

УДК 550.8.056

СОВРЕМЕННЫЕ ПОДХОДЫ К ЧИСЛЕННОМУ МОДЕЛИРОВАНИЮ МИКРОСЕЙСМИЧЕСКИХ СОБЫТИЙ

© 2019 г. А.В. Буторин, Ф.В. Краснов, А.Н. Ситников

ООО “Газпромнефть НТЦ”, г. Санкт-Петербург, Россия

Рассматривается актуальный вопрос повышения точности картирования трещины гидро-разрыва пласта (ГРП) с использованием микросейсмического мониторинга. Актуальность данного вопроса определяется, прежде всего, возрастающим объемом проведения ГРП при разработке современных залежей углеводородов. В этой связи необходима выработка методических рекомендаций к проведению полевых работ, обеспечивающих получение наиболее информативных результатов. Авторами использовалось полноволновое трехмерное моделирование сейсмической эмиссии от точечного источника, симулирующего излучение энергии в процессе развития трещины ГРП. Для регистрации возникающих упругих колебаний смоделировано несколько систем наблюдения поверхностного и скважинного типа, наиболее распространенных на данный момент. Моделирование единичного источника позволило получить характерные сейсмограммы для разных систем наблюдения. Анализ результатов при разных условиях приема дает возможность рассмотреть характерные волновые поля и проанализировать достоинства и недостатки разных систем наблюдения.

На модельных результатах показано, что максимальная информативность достигается при использовании поверхностной патч-системы, которая обеспечивает широкую апертуру наблюдения и более высокий уровень сигнала на фоне помех.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта (ГРП), микросейсмический мониторинг, полноволновое моделирование, тензор сейсмического момента.

Введение

Один из вызовов современной нефтяной индустрии – значительное увеличение в общем объеме разрабатываемых объектов трудноизвлекаемых запасов. В общем случае под этим термином подразумеваются запасы традиционных коллекторов, которые имеют невысокую экономическую эффективность при их разработке на существующем уровне технологий, освоенности и доступности разрабатываемых территорий. Среди геологических факторов отнесения запасов к категории трудноизвлекаемых можно выделить низкую проницаемость отложений и малую мощность коллектора.

Инструментом решения проблем разработки трудноизвлекаемых запасов кроме бурения высокотехнологичных горизонтальных скважин может быть применение технологии гидравлического разрыва пласта (ГРП), одного из способов интенсификации добычи нефти. Технология ГРП заключается в закачке в скважину под высоким давлением проппанта – смеси жидкости и специального расклинивающего агента, – в результате чего формируется трещина. Применение технологии ГРП позволяет увеличить радиус охвата скважины, что в условиях низкопроницаемых коллекторов обеспечивает её более высокий дебит.

При использовании технологии ГРП существует проблема контроля параметров возникающей трещины, определяемых широким спектром факторов, среди которых как технологические, связанные с условиями закачки, так и геологические – реологические свойства пород, их трещиноватость, напряженное состояние и т.п. В настоящее время

существует несколько методов для определения параметров образующейся в процессе ГРП трещины. В табл. 1 представлено краткое описание нескольких методов с оценкой их возможностей при определении тех или иных параметров трещин. Достоверность результатов измерений отображена в табл. 1 разной цветовой заливкой – черный цвет соответствует максимальной достоверности, белый – минимальной.

Таблица 1. Методы определения параметров трещины ГРП по [Cipolla, Wright, 2002]

Категория	Метод	Возможность определения							
		Длина	Высота	Асимметрия	Ширина	Азимут	Угол	Объем	Проводимость
Прямые в дальней зоне	Поверхностный наклономер	■	■	■	■	■	■	■	■
	Скважинный наклономер	■	■	■	■	■	■	■	■
	Микросейсмический мониторинг	■	■	■	■	■	■	■	■
Прямые в ближней зоне	Радиоактивные трассеры	■	■	■	■	■	■	■	■
	Температурный каротаж	■	■	■	■	■	■	■	■
	ГДК	■	■	■	■	■	■	■	■
	Имиджеры	■	■	■	■	■	■	■	■
	Скважинное видео	■	■	■	■	■	■	■	■
	Диаметр скважины	■	■	■	■	■	■	■	■
Косвенные	Анализ давления трещин	■	■	■	■	■	■	■	■
	Испытания скважин	■	■	■	■	■	■	■	■
	Анализ разработки	■	■	■	■	■	■	■	■

Методы определения характеристик трещины ГРП могут быть разделены на три категории – косвенные, прямые в ближней зоне, прямые в дальней зоне (см. табл. 1). Приводимые в табл. 1 данные свидетельствуют, что определение параметров трещины – сложная задача, решить которую с высокой степенью достоверности не позволяет большинство из перечисленных методов.

