

## МОНИТОРИНГ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА ОСНОВЕ ВЕЙВЛЕТ-АНАЛИЗА МИКРОСЕЙСМИЧЕСКИХ СОБЫТИЙ

И.Г. Казбулатов (ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»)

Предложен метод расчета местоположения микросейсмических событий с помощью вейвлет-анализа и приведены сравнения результатов обработки данных, полученных вручную, классическим методом STA/LTA и вейвлет-анализа. Технология позволяет повысить эффективность распознавания топографии трещин, снизить число ложных диагнозов и повысить эффективность управления процессами, сопровождающими ГРП.

Ключевые слова: микросейсмический мониторинг, вейвлет-анализ, микросейсмика, гидравлический разрыв пласта, микросейсмическое событие.

Нетрадиционные коллекторы являются привлекательной целью для разведки и изучения благодаря обильному содержанию углеводородов. Методы гидравлического разрыва пласта (ГРП) и горизонтального бурения сделали коммерчески выгодным добычу газа и нефти из таких пластов.

Микросейсмический мониторинг доказал свою эффективность в наблюдении за развитием разрывов внутри стимулируемого пласта [1, 2] за счет устранения неопределенности в оценке запасов [3]. Снижая неопределенность и связанные с этим риски, метод позволяет компаниям-операторам принимать более точные решения по вопросам строительства и заканчивания скважин, что увеличивает вероятность экономического успеха проведения ГРП за счет большего притока углеводородов [4].

Автоматические методы распознавания микросейсмических волн интересны тем, что позволяют обрабатывать данные в режиме реального времени, обеспечивают объективность в принятии решений. Однако часто оценки времени прибытия продольных и поперечных волн из-за низкого соотношения «сигнал-шум», особенно на больших расстояниях от сейсмоприемников до источников событий, бывают недостоверными. Классический метод STA/LTA эффективен в условиях низких помех. Как только уровень шума повышается, множество событий не удается зафиксировать, либо происходит ложное срабатывание детектора. В отличие от метода STA/LTA, крупные особенности сигнала обнаруживаются в вейвлет-коэффициентах на нескольких масштабах времени и направления, что позволяет фиксировать на треть больше полезных событий.

Управление процессом важно для устойчивой и долговременной экономической выгодной разработки залежей углеводородов и минимизации негативного влияния на окружающую среду. Представленная в данной статье технология помогает принимать решения по проекту проведения ГРП и развитию месторождения в целом, рассчитать оптимальный азимут горизонтальных участков скважин, сетку расположения скважин, глубину целевых пластов, проекты заканчивания, проекты повторных ГРП и геологические модели месторождения.

### Автоматический метод распознавания микросейсмических волн с использованием дискретного вейвлет-преобразования

Способ обработки микросейсмических данных с использованием дискретного вейвлет-преобразования, включающем блоки анализа данных и принятия решений, заключается в представлении исходных данных в виде набора микросейсмических трасс, каждую из которых подвергают дискретному вейвлет-преобразованию с последующим разложением (декомпозицией) исходного микросейсмического сигнала на слои детализации (масштабы)  $d(n)$  с различными энерге-

