основные детали ГРП.

Закачка жидкости в пласт через перфорацию скважины приводит к накоплению напряжений в окрестностях забоя скважины. С увеличением давления выше критического происходит расчленение породы пласта и образование трещины. При дальнейшем увеличении давления стенки трещины скачкообразно удаляются друг от друга, совершая быстро затухающие колебания, собственная частота и амплитуда которых зависят от размеров трещины, присоединенной массы, упругих и резонансных свойств среды, а также от темпа закачки жидкости в пласт [8].

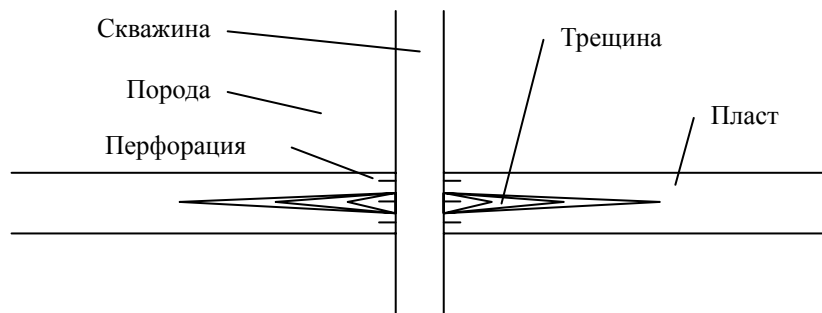


Рис. 1. Вид трещины в вертикальном сечении

Эти колебания сопровождаются излучением в среду сейсмических волн, регистрация которых может быть произведена на поверхности Земли.

Многочисленное повторение данного сценария в течение всего периода проведения ГРП приводит к появлению последовательности микросейсмических событий – *микроземлетрясений*, гипоцентры которых можно связать с пространственными и временными координатами подвижек породы в пласте.

Три основных механизма могут быть источниками этих событий. Во-первых, это излучение при разрыве на краях трещины в процессе ее зарождения или распространения. Во-вторых, вокруг краев трещины происходит концентрация сдвиговых напряжений, вызывающая сдвиговые подвижки вдоль совпадающих с ними по направлению естественно ослабленными зонами (например, микротрещинами, поверхностями напластования и т.д.). И, в-третьих, в трещине под действием высокого давления происходит проникновение флюида в породу, что приводит к возрастанию порового давления и уменьшению в породе нормальных напряжений, вследствие чего в ослабленных местах могут происходить сдвиговые подвижки.

Комбинация всех трех механизмов, как правило, приводит к возникновению трехмерного «облака» микросейсмичности, внутри которого и проходит магистральная трещина или ансамбль трещин [9].

Пространственные координаты гипоцентров микроземлетрясений позволяют определить форму, оценить размеры и ориентацию трещин. Динамика распространения трещин под действием давления жидкости в пласте находит отражение в динамике микроземлетрясений.

Таким образом, задача определения формы, размеров, ориентации и распространения трещин при гидравлическом разрыве сводится к локализации гипоцентров соответствующих микросейсмических источников и восстановлению по ним пространственных и временных параметров трещин.

Особенности локации сейсмических сигналов при ГРП

При решении задачи локализации гипоцентров микросейсмических источников возникает несколько основных проблем.

Во-первых, уровень сейсмических сигналов, возбуждаемых образующимися при гидравлическом разрыве трещинами, как правило, ниже уровня естественных сейсмических шумов, поэтому для уверенного обнаружения и определения координат гипоцентров микросейсмических источников требуются специальные средства обработки сигналов, такие как накопление сигнала, узкополосная время-частотная или согласованная фильтрация, корреляционная обработка.

Во-вторых, в процессе проведения ГРП в среде, кроме естественных сейсмических шумов, могут регистрироваться сигналы-помехи, не связанные с образованием трещин. Эта проблема имеет принципиальное значение, т.к. включение посторонних источников сейсмических сигналов в совокупность источников сейсмических сигналов, возбуждаемых образующимися трещинами, приводит к искажению результатов восстановления реальных параметров трещин. Основные причины возбуждения помех – мощная вибрация нагнетательной аппаратуры ГРП и резонансные свойства среды.

