

Дается характеристика разработанной в ОАО «ЦГЭ» системы обработки данных пассивного сейсмического мониторинга ГРП, предназначенной для определения геометрических параметров гидроразрыва. Отличие разработанной системы от существующих аналогов заключается в применении современных алгоритмов адаптивной сейсмоэmissionsной томографии, использующей технику высокого разрешения, а также более совершенных приемов интерпретации результатов с учетом напряженно-деформированного состояния в окрестности зоны ГРП. Это позволяет повысить достоверность и точность контроля геометрии ГРП. Принципиальное отличие заключается в наличии специальных средств диагностики и коррекции записей, что является необходимым условием для успешной работы в наблюдательных скважинах из старого фонда неосвоенными условиями приема. Разработанная система прошла успешное применение при мониторинге ГРП на нефтяных месторождениях Западной Сибири и Казахстана.

Система обработки данных пассивного сейсмического мониторинга ГРП

Александров С.И., Институт физики Земли, г. Москва
Гогоненков Г.Н., Перепечкин М.В., ОАО «ЦГЭ», г. Москва,
Мишин В.А., ООО «Викосейс», г. Москва

Введение

Инновационная технология пассивного сейсмического мониторинга (ПСМ) применяется для контроля геометрии гидравлических разрывов пластов (ГРП) при разработке низкопроницаемых коллекторов углеводородов, а также угольного метана [1, 2]. Методика ПСМ основана на обнаружении и локализации источников сейсмической эмиссии в зоне ГРП, вызванной изменениями в напряженно-деформированном состоянии пород в результате закачки флюидов, пропанта или других материалов в скважину и образования разрыва. Регистрация сейсмоэmissionsных событий обычно производится в скважинах, соседних со скважиной ГРП, при помощи многоуровневых трехкомпонентных сейсмических зондов. Контроль геометрии гидроразрывов позволяет повысить эффективность и минимизировать риски при выполнении операции ГРП.

Ниже дается характеристика разработанной в ОАО «ЦГЭ» системы обработки данных ПСМ – MultiVSP-PSM.

Задачи ПСМ и особенности обработки данных

Перед обработкой данных ПСМ ГРП обычно ставятся следующие задачи:

- динамическая 3D визуализация процесса образования гидроразрыва;
- определение геометрических параметров гидроразрыва (азимут простирания, длина крыльев, высота и асимметрия);
- получение данных для оперативной коррекции дизайна ГРП.

Постановка задачи получения оперативных данных, что актуально для проводимых в последнее время работ по множественным (зональным) ГРП в горизонтальных скважинах, требует применения схемы мониторинга в режиме «онлайн», показанной на рис. 1. Это накладывает дополнительные условия обработки данных в режиме «реального времени» [3].

Другой принципиальной особенностью ПСМ является большой объем исходных данных (например, количество сейсмограмм в одном эксперименте мониторинга в тысячи раз превы-