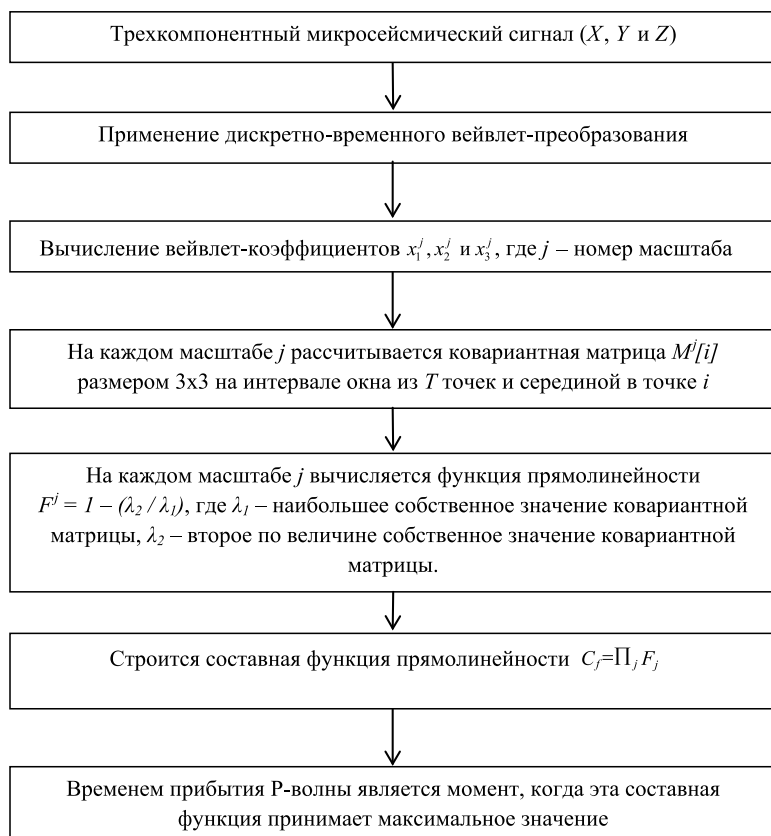


Рис. 1. Алгоритм определения времени прибытия продольной составляющей микросейсмической волны с помощью вейвлет-анализа

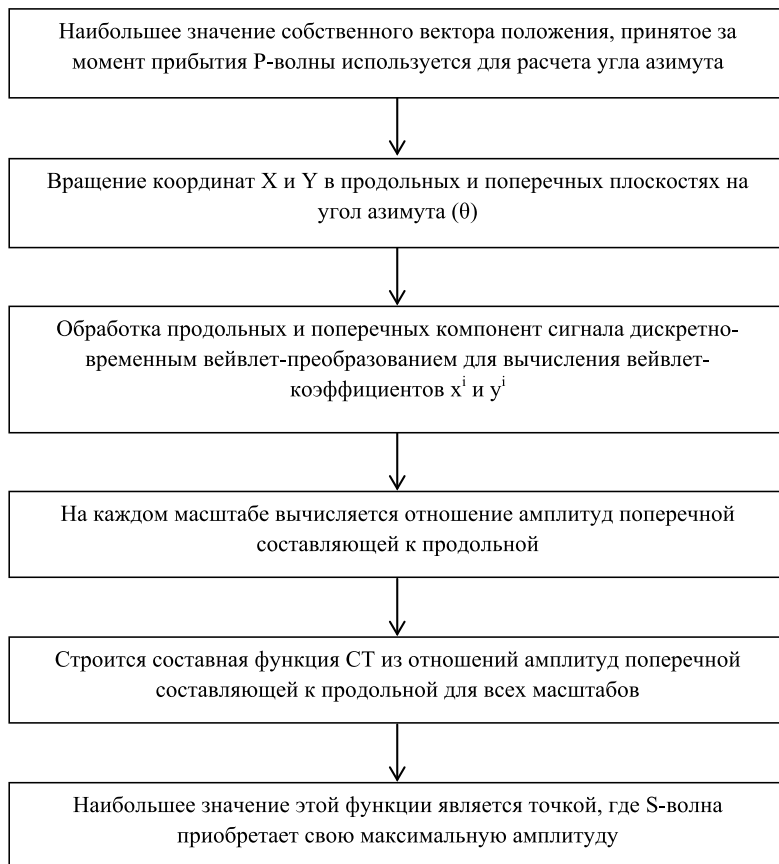


Рис. 2. Алгоритм определения времени прибытия поперечной составляющей микросейсмической волны с помощью вейвлет-анализа

тическими и частотными характеристиками. На каждом из указанных масштабов  $d(n)$  строят функцию линейности и находят при условии ее максимизации время прихода продольной составляющей микросейсмической волны (рис. 1). К каждой из исходных продольной и поперечной составляющих микросейсмического сигнала применяют дискретное вейвлет-преобразование с последующим разложением (декомпозицией) исходного микросейсмического сигнала на слои детализации (масштабы)  $d(n)$  с различными энергетическими и частотными характеристиками; на каждом из указанных масштабов  $d(n)$  строят отношения поперечных амплитуд к продольным и находят время прибытия поперечной составляющей микросейсмической волны (рис. 2).

Значения времени прибытия продольной и поперечной составляющих волн фиксируются в каждом из трех измерений в определенной точке пространства сейсмоприемником. Таких точек пространства (сейсмоприемников) может быть несколько. Измеряются интервалы времени между точками прибытия продольной и поперечной составляющих волны (рис. 3).

