

УДК 550.83, 004.925.8

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

Спектральная фильтрация сейсмических сигналов, возникающих при гидравлическом разрыве пласта

Исследованы и применены известные и оригинальные методы спектральной фильтрации сейсмических помех, имеющих место при проведении ГРП. Они позволяют бороться с помехами искусственного происхождения и помехами, возникающими из-за нелинейности распространения сейсмического сигнала и резонансных свойств породы коллектора.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, локация источников микросейсмических сигналов, частотная, частотно-временная фильтрация.

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) является эффективным методом увеличения темпов отбора нефти из продуктивных пластов и более полной выработки месторождения [1].

При разрыве продуктивного пласта под давлением закачиваемой жидкости образуется зона трещиноватости. Вместе с жидкостью в трещины транспортируется расклинивающий агент (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 дополнительного флюида.

Для оценки перспектив дальнейшей разработки продуктивного пласта, притока добываемого флюида и других производственных целей осуществляется мониторинг ГРП, задача которого – получение сведений о расположении и размерах, возникшей зоны трещиноватости.

Разрыв пласта сопровождается кратковременными микросейсмическими колебаниями частиц среды – микроземлетрясениями. Колебания на границах возникающих трещин излучают упругие сейсмические волны, которые могут регистрироваться сейсмическими приемниками.

На этом основаны современные методы локации источников микросейсмических сигналов и приемы картирования пространственного расположения, оценки размеров и динамики магистральной трещины или зоны трещиноватости, применяемые при мониторинге ГРП [2 и др.].

Сейсмические антенны, используемые для локации источников микросейсмических сигналов, выявляют трехмерное «облако» микроземлетрясений, внутри которого проходит магистральная трещина или ансамбль трещин [3].

Оценить расположение и размеры трещины позволяет пространственная модель трещины. Основой построения модели является выявление из трехмерного «облака» микроземлетрясений данных о локализации их гипоцентров [4].

Естественные и искусственные помехи, действующие в среде во время проведения ГРП, затрудняют построение модели.

В данной работе приведены результаты исследования и применения известных и оригинальных методов спектральной фильтрации сейсмических помех, имеющих место при проведении ГРП.

Постановка задачи. В данной работе используется антенна наземной нерегулярной системы приема, «фокусирующаяся» на горизонтальные плоскости сечения продуктивного пласта, в которых задана виртуальная трехмерная прямоугольная координатная сетка [5]. Шаг сетки определяется частотой дискретизации сейсмотрасс (100 Гц) и скоростью распространения сейсмических колебаний в среде.

В местах установки сейсмоприемников антенны в течение всего процесса ГРП производится регистрация сейсмических сигналов с записью сейсмотрасс в файлы специального формата. Для каждого узла виртуальной сетки с учетом топологии системы приема вычисляются временные поправки распространения сейсмических сигналов и определяются суммарные сейсмотрассы, имеющие вклад от всех (48) сейсмоприемников. Тем самым осуществляется накопление сигналов.

В ходе сканирования соответствующих интервалов (по 200 мс) всех суммарных сейсмотрасс выделяются узлы сетки с наибольшей амплитудой колебания сейсмического сигнала. Если значение амплитуды такого сигнала превышает заранее установленный порог, то узлу приписывается точечный источник микросейсмического сигнала. Источник характеризуется координатами в горизон-

тальной плоскости пласта, глубиной расположения относительно поверхности земли, амплитудой колебания и моментом времени фиксации колебания.

Исследование полевых и синтетических данных показало, что распределение сейсмической активности источников в горизонтальных плоскостях сечения продуктивного пласта на глубинах порядка 1,5–2 тыс. метров, надежно выявляется, позволяя по горизонтальной проекции зоны трещиноватости в общих чертах определить ее форму и следить за динамикой распространения [6].

Проблема возникает при трехмерной локации источников микросейсмических сигналов, позволяющей выявлять расположение и размеры трещин. Наряду с тем, что обработка суммарных сейсмотрасс выявляет избыточное (затрудняющее построение модели зоны трещиноватости) количество узлов, микросейсмическая активность в которых вызвана образованием трещин, она также выявляет узлы, сейсмическая активность в которых вызвана действием в среде естественных и искусственных помех.