В-третьих, гидравлический разрыв продуктивного пласта проводится для образования высокопроницаемых каналов, что достигается закреплением трещин при помощи введения в них песка или проппанта. Закрепляющие частицы имеют достаточно большие размеры (0,3–0,8 мм) и не могут достигать краев трещин. Поэтому части острия трещины, имеющие меньшую толщину, после снятия давления схлопываются, не образуя высокопроницаемых каналов. Требуется исключить эти участки трещин для корректной оценки продуктивности пласта, полученной в результате ГРП.

Рассмотрим предлагаемую авторами идею направленного приема сейсмических сигналов. Идея заключается в локации микросейсмических сигналов наземной нерегулярной системой приема – сейсмической антенной.

Нефтяные и газовые скважины часто располагаются в окружении озер, болот, коммуникаций, поэтому для работы в условиях сложного ландшафта предпочтительно использовать нерегулярную систему расстановки сейсмоприемников. Наземная нерегулярная система приема сейсмических сигналов имеет преимущества, заключающиеся в существенном выигрыше в стоимости и времени развертывания работ, а также высокой адаптивности к рельефу местности. Кроме того, отсутствует необходимость остановки дополнительной скважины для размещения сейсмоприемников мониторинга ГРП.

Апертура сейсмической антенны должна состоять из минимально необходимого числа точно привязанных к местности сейсмоприемников и быть достаточно мобильной и адаптивной для производства мониторинга ГРП в зоне сложных ландшафтных условий цеха добычи углеводородного сырья.

Методика проведения мониторинга ГРП и обработка сигналов сейсмической антенны должны учитывать топологию пласта, уровень микросейсмических шумов и помех, характеристики распространения сейсмических сигналов в продуктивном пласте и вышележащих средах и другие геологические данные.

Сейсмические шумы имеют гармонические и случайные составляющие. Для подавления гармонических составляющих шумов в измерительной системе применяются аналоговые и цифровые полосовые и режекторные фильтры. Для подавления случайных шумов, распределенных по нормальному или равномерному закону, используется метод статистического накопления. В таких случаях увеличить отношение сигнал/шум в M раз можно, используя $N = M^2$ сейсмоприемников, сигналы с которых суммируются с соответствующими фазовыми сдвигами, учитывающими расстояние между сейсмоприемниками.

Для обеспечения необходимой точности локализации микросейсмического источника система приема должна обладать достаточной разрешающей способностью в заданной подземной области обнаружения и идентификации микросейсмических источников, которая определяется шагом установки сейсмоприемников и частотой дискретизации сигналов.

Кроме того, важно определить зону регистрации микросейсмических сигналов, оптимальную для последующего восстановления пространственных и временных параметров трещин.

Радиальные расстояния, на которых устанавливаются сейсмоприемники, от вертикальной проекции забоя скважины определяются временами распространения сейсмических волн. Расчеты показывают, что минимальное расстояние установки сейсмоприемников до проекции забоя на поверх-

ность Земли R_{\min} должно быть не менее 20% от глубины плоскости перфорации продуктивного пласта h .

Из-за нелинейности градиента скоростей на конкретном участке зоны мониторинга сейсмические волны распространяются по криволинейным траекториям. Причем отклонения от прямолинейных траекторий увеличиваются с удалением от вертикальной проекции забоя скважины. Криволинейностью распространения сейсмических волн можно пренебречь, если все сейсмоприемники установить на расстояние, не большее R_{\max} от проекции забоя. В этом случае разность времен распространения по криволинейной и прямолинейной траекториям не превышает периода дискретизации сейсмических сигналов. Практика показывает, что величина R_{\max} не должна превышать 80% от глубины забоя скважины.

Таким образом, для расстановки сейсмоприемников определяется кольцевая зона регистрации. Центром зоны регистрации является вертикальная проекция забоя скважины на поверхность Земли, ее внешний радиус – $R_{\max} < 0,8h$, внутренний – $R_{\min} > 0,2h$.

Внутри зоны регистрации выбираются два пересекающихся линейных профиля, по которым укладываются сейсмокосы с сейсмоприемниками, установленными с шагом 10–50 м. Обычно общее количество сейсмоприемников $N = 48$, для каждого из которых осуществляется геодезическая привязка в системе координат СК-42 в прямоугольной проекции Гаусса–Крюгера. Точность привязки 0,5 м обеспечивается приемниками спутниковой навигации Глонасс-GPS в дифференциальном режиме.

Установленные таким образом сейсмоприемники образуют апертуру системы приема сейсмических сигналов (рис. 2).