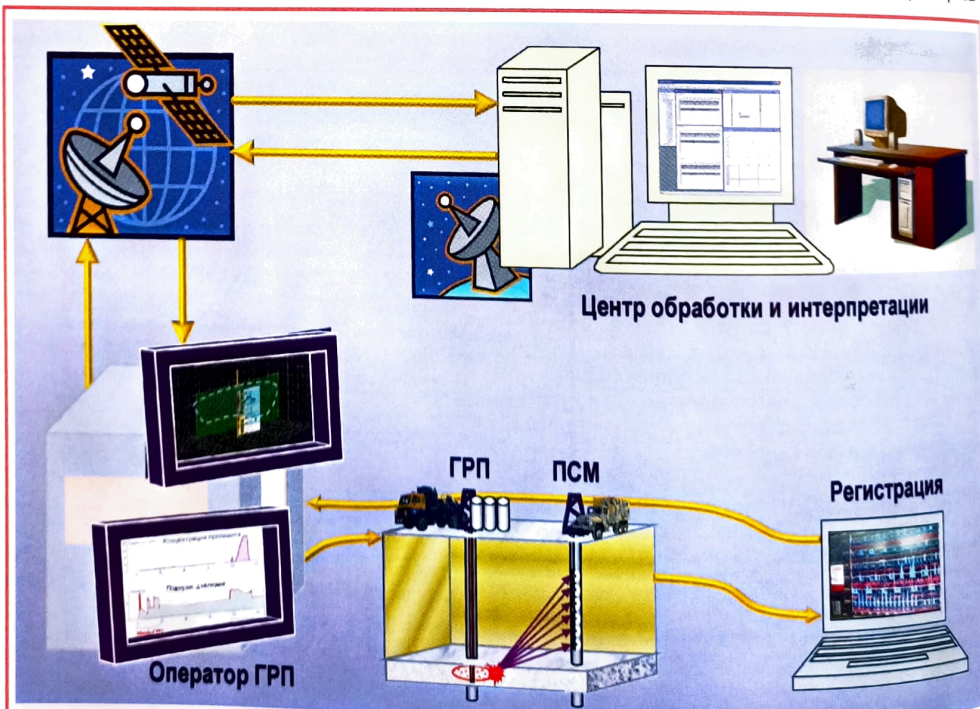


Рис. 1. Схема мониторинга ГРП в режиме «онлайн» при помощи спутниковой телеметрии

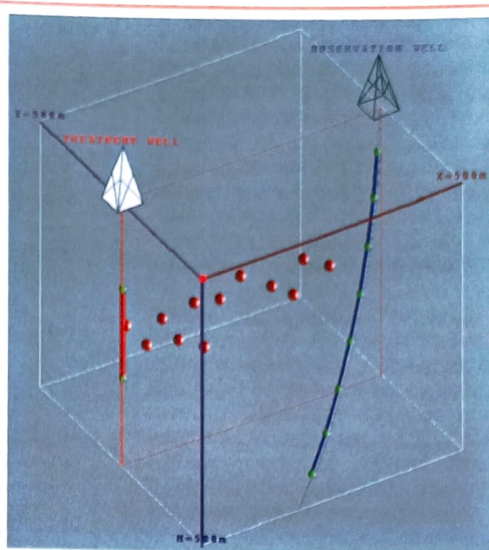
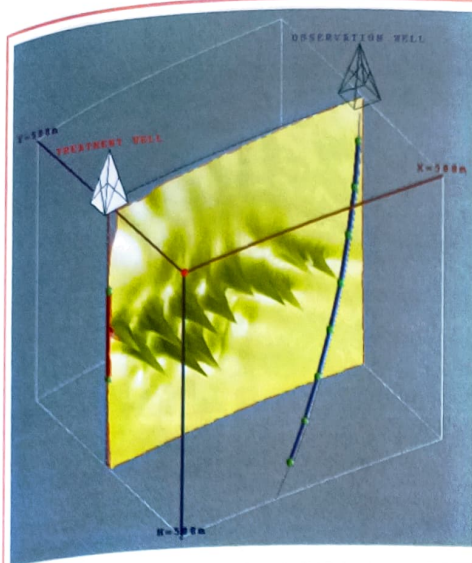


Рис.2. Метод микросейсмотомографии, применяемый в системе MultiVSP-PSM для локализации интерференционных сейсмозмиссионных источников: слева показано одно из сечений поля интенсивности сейсмической эмиссии, справа - искомые источники, которые определены при помощи анализа поля интенсивности (по пикам интенсивности)

шает аналогичный объем при стандартных работах ВСП – за исключением массивного 3D ВСП). Это требует применения обработки в автоматическом режиме для всех основных операций анализа [4].

Следующей принципиальной особенностью системы обработки данных РСМ является динамическая 2D/3D визуализация, которая необходима как при контроле хода процесса обработки, так и при интерпретации данных для диагностической визуализации процесса образования гидроразрыва.

О приемах локализации сейсмозмиссионных источников

Метод Гейгера

Для локализации микросейсмических событий обычно используется метод Гейгера [3, 4], который применяется в сейсмологии для определения эпицентров землетрясений. Этот метод имеет определенные ограничения. Необходимое условие его применения заключается в предварительном обнаружении вступлений продольной и поперечной волн от одного и того же источника (для локализации источника измеряются разности времен вступлений продольной и поперечной волны в нескольких точках приема и соответствующие направления прихода лучей, оцениваемые по поляризации волн). Собственно процедура локализации источника заключается в минимизации погрешности в наблюдаемых и полученных при помощи трассировки лучей расчетных значениях параметров. При интерференции волн эта процедура часто не дает однозначного результата. Вследствие этого при анализе

данных мониторинга метод Гейгера имеет относительно невысокий выход - распознаются только 10-15% от общего числа зарегистрированных микросейсмических событий.