Таким образом, одной из важных задач мониторинга ГРП является задача исключения из обработки узлов, появляющихся в результате действия в среде сейсмических помех.

Частотная фильтрация. Типичная спектрограмма суммарной сейсмотрассы приведена на рис. 1.

Для подавления помех от мощной вибрации нагнетательной аппаратуры ГРП (диапазон частот 30–33 Гц и др.) и сетевой помехи (50 Гц) и других, спектры которых располагаются выше диапазона частот полезного микросейсмического сигнала, применяется режекторная и полосовая фильтрация.

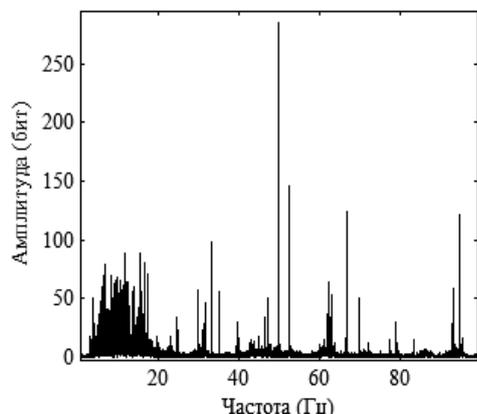


Рис. 1. Спектр суммарной сейсмотрассы

Подавление высокочастотной помехи расширяет динамический диапазон сейсмической смеси полезного сигнала, естественных шумов и помех, регистрируемой сейсмоприемниками. Энергетическое накопление сигнала в суммарных сейсмотрассах позволяет приблизительно в 7 раз ($\sqrt{48}$) понизить уровень случайных сейсмических шумов.

Дальнейшая очистка спектра суммарной сейсмотрассы заключается в удалении обертонов зарегистрированных частот. Дело в том, что из-за нелинейности внутреннего строения Земли при прохождении сейсмического сигнала некоторой частоты от разрываемого

пласта до дневной поверхности в спектре регистрируемого сигнала возникают частоты, кратные исходной частоте. Такие дополнительные частоты называются гармоническими обертонами опорной частоты или частоты основного тона. Например, если опорной частотой является частота 4 Гц, то ее обертонами будут частоты 8, 12, 16 Гц и т.д.

Для выделения опорных частот строится гистограмма частот суммарной сейсмотрассы, на которых происходят колебания с амплитудой выше заданного порога. Для обнаружения обертонов применяется алгоритм [7], выявляющий все цепочки кратных частот гистограммы, длина которых составляет не менее трех. Обнаруженные обертоны удаляются из спектра суммарной сейсмотрассы режекторными фильтрами.

Таким образом, частотная фильтрация позволяет удалять из спектра частот суммарной сейсмотрассы часть мешающих частотных составляющих.

Однако другую часть спектра частот суммарной сейсмотрассы, существенно искажающих данные мониторинга ГРП, режекторная и полосовая фильтрация удалить не может.

Если в породах коллектора содержатся резонансные структуры, то в процессе ГРП в них могут возбуждаться собственные упругие колебания, регистрируемые сейсмоприемниками антенны. Это довольно часто наблюдается при мониторинге ГРП. Резонансные колебания медленно затухают, их длительность измеряется от десятков секунд до сотен минут. Частотные спектры колебаний полезных микросейсмических сигналов и собственных упругих колебаний резонансных структур коллектора лежат приблизительно в одном диапазоне – от единиц до двух первых десятков герц.

Для удаления из спектра суммарной сейсмотрассы частотных составляющих, вызванных резонансными явлениями, можно воспользоваться временной селекцией сейсмических сигналов. Такая возможность возникает потому, что колебания частиц породы разрываемого нефтяного коллектора имеют меньшую длительность – от долей секунды до нескольких секунд, чем резонансные колебания.

Средством спектральной обработки сигналов, позволяющим получать распределение амплитуд частотных фрагментов сигнала во времени, является оконное преобразование Фурье [8].

Частотно-временная фильтрация. Специфика сейсмического мониторинга ГРП, заключающаяся в кратковременности полезных сигналов, вызываемых образованием трещин, и значительной длительности резонансных помех позволяет применить фильтрацию по длительности частотных фрагментов сейсмоотрасс [9].