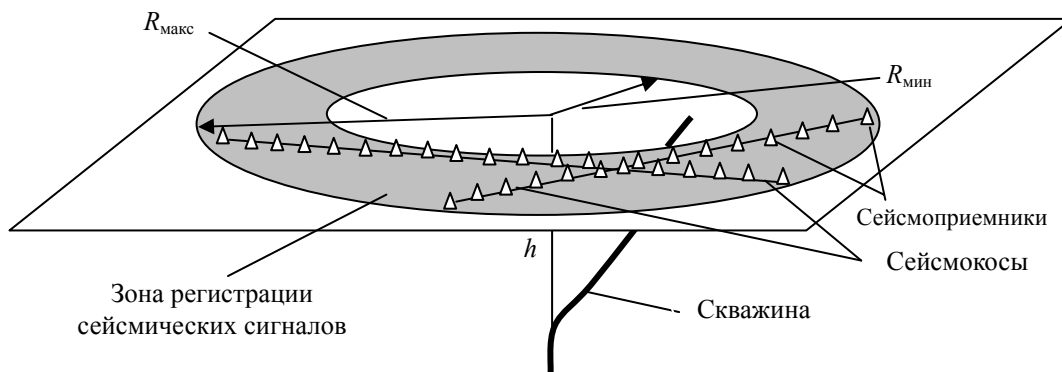


Рис. 2. Схема расположения сейсмической антенны

Антенна «фокусируется» в выбранную на основании предварительного дизайна ГРП зону обнаружения – горизонтальную плоскость сечения продуктивного пласта. В зоне обнаружения вводится виртуальная прямоугольная координатная сетка с шагом 1 м и с началом, совпадающим с координатами центра забоя. От каждого узла сетки j вычисляются времена распространения сейсмической волны до каждого сейсмоприемника i по формуле

$$t_{ji} = \frac{\sqrt{h^2 + L_i^2}}{v},$$

где h – расстояние от узла до поверхности; L_i – расстояние между проекцией источника на поверхность Земли и i -м сейсмоприемником; v – скорость распространения сейсмической волны в среде (рис. 3) [10].

Предполагается, что одно зарегистрированное сейсмическое событие в некотором узле виртуальной сетки характеризует появление или увеличение длины трещины размером 10–25 м [11,12]. Это размер микросейсмического источника. Глубина залегания продуктивного пласта, где образуется трещина, более 1 км. При таких соотношениях размера источника и расстояния от него до сейсмоприемников антенны источник можно считать точечным.

Такая схема локации позволяет осуществить направленное обнаружение микросейсмических источников в заданной горизонтальной плоскости сечения продуктивного пласта.

При включении измерительной системы в местах установки сейсмоприемников производится регистрация микросейсмических сигналов, из которых формируются сейсмотрассы. Обработка

сеймотрасс позволяет выделить фрагменты, относящиеся к каждому узлу виртуальной сетки, находящейся на глубине плоскости пласта h .

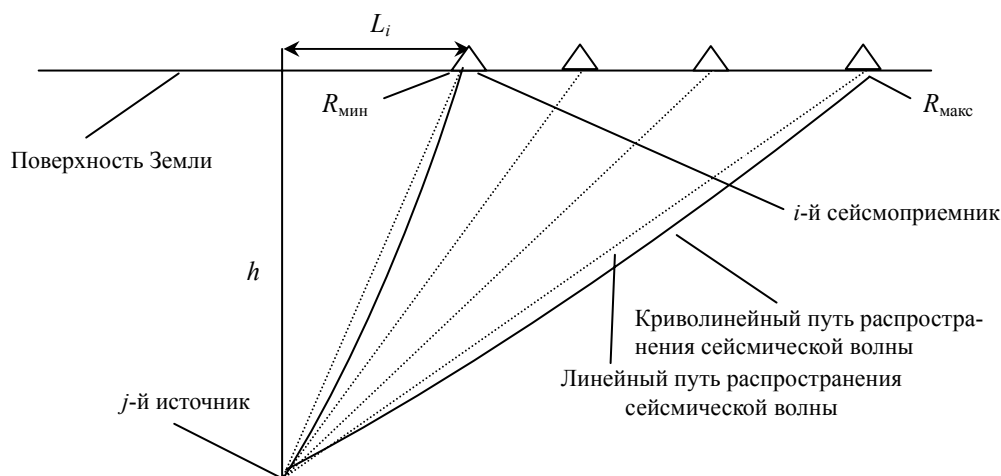


Рис. 3. Схема для расчета времен распространения волн

Для каждого узла сетки с учетом топологии системы приема сейсмических сигналов можно вычислить соответствующие временные поправки и определить суммарную сеймотрассу, имеющую вклад от всех сейсмоприемников. Таким образом, формируется набор суммарных сигналов для всех узлов виртуальной координатной сетки и осуществляется энергетическое накопление микросейсмических сигналов для повышения отношения сигнал/шум.