Метод микросейсмотомографии

Для анализа сейсмических трехкомпонентных наблюдений разработаны специальные алгоритмы адаптивной поляризационно-кинематической фокусировки волнового поля, использующие технику высокого разрешения [5]. Адаптивные методы обладают существенно более высокой способностью гашения паразитных лепестков характеристики направленности приемной антенны по сравнению с неадаптивными методами, что приводит к большей достоверности анализа.

Один из робастных адаптивных методов, микросейсмотомография на основе узконаправленной поляризационно-кинематической фокусировки, реализован в обрабатывающей системе MultiVSP-PSM [6]. Он автоматически подключается в случае отказа работоспособности метода Гейгера (например, в случае интерференции волн и проблем с идентификацией пары продольных и поперечных волн от одного источника). Он является более робастным, чем метод Гейгера, в частности, он менее критичен к погрешностям при определении времен вступлений волн при их автопикинге.

На рис.2 проиллюстрирован принцип работы техники микросейсмотомографии для локализации интерференционных сейсмозмиссионных источников: здесь показана полученная в результате фокусировки энергетическая поверх-

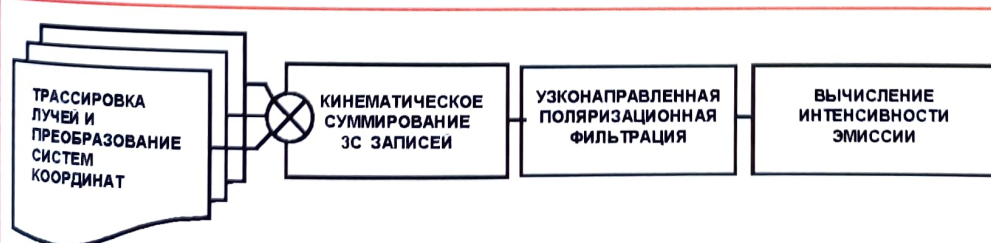


Рис.3. Блок-схема алгоритма определения интенсивности источников сейсмической эмиссии при помощи узконаправленной поляризационной фокусировки волнового поля



ность, соответствующая одному из сечений поля интенсивности сейсмической эмиссии, а также искоемые источники, которые определяются по энергетическим локальным максимумам. На рис.3 показана блок-схема алгоритма определения интенсивности источников сейсмической эмиссии при помощи узконаправленной поляризации фокусировки волнового поля.

Следует отметить, что анализ записей наземных и скважинных наблюдений при мониторинге существенно отличается даже при использовании одинакового метода фокусировки: в первом случае используются длинные записи (обычно несколько часов и более), содержащие большой процент различных техногенных помех и малый процент полезных сигналов, во втором – непосредственно только импульсы выделенных полезных волн. Кроме того, условия сигнал/помеха также существенно отличаются (при приближении к поверхности отношение с/п уменьшается «по гиперболе в квадрате», т.к. основные помехи связаны с работающим оборудованием в окрестности устья скважин на разрабатываемом месторождении).

Система обработки данных ПСМ

Обрабатывающая система MultiVSP-PSM построена в соответствии с общими принципами построения интегрированных систем обработки данных скважинных наблюдений [7]. Она имеет следующие особенности:

- работа под управлением операционной системы MS Windows®;
- идеология «клиент - сервер», делающая систему аппаратно-независимой;
- многопользовательность, позволяющие одновременно осуществлять разные стадии обработки;
- использование разделяемой базы данных с поддержкой стандартных форматов;
- возможность функционирования в режиме реального времени;
- встроенные и связанные между собой средства визуализации (визуализация модели данных, 2D/3D визуализация);
- автономные модули загрузки сейсмограмм в базу данных;
- расширяемый набор алгоритмов обработки;
- наличие средств настройки параметров обработки в интерактивном режиме;
- функции настраиваемого пользователем препроцессинга и самонастраивающегося режима основной обработки в автоматическом режиме;
- средства контроля качества, динамической коррекции записей и повышения отношения

сигнал/помеха и др.