Смысл оконного дискретного преобразования Фурье (ОДПФ) заключается в переходе к частотно-временному представлению сигнала. Для этого длительность сигнала разделяется на подынтервалы, в пределах которых сигнал считается стационарным, а затем последовательно выполняется дискретное преобразование Фурье для каждого подынтервала в отдельности. Результатом ОДПФ является функция двух переменных – временного положения окна и частоты. Оконное дискретное преобразование Фурье вычисляется по формуле

$$F(m, \omega) = \sum_{n=-\infty}^{\infty} f(n)w(n-m)e^{-jn\omega},$$

где $w(n-m)$ – оконная функция.

При применении прямоугольной оконной функции имеет место эффект «размазывания» спектра дискретного сигнала, который возникает из-за наложения спектров сигнала и оконной функции. В результате наложения боковые лепестки спектра окна искажают спектр сигнала. Окна сглаживания [10] используются для уменьшения эффекта наложения. Улучшение спектральных характеристик дискретного сигнала достигается использованием гладкой оконной функции, в спектре которой уменьшена амплитуда боковых лепестков за счет расширения главного лепестка.

С помощью ОДПФ-спектрограмм зарегистрированного сейсмического сигнала можно разделить его частотные фрагменты по их длительности. Разбиение сигнала на подынтервалы производится с помощью скользящего окна заданной длительности.

В силу принципа неопределенности, разрешающая способность ОДПФ ограничена – невозможно точно определить какая частота присутствует в сигнале в данный момент времени, а также невозможно точно определить в какой момент времени данная частота присутствует в сигнале. Речь может идти только о диапазонах частот и времен. Некоторого повышения точности преобразования можно достичь перекрытием окон и использованием окон специальных форм.

На 2-D ОДПФ-спектрограммах амплитуды спектров задаются градациями серого цвета (чем выше амплитуда, тем темнее оттенок) каждого участка спектрограммы.

На рис. 2 изображена ОДПФ-спектрограмма 1 (размер окна – 5000 отсчетов, перекрытие окон – 20 отсчетов, минимальное значение амплитуды – 52 условные единицы) той же сейсмоотрассы продолжительностью 190000 мс, что и на рис. 1. На ней можно увидеть почти непрерывные линии около частот 33 и 50 Гц, длящиеся во всем диапазоне времен. На рисунке также видны обертоны этих частот, расположенные около 65 и 100 Гц, длящиеся более 100 с.

В области низких частот наблюдается пестрая зона, состоящая из коротких частотных фрагментов, перемежающихся пропусками.

Разрешающая способность ОДПФ регулируется изменением ширины окна. Чем уже окно, тем лучше разрешающая способность по времени, чем оно шире, тем лучше разрешение по частоте.

На рис. 3 (окно – 2000 отсчетов, перекрытие – 200 отсчетов, амплитуда – 80) при меньших значениях ширины окна получены более точные времена начала и окончания частот в спектре, но при этом появились «разрывы» длительности, хотя согласно рис. 2 фрагменты частот присутствовали на протяжении всего времени.

На рис. 4 (окно – 9000 отсчетов, перекрытие – 200 отсчетов, амплитуда – 70) представлены три спектрограммы суммарных сейсмоотрасс. Левая верхняя спектрограмма узла, расположенного в непосредственной близости (1 м) от забоя скважины, получена в начале процесса ГРП. Правая верхняя спектрограмма узла, удаленного в пространстве на 90 м, получена в тот же момент времени, что и верхняя. Нижняя спектрограмма первого узла, но полученная через 20 мин.

Сравнение спектрограмм говорит о том, что мощная сетевая помеха присутствует на всех спектрограммах независимо от времени, места и расположения узла. Есть основания полагать, что сетевая помеха наводится на сейсмоприемники независимо от проведения ГРП.

Помеха от вибраций (~33 Гц) нагнетательной аппаратуры появляется через некоторое время, что говорит об инерционном характере распространения колебаний коллектора.