Проводя одновременное сканирование коротких временных интервалов (200 мс) всех суммарных сеймотрасс, можно выделить узел с наибольшей амплитудой колебания микросейсмического сигнала. Если значение амплитуды этого микросейсмического сигнала превышает заранее вычисленный порог и успешно пройдены дополнительные проверки, то к данному узлу можно привязать точечный источник микросейсмического сигнала. Понятно, что точность локализации источника определяется, в основном, разрешающей способностью метода (расстоянием между узлами сетки), которая в данном случае равна 1 м.

По мере проведения ГРП координаты узлов сетки, время обнаружения и значение амплитуд микросейсмического сигнала записываются в файл, который используется для восстановления пространственных и временных параметров закрепленных трещин и вывода результатов на монитор.

Пример распределения накопленных амплитуд микросейсмических сигналов в финальный момент наблюдения в заданной плоскости сечения продуктивного пласта приведен на рис. 4.

На монитор выводится топографическая карта с нанесенными проекциями местоположения скважины и точек с координатами микросейсмических источников. На рис. 5 изображен реальный пример финального вида такой топографической карты с указанием расположения скважины номер 7852, на которой проводился ГРП, и окружающих скважин.

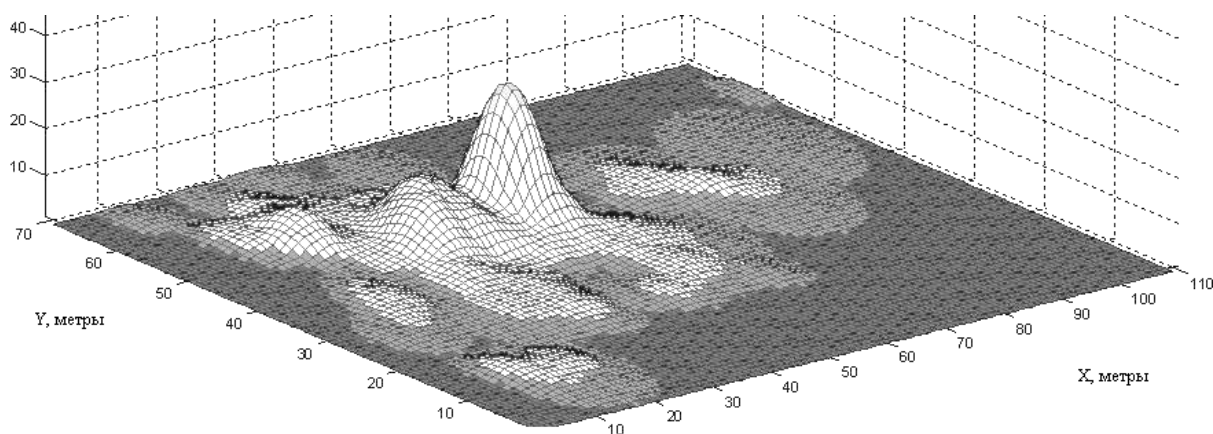


Рис. 4. Распределение накопленных амплитуд микросейсмических сигналов

Из рисунка видно, что в результате ГРП скважины 7852 и 3823 получили гидродинамическую связь, что было подтверждено в результате их эксплуатации.

Таким образом, предложенная наземная система локации микросейсмических сигналов позволяет проводить мониторинг (визуализировать динамический процесс распространения зон растрескивания коллектора) ГРП.

Особенности методики проведения мониторинга ГРП

Методика проведения мониторинга ГРП предусматривает пассивную регистрацию микросейсмических сигналов до разрыва пласта с целью определения уровня и частотного состава сейсмических шумов. Исходя из полученных данных, производится предварительная настройка усилителей и фильтров, вычисление амплитудного порога.

ГРП осуществляется при помощи нескольких мощных насосов, которые являются квазигармоническими источниками сейсмических сигналов. Поэтому сейсмоприемники должны быть установлены на удалениях от $R_{\min} = 0,2h$ до $R_{\max} = 0,8h$ от проекции забоя на поверхность Земли (h – глубина забоя скважины) и не менее 300 м от устья скважины, где располагается насосная техника.