Для падающей продольной составляющей волны угол азимута вычисляется построением функции линейности и нахождения собственного вектора, связанного с наибольшим собственным значением зафиксированной продольной составляющей волны. Собственный вектор представляет собой направление линейной поляризации, которое указывает на угол азимута волны.

Скорость прохождения сейсмической волны в определенном интервале пласта определяется геофизическими методами акустического каротажа либо кросс-дипольного акустического каротажа. Составляется скоростная модель, где определенному интервалу глубины соответствует своя скорость прохождения продольной и поперечной составляющих микросейсмической волны.

Таким образом, известны значения времени, скорость в единице интервала и азимут падающей на приемник сейсмической волны. Далее производится расчет расстояния до микросейсмического события для однородной скоростной модели:

$$D = \frac{(t_s - t_p) \cdot v_p \cdot v_s}{v_s - v_p},$$

где  $D$  — расстояние,  $t_p$  — время первого вступления продольной составляющей волны,  $t_s$  — время первого вступления поперечной составляющей волны,  $v_p$  — скорость продольной составляющей волны,  $v_s$  — скорость поперечной составляющей волны.

Поскольку используется несколько сейсмоприемников, становится возможна инверсия источника колебаний, которая выполняется с помощью симплекс-метода или алгоритма сетевого поиска. Итоговое положение события рассчитывается путем минимизации пространственной ошибки по всем сейсмоприемникам, на пространственной карте ставится точка соответствующая событию. Совокупность множества точек, нанесенных на карту, по мере возникновения микросейсмических событий во время проведения гидравлической стимуляции пласта образует графическое изображение инициируемых трещин. Графическая карта позволяет оценить геометрические параметры трещин и их ориентацию в пространстве.

#### Моделирование работы метода на реальных микросейсмических данных

Алгоритм был проверен на реальных микросейсмических данных, записанных на трехкомпонентных сейсмоприемниках при выполнении работ в Западной Сибири и Оренбургской области. Данные были записаны напрямую с сейсмоприемников с предварительным усилением, без фильтрации от помех. Для определения эффективности предлагаемого способа результаты были сравнены с ручной обработкой и с другим автоматическим алгоритмом (метод STA/LTA).

Эффективность оценивалась по двум критериям: возможность программы распознать продольные и поперечные составляющие микросейсмической волны, а также точность вычисления местоположения очага события.

На рис. 4 показаны результаты обработки данных вручную после применения алгоритма STA/LTA и с помощью автоматического вейвлет-анализа. Можно заметить, что итоги близки друг к другу. Трехкомпонентный сигнал записан с большим уровнем помех, поэтому алгоритм STA/LTA не смог выявить время прибытия продольной волны. При этом метод с применением вейвлет-анализа показал хорошие результаты в данных условиях.

При сравнении результатов обработки для другого события, где уровень помех был меньше, данные ручного анализа, STA/LTA алгоритма и вейвлет-анализа практически совпадают.

При сравнении качества распознавания событий алгоритмом STA/LTA + обработка человеком и вейвлет-анализом были получены следующие результаты по сравнению с ручной обработкой, при этом время определения прихода волны принималось как достоверное: средняя ошибка вейвлет-анализа — 0,1952 мс, средняя ошибка STA/LTA алгоритма — 0,3982 мс.

Из полученных данных сделан вывод, что составная функция линейности и составная функция отношения поперечной амплитуды волны к продольной точно определяют время прибытия продольной и поперечной составляющих волн соответственно. Результаты работы алгоритма совпадают с результатами ручной обработки и с результатами STA/LTA метода на достаточном уровне для профессионального применения.

Метод STA/LTA часто не позволяет определить время прибытия поперечных составляющих волн в случае

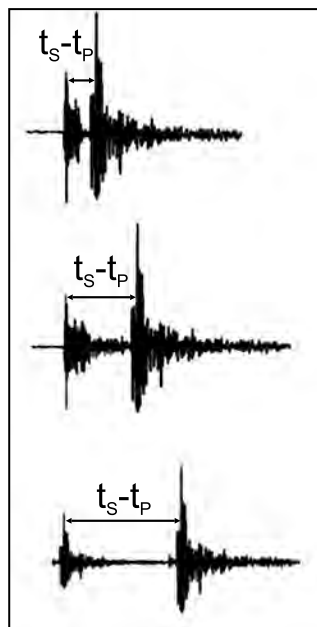


Рис. 3. Измерение разницы значений времени прихода продольной и поперечной составляющих микросейсмической волны

низкого соотношения «сигнал-шум». Иногда это действительно и для времени определения продольной составляющей волны в условиях высоких помех. В то же время алгоритмы вейвлет-анализа показали хорошие результаты определения значения времени прибытия продольных и поперечных волн в условиях помех, при этом совпадающие с результатами ручной обработки.