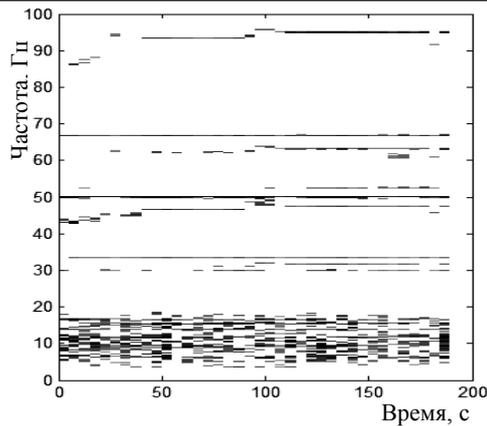


Рис. 2. ОДПФ-спектрограмма 1

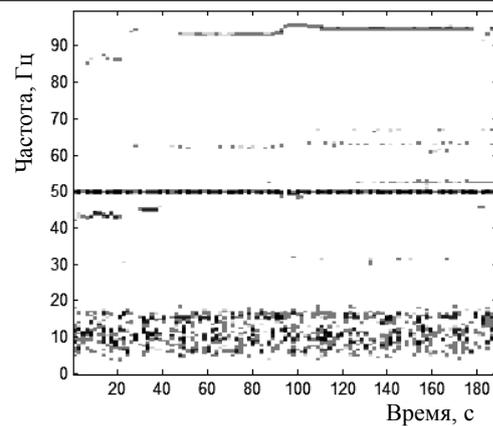


Рис. 3. ОДПФ-спектрограмма 2

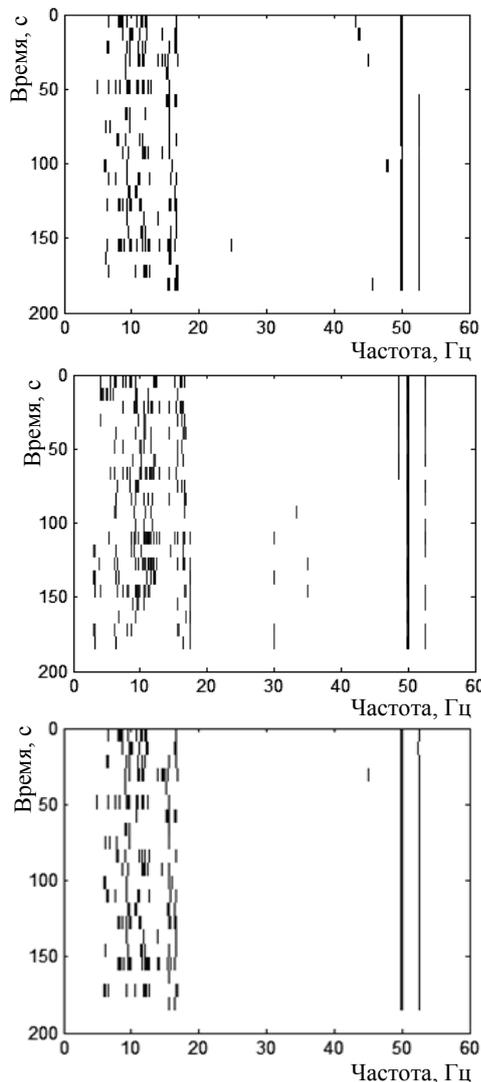


Рис. 4. Сравнение ОДПФ-спектрограмм

В частотном диапазоне 15–17 Гц наблюдаются достаточно длительные (более 50 с) частотные фрагменты. Увеличив разрешение по частоте, можно подтвердить это наблюдение (см. рис. 5 (окно – 17000 отсчетов, перекрытие – 200, амплитуда – 52)). Можно предположить, что это результат резонансных колебаний относительно мелких неразрушающихся под давлением жидкости структур коллектора.

В диапазоне частот 6–13 Гц на рис. 5 видно множество коротких (единицы секунд) фрагментов, что может говорить о примерно одинаковой структуре спектров сигналов этого диапазона. При этом случайный характер сигналов маловероятен, ввиду сильного подавления случайной составляющей за счет накопления сигнала. Можно полагать, что частотный спектр микросейсмических сигналов, вызванных образованием трещин, лежит в данном диапазоне частот.