Один из инструментов решения задачи картирования трещины ГРП – методы микросейсмического мониторинга (МСМ), которые дают возможность по характеристикам возникающих упругих волн оценить геометрические параметры трещины (длину, высоту, асимметрию и азимут). Актуальность метода МСМ обусловлена современными тенденциями развития нефтяной индустрии, а именно переходом к разработке нетрадиционных и трудноизвлекаемых запасов, сопровождающейся развитием инструмента ГРП. Аналогичный вывод может быть сделан при анализе частоты употребления термина “*microseismic*” в международных библиотеках *SPE*, *SEG*, *EAGE* – в 1996–2006 гг. в них наблюдается резкое увеличение количества публикаций, содержащих этот термин [Maxwell, 2010].

Суть микросейсмического мониторинга заключается в детектировании сейсмической эмиссии и последующем определении типа источника, его положения в пространстве и времени возникновения. В качестве источника эмиссии чаще всего рассматриваются деформации, возникающие при росте трещины, образующейся в процессе ГРП. В настоящее время можно выделить три глобальных типа систем наблюдения методом МСМ – наземная расстановка; массивы неглубоких скважин; скважинные системы, сводная информация по которым приведена в табл. 2.

Таблица 2. Типы систем наблюдения методом микросейсмического мониторинга (МСМ)

Тип системы	Определение тензора сейсмического момента	Максимальная точность	Расстановка приборов	Уровень помех	Минимальная стоимость
Наземная расстановка	+	При определении горизонтальной длины и азимута трещин	Съёмная	Высокий	Для одного куста
Массив неглубоких скважин	+	При определении горизонтальной длины и азимута трещин	Постоянная	Средний	Для нескольких кустов
Скважинные системы	Требуется две и более скважины	При определении высоты трещин	Съёмная	Низкий	Для одной скважины

В целом можно сделать вывод, что поверхностная система наблюдения позволяет получить максимальное количество информации при наименьшем объеме затрат, так как отсутствует необходимость бурения мониторинговых скважин при достаточно широкой апертуре наблюдений. Однако при этом поверхностные наблюдения характеризуются минимальным отношением “сигнал/шум” (ОСШ), что накладывает ограничение на возможность выделения полезного сигнала, а также на точность решения обратной задачи. Именно сочетание потенциальной высокой информативности и высокой степени неопределенности при решении обратной задачи делает поверхностный мониторинг основным объектом исследования, описанного в данной статье.

Основная задача данного исследования – увеличение точности решения обратной задачи, т.е. определение типа, положения и времени возникновения источника упругой энергии. Возможным путем её решения является использование специализированных систем наблюдения. Кроме решения названной задачи актуальной остается методологическая работа, связанная с определением ключевых неопределенностей решения обратной задачи в условиях неполноты входной информации. Другими словами, речь идет об оценке возможных погрешностей в определении ключевых параметров трещины ГРП в зависимости от существующих внешних факторов, таких как уровень шума на месторождении, сложное распределение скоростей по разрезу, наличие многолетнемерзлых пород и т.п.

Методы исследования

Отмеченные во Введении предпосылки легли в основу проведенного модельного эксперимента МСМ. Наличие априорной информации о точном решении обратной задачи является главным отличием цифрового эксперимента от полевого. В данном случае спектр вопросов, которые необходимо раскрыть и систематизировать, достаточно широк – начиная от выбора оптимальной системы наблюдения, зависящего от различных внешних факторов, и заканчивая неопределенностями алгоритмов решения обратной задачи. В подобных условиях методически наиболее верным представляется изучение основных закономерностей на цифровой модели с последующей трансляцией полученного опыта на полевой эксперимент.