### Заключение

В ходе проведенного исследования было установлено, что способ обработки микросейсмических данных с использованием вейвлет-анализа позволяет эффективно выявлять время прибытия волн, сохраняя структуру сигнальной составляющей практически неизменной и обеспечивает, таким образом, более достоверное (по сравнению с частотной фильтрацией) выделение целевых волн, имеющих высокую информативную и прогнозную значимость при скважинных микросейсмических исследованиях.

Кроме того, анализ микросейсмических данных с использованием вейвлет-анализа по слоям детализации расширяет возможности обработки и интерпретации волновых полей, что может быть интересно для дальнейших исследований по этой тематике.

Перспективы использования предложенной методики распознавания заключаются в следующих основных статьях технико-экономического эффекта от ее внедрения:

- при сравнении результатов анализа одного и того же набора данных с помощью STA/LTA алгоритма с контролем и правкой результатов вручную и вейвлет-анализа, число правильных диагнозов, не требующих правки, при вейвлет-анализе увеличилось на треть. Результат достигнут в большей степени за счет регистрации микросейсмических событий, которые не удалось обнаружить классическим методом из-за малого соотношения «сигнал-шум». Перед началом работы предсказать возможность регистрации событий не представляется возможным: большое влияние на результат оказывают геология месторождения, помехи с поверхности и от скважинных операций, качество цемента между колонной наблюдательной скважины и стенкой, давление и темп закачки при стимуляции, уровень жидкости в скважине. В условиях большой неопределенности увеличение числа зарегистрированных событий (даже на малое значение) способно су-

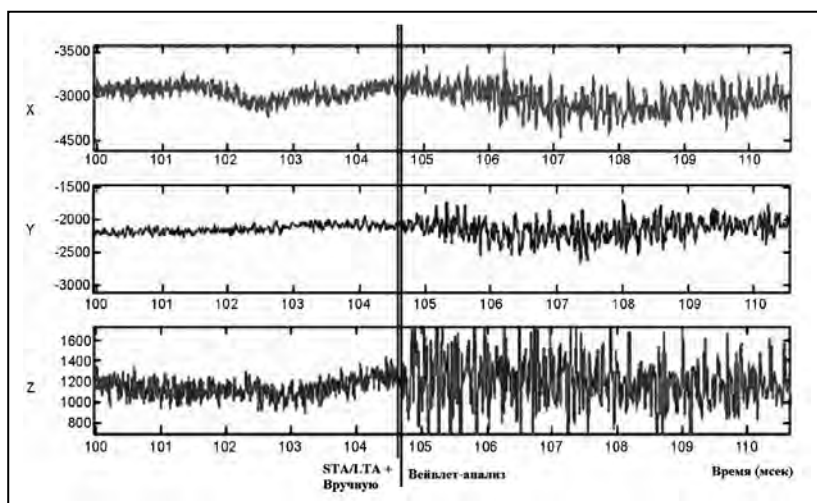


Рис. 4. Сравнение результатов определения времени прибытия продольной волны вручную после применения алгоритма STA/LTA и с помощью вейвлет-анализа

шественно улучшить результаты микросейсмического мониторинга особенно дальних стадий ГРП, которые прежде вообще не удавалось зафиксировать;

– сокращение времени обработки данных на три недели. Получаемая информация в режиме реального времени очень ценна для заказчика, так как позволяет корректировать план проведения гидроразрыва непосредственно во время проведения стимуляции. Так, например, по итогам проведения мини-ГРП можно увидеть насколько отличается полученная карта трещин от плана и принять решение о целесообразности основной стадии ГРП. В некоторых случаях принятие неверного решения приводит к длительным простоям и значительным затратам. Оперативная информация микросейсмического мониторинга позволяет снизить подобные риски.