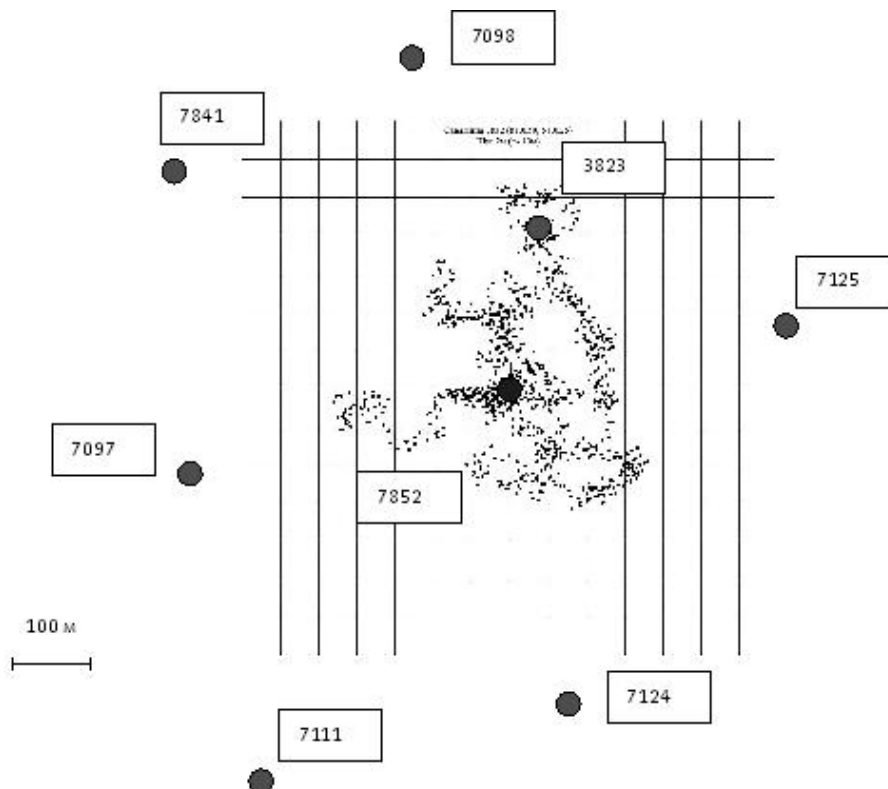


Рис. 5. Карта цеха углеводородного сырья с нанесенной проекцией трещины

Следующим шагом подготовки является регистрация микросейсмических сигналов во время кумулятивного прострела перфорации для уточнения координат забоя скважины, скоростного разреза и резонансных характеристик коллектора продуктивного пласта.

Прострел перфорации является источником очень короткого ударного воздействия на коллектор продуктивного пласта. Если коллектор содержит резонансные структуры, то прострел перфорации может возбудить в них собственные упругие колебания. Появление синусоидальных затухающих сигналов достаточной амплитуды будет зарегистрировано системой приема в некоторых узлах виртуальной сетки и идентифицировано как наличие самостоятельных источников микросейсмических сигналов.

Ложные источники микросейсмических сигналов в тех же узлах могут быть зарегистрированы и в процессе проведения ГРП, поэтому эти узлы должны быть учтены при дальнейшей обработке.

Резонансные свойства среды, по-видимому, также являются причиной того, что при проведении мониторинга ГРП часто обнаруживаются микросейсмические источники на больших удалениях от забоя скважины, где появление трещины, соединенной с забоем, в данный момент маловероятно.

Для динамического представления распространения зон растрескивания коллектора при ГРП необходимо из данных мониторинга (координат узлов сетки, времен обнаружения и значений амплитуд микросейсмических сигналов) восстановить пространственные и временные параметры трещин. Восстановление осуществляется при помощи пространственной и время-частотной фильтрации источников полезных сигналов, шумов и помех. Результатом фильтрации является разделение источников микросейсмических сигналов, возникших в результате образования трещин и в результате действия других мешающих факторов.

В зависимости от модели трещиноватости, структуры разрывных нарушений данного продуктивного пласта и требований к визуализации процесса образования трещин используются разные виды фильтрации*.

В результате фильтрации в течение всего процесса ГРП (и некоторого времени по его окончании) оцениваются форма, размеры и местоположение трещин в пласте, которые динамически визуализируются на экране системного монитора.