Одной из первостепенных задач, решение которой определяет качество получаемых данных, является выбор оптимальной системы наблюдения. Как известно, на практике наблюдается существенное влияние геометрии системы наблюдения на точность и качество решения обратной задачи [Behura, Forghani, Bazargani, 2013]. При этом в зависимости от типа системы (скважинная, поверхностная) определяется и спектр

решаемых задач. При выборе оптимальной системы наблюдения надежным инструментом могут быть результаты моделирования.

На рис. 1–5 представлены схемы пяти наиболее распространенных на практике систем регистрации, для которых было выполнено численное моделирование. На тех же рисунках приведены полученные при моделировании сейсмограммы, типичные для каждой системы.

Радиально-лучевая система (рис. 1) наблюдения представляет собой симметричную относительно источника 10-лучевую расстановку. Радиус расстановки составляет 2000 м; всего используется 360 регистраторов – в каждом луче с шагом 50 м установлено по 36 каналов.

Патч-система (рис. 2) – это совокупность установленных на локальной базе отдельных групп приемников (патчей). Как и в случае радиально-лучевой системы, расстановка симметрична относительно источника. Параметры расстановки выбраны согласно публикации [Shuck et al., 2015]; её радиус – 1750 м. Моделирование было выполнено для 17 патчей, установленных на базе 300×300 м; расстояние между патчами варьирует от 1000 до 1500 м. В каждый патч включен 121 приемник.

Система поверхностных скважин (рис. 3) состоит из сети, включающей 9 скважин глубиной 100 м, в каждой из которых с шагом 10 м расположены приемники. Система симметрична относительно источника по осям X–Y (север-восток). Радиус расстановки – 1000 м; расстояние между скважинами – 500 м.

Вертикальная скважинная система (рис. 4) моделирует наблюдательную вертикальную скважину, расположенную на удалении 300 м к юго-востоку от источника. База приема симметрична относительно глубины источника и составляет 200 м; шаг между приемниками – 10 м.

Горизонтальная скважинная система (рис. 5) моделирует наблюдательную горизонтальную скважину (ГС), ориентированную в северо-восточном направлении. Скважина имеет длину 1225 м и находится на одной глубине с источником; расстояние между источником и скважиной по горизонтали составляет 300–700 м. Приемники волнового поля расположены в скважине с шагом 25 м.

Осуществлялась одновременная регистрация сигналов от единичного источника упругих волн, расположенного в центре поверхностных систем наблюдения. Источник помещен на глубину 2600 м и представляет собой точечную деформацию, определяемую тензором сейсмического момента. При постановке цифрового эксперимента и решении обратной задачи весьма актуален вопрос выбора типа источника для моделирования событий в процессе ГРП. Возможным аналогом в данном случае могут быть землетрясения, вызванные внедрением интрузии – процесс образования трещины ГРП в такой ситуации может рассматриваться как мелкомасштабное внедрение интрузивного тела (проппанта). Внедрение интрузии, как показывает ряд публикаций (см., например, [Kanamori et al., 1993; Belachew, Ebinger, Cote, 2013]), характеризуется дипольной (CLVD¹) компонентой тензора сейсмического момента (ТСМ), что позволяет предположить превалирование данного типа источников в процессе ГРП.

На основе данных вертикального сейсмического профилирования (ВСП) модель среды задавалась изотропной по латерали. Распространение значений скорости упругих волн и плотности выполнялось в рамках имеющегося структурного каркаса. Влияние верхней части разреза моделировалось низкоскоростным тонким слоем переменной мощности; изменение мощности слоя задавалось случайным образом в диапазоне от 0 до 25 м с последующим сглаживанием для получения пространственно-связанной картины.

¹ CLVD – от англоязычного термина *Compensated Linear Vector Dipole*.