Рис.4 иллюстрирует полный цикл обработки данных ПСМ: от загрузки полевых записей в базу данных в ждущем (при обработке в режиме «реального времени») или интерактивном режиме до визуализации пространственного распределения источников сейсмической эмиссии в зоне ГРП и построения искомого плоскости трещины ГРП. В состав системы входят дополнительные модули, обеспечивающие азимутальную ориентацию трехкомпонентных записей, спектральный и поляризационно-кинематиче-



Рис.4. Блок-схема обработки данных ПСМ

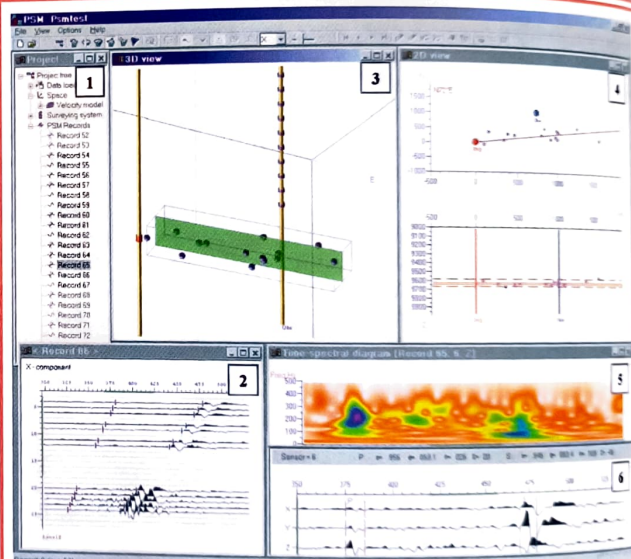


Рис.5. Вид рабочих окон системы обработки данных ПСМ: 1 - дерево загруженных сейсмограмм; 2 - сейсмограмма текущего сейсмомиссионного события; 3 - окно 3D-визуализации плоскости гидроразрыва; 4 - окно визуализации сейсмомиссионных источников в плане и в вертикальном сечении; 5 и 6 - вспомогательные окна для изучения спектральных и поляризационных характеристик событий

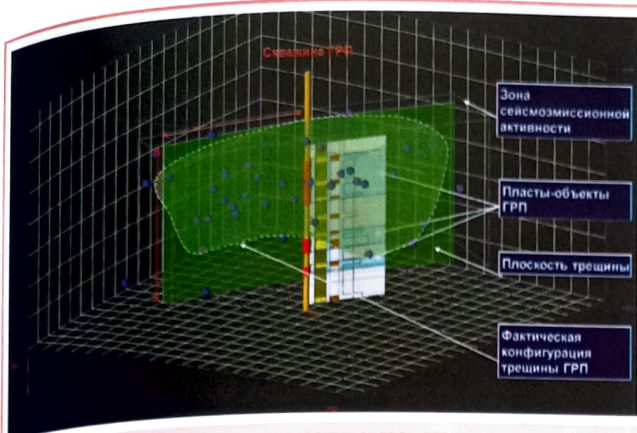


Рис.6. Пример определения простирания и геометрии трещины гидравлического разрыва при помощи системы MultiVSP-PSM

ский анализ волн, уточнение скоростной модели для Р- и S-волн, калибровочную пристрелку по выстрелам перфоратора, а также модули расчета упругих дислокаций, характеризующих напряженно-деформированное состояние в окрестности зоны ГРП.

На рис.5. показан вид рабочих окон системы обработки данных ПСМ, включая дерево загруженных сейсмограмм активного проекта, окна визуализации сейсмическoй активности и искомым плоскости гидроразрыва, а также некоторые из вспомогательных окон для изучения спектральных и поляризационных характеристик событий.

Основные процедуры обработки осуществляются в автоматическом режиме (включая процедуры контроля качества и динамической коррекции данных, обнаружения и распознавания волн от искомым событий, пространственно-временной локализации событий и определения геометрии разрыва и др.).

На рис.6 показан характерный пример результатов определения простирания и геометрии трещины гидроразрыва при помощи системы MultiVSP-PSM. Этот пример, в частности, показывает, что фактическая конфигурация трещины ГРП может быть достаточно сложной и отличаться от упрощенной ее геометрии по данным дизайна ГРП (наиболее распространенным отличием является асимметрия крыльев гидроразрыва, которую невозможно предсказать при составлении дизайна ГРП).