Вейвлет-анализ имеет большой потенциал для обнаружения микросейсмических сигналов в условиях высокого уровня помех, может производить вычисления достаточно быстро для выдачи результатов, близких к режиму реального времени.

В будущем возможно создание интеллектуальной системы, которая на основе сравнения плана закачки ГРП и получения сведений о выявленных микросейсмических событиях будет выдавать управляющие воздействия для коррекции параметров трещин при их отклонении от плана.

Технология может быть полезна для оборонного применения. Движение техники, разрывы снарядов создают микросейсмические колебания земной поверхности. Эти сигналы могут быть зафиксированы и интерпретированы с целью определения местоположения очага события.

#### Список литературы

1. Zinno, R.J. Microseismic monitoring to image hydraulic fracture growth. In: AAPG Geosciences Technology Workshop. 2010. June 28-30. Rome, Italy.
2. Zhao X.P. Imaging the Mechanics of Hydraulic Fracturing in Naturally-fractured Reservoirs Using Induced Seismicity and Numerical Modeling (Ph.D. Thesis). University of Toronto. 2010.
3. Ma, Y.Z., 2011. Uncertainty Analysis in Reservoir Characterization and Management: How Much Should We Know About What We Don't Know? AAPG Memoir 96.
4. Zinno, R.J., 1999. The Cotton Valley Hydraulic Fracture Imaging Consortium: Implications for Hydraulic Stimulation Design and Commercial Passive Seismic Monitoring (MSc Thesis). Dedman College, Southern Methodist University.
5. Аки К., Ричардс П. Количественная сейсмология: Теория и методы Т. 1. М.: Мир. 1983. 520 с.
6. Казбулатов И.Г., Рубцова А.В. и др. Многостадийный гидроразрыв пласта в горизонтальных скважинах в комплексе с микросейсмическим мониторингом и кросс-дипольным акустическим каротажем // Нефтяное хозяйство. 2014. №9. С.93-95.

*Казбулатов Искандер Галеевич – инженер ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический университет».*  
E-mail: rednaxu@mail.ru

#### ПТК КРУГ-2000 применяется для управления теплосетями г. Пензы

Фирма "КРУГ" приступила к вводу в промышленную эксплуатацию автоматизированной системы диспетчерского управления (АСДУ) теплосетями г. Пензы на базе ПТК КРУГ-2000.

На первом этапе в АСДУ включена насосная станция № 6, которая обеспечивает теплоснабжение крупного жилого массива, административных зданий и промышленных предприятий от улицы Леонова до улицы 8 Марта Октябрьского и Ленинского районов города.

ОАО "Т Плюс Теплосеть Пенза" входит в состав филиала "Мордовский" ПАО "Т Плюс" и осуществляет снабжение тепловой энергией потребителей г. Пензы, эксплуатацию и ремонт городских магистралей систем теплоснабжения.

АСДУ ОАО "Т Плюс Теплосеть Пенза" разработана с применением типовых технических решений по автоматизации насосных станций и диспетчерских систем управления оборудованием теплосетей.

Промышленные контроллеры DevLink-C1000 с модулями ввода/вывода DevLink-A10 обеспечивают:

- управление сетевыми электронасосами и запорной арматурой;
- контроль состояния насосов и задвижек;

– сбор и обработку информации от преобразователей мощности АЕТ-411, тепловычислителей ВКТ-7 и датчиков (температура, давление и расход теплоносителя).

В шкафах управления предусмотрена возможность контроля технологического процесса с использованием пульта местного управления на базе сенсорной панели оператора.

Два АРМ диспетчеров и АРМ главного специалиста ЭТОиТАИ функционируют под управлением SCADA КРУГ-2000. Web-сервер позволяет пользователям системы просматривать информацию о состоянии теплосети через Internet. Передача данных между контроллерами DevLink-C1000 и SCADA КРУГ-2000 осуществляется по GSM/GPRS-каналу с использованием специализированного протокола, позволяющего работать с медленными и ненадежными каналами связи.

Фирмой "КРУГ" выполнены поставка оборудования и ПО, поставка шкафов управления, инжиниринговые и пусконаладочные работы.

На втором этапе внедрения планируется расширение АСДУ за счет подключения насосных станций № 1, № 2, № 4 и центральных тепловых пунктов № 160, № 171, № 144, № 134, ЦТП "Учебный Комбинат".

[Http://www.krug2000.ru](http://www.krug2000.ru)