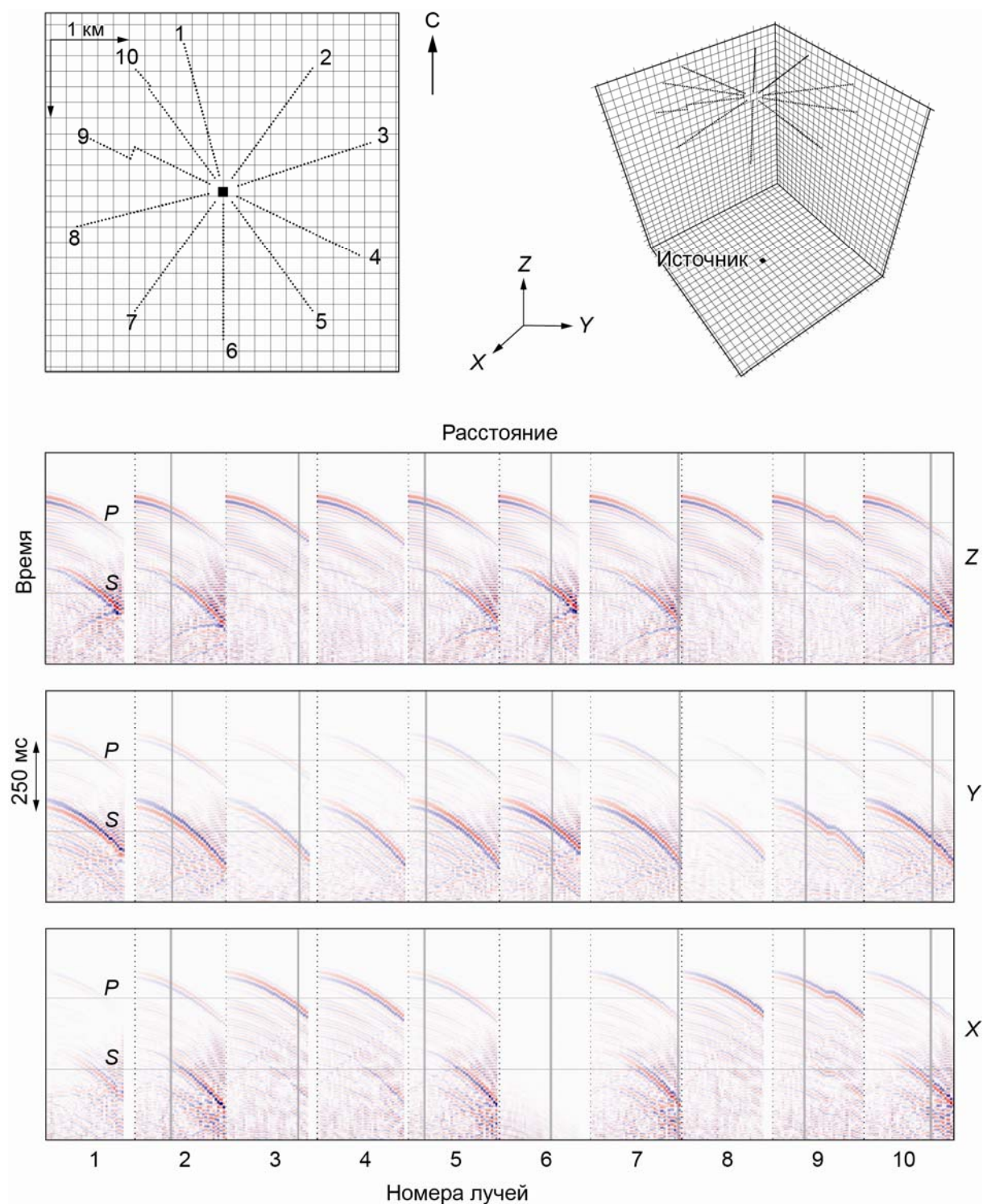


Рис. 1. Схема радиально-лучевой системы наблюдения в плане (вверху слева) и в трехмерном изображении (вверху справа). Ниже приведены типичные сейсмограммы Z-, Y-, X-компонент, полученные при моделировании с использованием данной системы. На рис. 1–7 красным выделены положительные амплитуды, синим – отрицательные

Fig. 1. Scheme of radial-beam monitoring system. Top – view of the observation system in the plan (left) and in the three-dimensional image (right); bottom – the typical seismicograms of Z-, Y-, X – components obtained during modeling of the system. On Fig. 1–7 positive and negative amplitudes are marked by red and blue colors