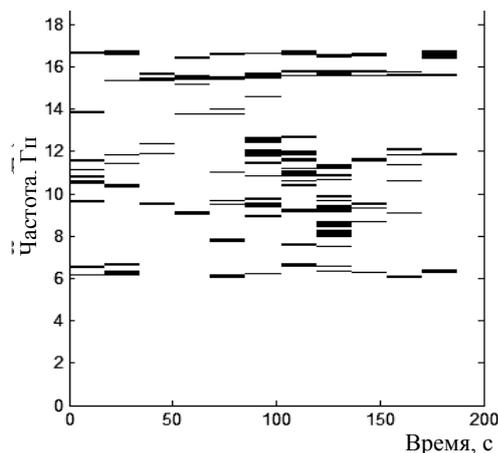


Рис. 5. ОДПФ-спектрограмма 3

Заключение. Исследование показало, что ОДПФ может являться средством частотно-временной фильтрации – разделения трехмерного «облака» узлов сетки мониторинга ГРП по длительности их частотных фрагментов. Оно дает возможность исключить из обработки узлы, отражающие сейсмическую активность резонансных помех.

Таким образом, применение частотной фильтрации с удалением обертонов основных частот и частотно-временной фильтрации позволяет подавить частотные составляющие спектра суммарной сейсмотрассы, возникающие в результате воздействия искусственных помех, нелинейных факторов распространения сигнала и резонансных свойств породы коллектора.

Работа выполнена по заданию Министерства образования и науки РФ, проект №7.599.2011, Темплан, НИР № 01201255056.

Литература

1. Желтов Ю.П. Механика нефтегазоносного пласта. – М.: Недра, 1975. – 217 с.
2. 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.
3. Mahrer K.D. Hydraulic fracture height in cased wells // Geop Exploration [Pap.] Int. Symp. Borehole Geophys. Petrol., Hydrogeol., Min. and Eng Appl. – 1991. – Vol. 28. – P. 221–250.
4. Новаковский Ю.Л. Определение размеров закрепленных трещин, образующихся при гидравлическом разрыве пласта / Ю.Л. Новаковский, Е.В. Рабинович, А.С. Туркин // Экспозиция Нефть Газ. – 2012. – №4. – С. 95–97.
5. 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.
6. Рабинович Е.В. Наземная локация микросейсмических сигналов для мониторинга гидравлического разрыва пласта / Е.В. Рабинович, А.Ю. Новаковский, А.С. Туркин // Доклады ТУСУРа. – 2012. – № 1(25). – Ч. 1. – С. 104–112.
7. Рабинович Е.В. Сжатие музыкальных файлов, основанное на время-частотном представлении звукового сигнала / Е.В. Рабинович, А.В. Шехирев // Научно-технические ведомости СПбГПУ. – 2007. – Т. 2, № 4. – С. 77–81.
8. Оконное преобразование Фурье [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://ru.wikipedia.org/wiki>, свободный (дата обращения: 14.05.2012).
9. Рабинович Е.В. Частотно-временная фильтрация микросейсмических источников / Е.В. Рабинович, А.С. Туркин // Матер. XI Междунар. конф. «Актуальные проблемы электронного приборостроения». – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2012. – Т. 2. – С. 124–127.
10. Спектральный анализ на ограниченном интервале времени. Оконные функции / Теория и практика обработки цифровых сигналов. – 2011 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.dsplib.ru/content/win/win.html>, свободный (дата обращения: 14.05.2012).

Рабинович Евгений Владимирович

Д-р техн. наук, профессор каф. вычислительной техники
Новосибирского государственного технического университета (НГТУ);
профессор каф. вычислительных систем Сибирского государственного университета
телекоммуникаций и информатики
Тел.: +7-(383-3) 33-20-95
Эл. почта: Erabinovich1952@gmail.com

Туркин Александр Сергеевич

Аспирант каф. вычислительной техники НГТУ
Тел.: +7-960-786-69-99
Эл. почта: G13@programist.ru

Новаковский Юрий Леонидович

Директор ЗАО НПП «СИБНЕФТЕГАЗ»
Тел.: +7 (383-3) 32-60-85
Эл. почта: sog@ngs.ru

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

Spectral filtering of the seismic signals arising at hydraulic fracturing

In this research we investigated and applied some known and original methods of spectral filtering of seismic disturbances, which occur during hydraulic fracturing. They allow to control artificial interferences, which take place due to the seismic signal propagation non-linearity and resonant properties of reservoir rock.

Key words: hydraulic fracturing, location of microseismic signals sources, frequency, frequency-time filtering.