Особый интерес представляет оценка толщины трещин, которая дает возможность выявить топологию закрепленной части трещины, образующей высокопроницаемый канал для флюида в продуктивном пласте.

При камеральных исследованиях данных мониторинга ГРП по результатам локации микросейсмических источников выявляются зоны разуплотнения, структура разрывных нарушений продуктивного пласта и параметры каналов фильтрации пластового флюида.

Выводы

Предложен и реализован новый динамический метод мониторинга гидравлического разрыва пласта. Метод базируется на локации микросейсмических сигналов наземной нерегулярной системой приема.

Преимуществами метода являются:

- выигрыш в стоимости и времени развертывания работ, а также высокой адаптивности к рельефу местности за счет нерегулярной системы расстановки сейсмоприемников;
- отказ от приостановки дополнительной скважины для размещения сейсмоприемников;
- использование статистического накопления для подавления случайных шумов;
- направленное обнаружение микросейсмических источников;
- учет резонансных свойств среды;
- использование разных видов пространственной и частотной фильтрации источников полезных сигналов, шумов и помех при различных моделях трещиноватости и структуры разрывных нарушений продуктивного пласта;
- визуализация динамики распространения зон растрескивания.

Работа выполняется при финансовой поддержке Министерства образования и науки Российской Федерации. Госконтракт № 16.515.11.5020.

Литература

1. Желтов Ю.П. Механика нефтегазоносного пласта. – М.: Недра, 1975. – 217 с.
2. Веселков С. Интенсификация добычи нефти // Промышленные ведомости. – 2007. – №1 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.promved.ru/articles/?nomer=38>, свободный (дата обращения: 04.05.2012).
3. 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.
4. Ильинский А.Д. Локация очагов микроземлетрясений при пассивном сейсмическом мониторинге гидроразрыва пласта / А.Д. Ильинский, М.А. Краснова // Сейсмические приборы. – 2009. – Т. 45, № 3. – С. 14–40.
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.

* Описание видов фильтрации представляет предмет отдельной статьи и здесь не приводится.

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. Шнеерсон М.Б. Наземная невзрывная сейсморазведка / М.Б. Шнеерсон, В.В. Майоров. – М.: Недра, 1988. – 237 с.
9. Mahrer K.D. Hydraulic fracture height in cased wells // *Geoexploration*, [Pap.] Int. symp. borehole geophys. petrol., hydrogeol., min. and eng appl. – 1991. – Vol. 28. – P. 221–250.
10. Рабинович Е.В. Сейсмическая измерительная система для локализации трещин при гидроразрыве нефтяного пласта / Е.В. Рабинович, А.Ю. Новаковский // Идентификация, измерение характеристик и имитация случайных сигналов (состояние, перспективы развития): сб. матер. конф. – 2009. – С. 171–174.
11. Bame D. Observation of long-period earthquakes accompanying hydraulic fracturing / D. Bame, M. Fehler // *Geophys. Res. Lett.* – 1986. – Vol. 13. – P. 149–152.
12. Spann H. Spectral investigations of hydraulic fracture induced seismic events // *Phys. Earth and Planet. Inter.*, [Pap.] 5 Potsdam Meet. Geodyn. and Seismic Source Process. Stress, Strength and Vissosity Lithosph., 28 March – 2 Apr., 1989. – 1992. – Vol. 69. – P. 3–4.

Рабинович Евгений Владимирович

Д-р техн. наук, профессор, профессор каф. «Вычислительная техника» НГТУ

Тел.: +7 (383-3) 33-20-95

Эл. почта: Erabinovich1952@gmail.com

Туркин Александр Сергеевич

Аспирант каф. «Вычислительная техника» НГТУ

Эл. почта: G13@programist.ru

Новаковский Юрий Леонидович

Директор ЗАО НПП «СИБНЕФТЕГАЗ»

Тел.: +7 (383) 332-60-85

Эл. почта: sog@ngs.ru

Rabinovich E.V., Turkin A.S., Novakovsky Y.L.

Ground-based location of microseismic signals for hydraulic fracture monitoring

The new dynamic method for hydraulic fracture monitoring is proposed and implemented. The method is based on a location of microseismic signals by ground-based irregular observing system. The foundations and technological features of a method are given.

Keywords: hydraulic fracturing, fracture, proppant, microearthquake, location, seismic antenna.