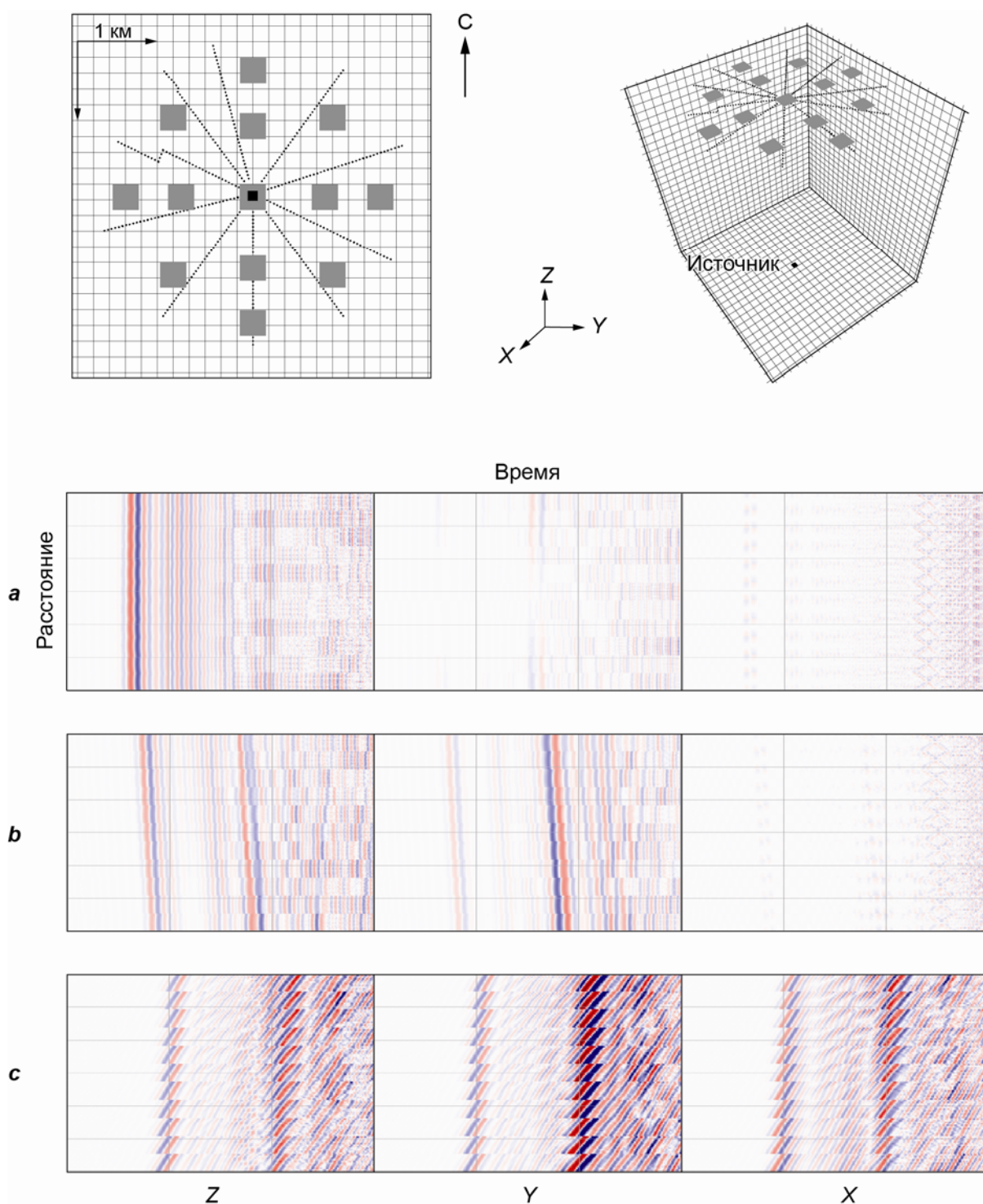


Рис. 2. Схема патч-системы наблюдения в плане (вверху слева) и в трехмерном изображении (вверху справа) и сейсмограммы для трех патчей: центрального, расположенного над источником (а); на оси Y (b) и северо-восточного (c)

Fig. 2. An example of simulation for a patch system in the plan (top left) and in the three-dimensional image (top right); seismograms for three patches: (a) the central patch above the source, (b) the patch on the Y axis, (c) the northeast patch