Заключение

Отличие разработанной в ОАО «ЦГЭ» системы MultiVSP-PSM от существующих зарубежных аналогов заключается в комплексном подходе, основанном на применении как традиционных методов локализации событий, так и более совершенных методов многомерного анализа, (вейвлетного, сембланского и поляризационно-кинематического анализа), фильтрации (узконаправленной поляризационной фильтрации) и адаптивной микросейсмотомографии, использующей технику высокого разрешения, а также приемов интерпретации результатов с учетом напряженно-деформированного состояния в окрестности зоны ГРП. Это позволяет повысить достоверность и точность контроля геометрии ГРП. Другое принципиальное отличие заключается в наличии специальных средств диагностики и коррекции записей, что является необходимым условием для успешной работы в наблюдаемых скважинах из старого фонда с несовершенными условиями приема [8].

Система MultiVSP-PSM, разработанная в ОАО

«ЦГЭ», прошла успешное применение при мониторинге ГРП на нефтяных месторождениях Западной Сибири и Казахстана [9-12].

Литература

1. Maxwell, S.C. and Urbancic, T.I. The role of passive microseismic monitoring in the instrumented oil field. The Leading Edge, 2001, 6, p 636-639
2. Johnson, R.L., Scott, M.P., Jeffrey, R.G., Chen, Z., Bennett, L., Vandenberg, C., Tcherkashnev, S. Evaluating Hydraulic Fracture Effectiveness in a Coal Seam Gas Reservoir from Surface Tiltmeter and Microseismic Monitoring. SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Florence, Italy, 19-22 September 2010. SPE 133063
3. Walter, L.A., Zinno, R.J., Urbancic, T.I. Real-time fracture diagnostic - using a multi-level, multi-component, large aperture seismic receiver. Annual Meeting, SEG, Calgary, 2000. Expanded Abstracts.
4. Oye, V., Roth, M. and Jähren, L. Automatic real-time processing of induced microseismic data. EAGE 64th Conference & Exhibition, Florence, 2002, p.236.
5. Александров С.И. Поляризационный анализ сейсмических волн. М.: ОИФЗ РАН, 1999, 142 с.
6. Alexandrov, S.I., Gogonenkov, G.N., Mishin, V.A., Tessman, D.J. A new processing technique for passive seismic monitoring of hydrocarbon reservoirs//SEG Moscow Workshop September 1-4, 2003, Society Of Exploration Geophysicists, Expanded Abstracts, OS13.
7. Александров С.И., Гогоненков Г.Н., Мишин В.А., Перепечкин М.В. Принципы построения интегрированной системы обработки данных ЗС 3D ВСП. «Гальперинские чтения 2005».
8. Александров С.И., Бандов В.П., Гогоненков Г.Н. Контроль геометрии гидроразрыва пласта при помощи скважинного микросейсмического мониторинга. Технологические риски и факторы успеха. «Геофизика», №1, 2010, с.23-28.
9. Александров С.И., Бандов В.П., Гогоненков Г.Н., Никитин А.Н., Пасынков А.Г. Определение геометрии ГРП при помощи пассивной сейсмики в Западной Сибири - Проблемы и факторы успеха. Международная конференция геофизиков и геологов, г.Тюмень, 4-7 декабря 2007 г., ЕАГО - SEG - AAPG.
10. Александров С.И., Гогоненков Г.Н., Пасынков А.Г. Пассивный сейсмический мониторинг для контроля геометрических параметров гидроразрыва пласта // Нефтяное хозяйство, 2007. №3, с.12-14.
11. Александров С.И., Бандов В.П., Гогоненков Г.Н., Кашик А.С., Копеев К.Н., Бижанов А.Н., Исказиев К.О. Опыт применения технологии пассивного сейсмического мониторинга для контроля геометрии гидравлических разрывов пласта на месторождении Узень // ОАО «Газпром», «Международный опыт и перспективы освоения сероводородсодержащих месторождений углеводородов» (SGFD-2008), 17 июля 2008 года, Москва.
12. Александров С.И., Бандов В.П., Гогоненков Г.Н., Копеев К.Н., Бижанов А.Н., Исказиев К.О. Определение геометрии гидроразрыва на месторождении Узень при помощи скважинного пассивного сейсмического мониторинга // Каротажник, №11, 2008, с.3-15.