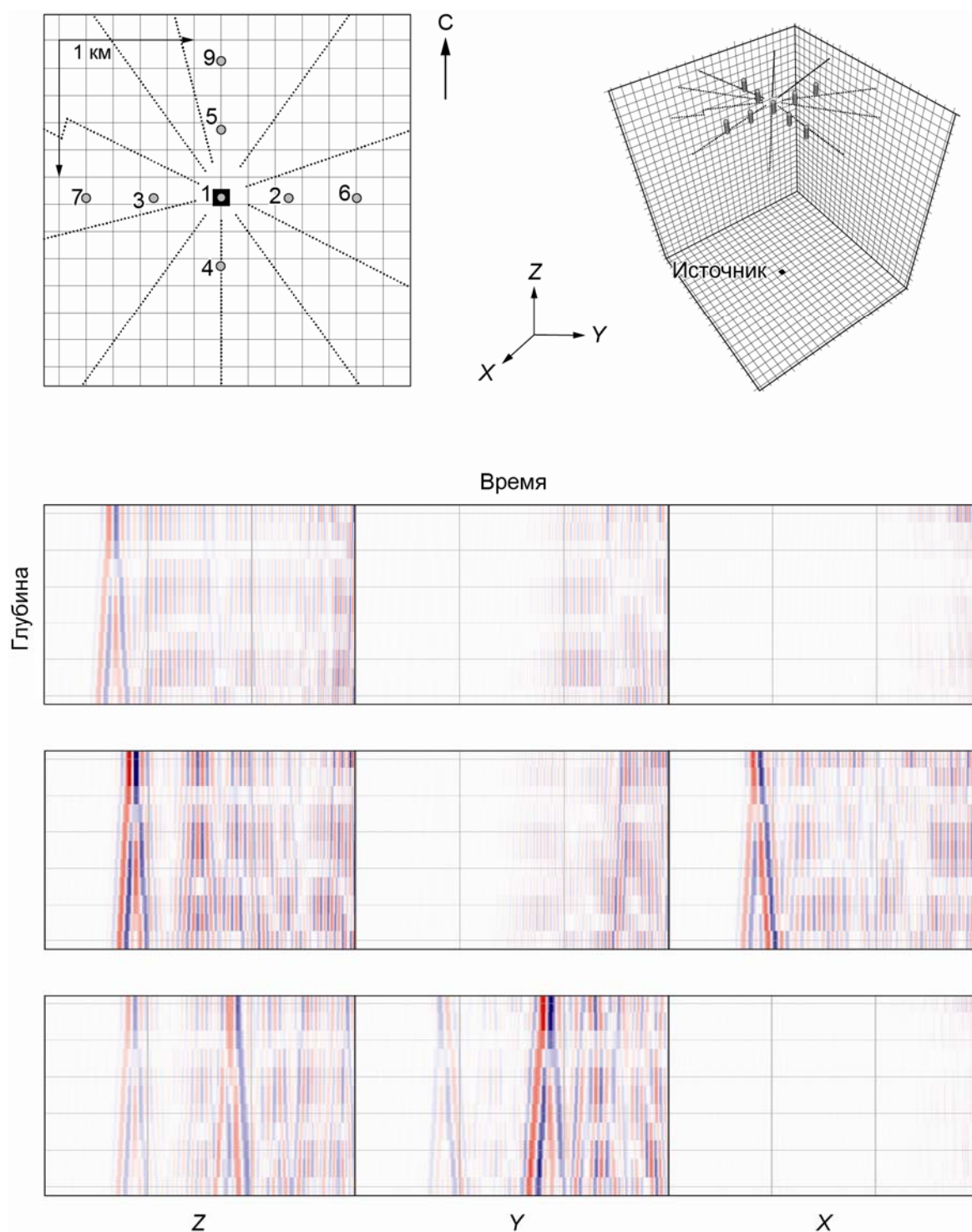


Рис. 3. Схема системы поверхностных (неглубоких) скважин в плане (вверху слева) и в трехмерном изображении (вверху справа). Ниже – сейсмограммы для скв. 1 (a), скв. 6 (b), скв. 8 (c)

Fig. 3. An example of modeling for a system of shallow wells (top left) in the plan and (top right) in the three-dimensional image. Below – seismograms for (a) well 1, (b) well 6, (c) well 8

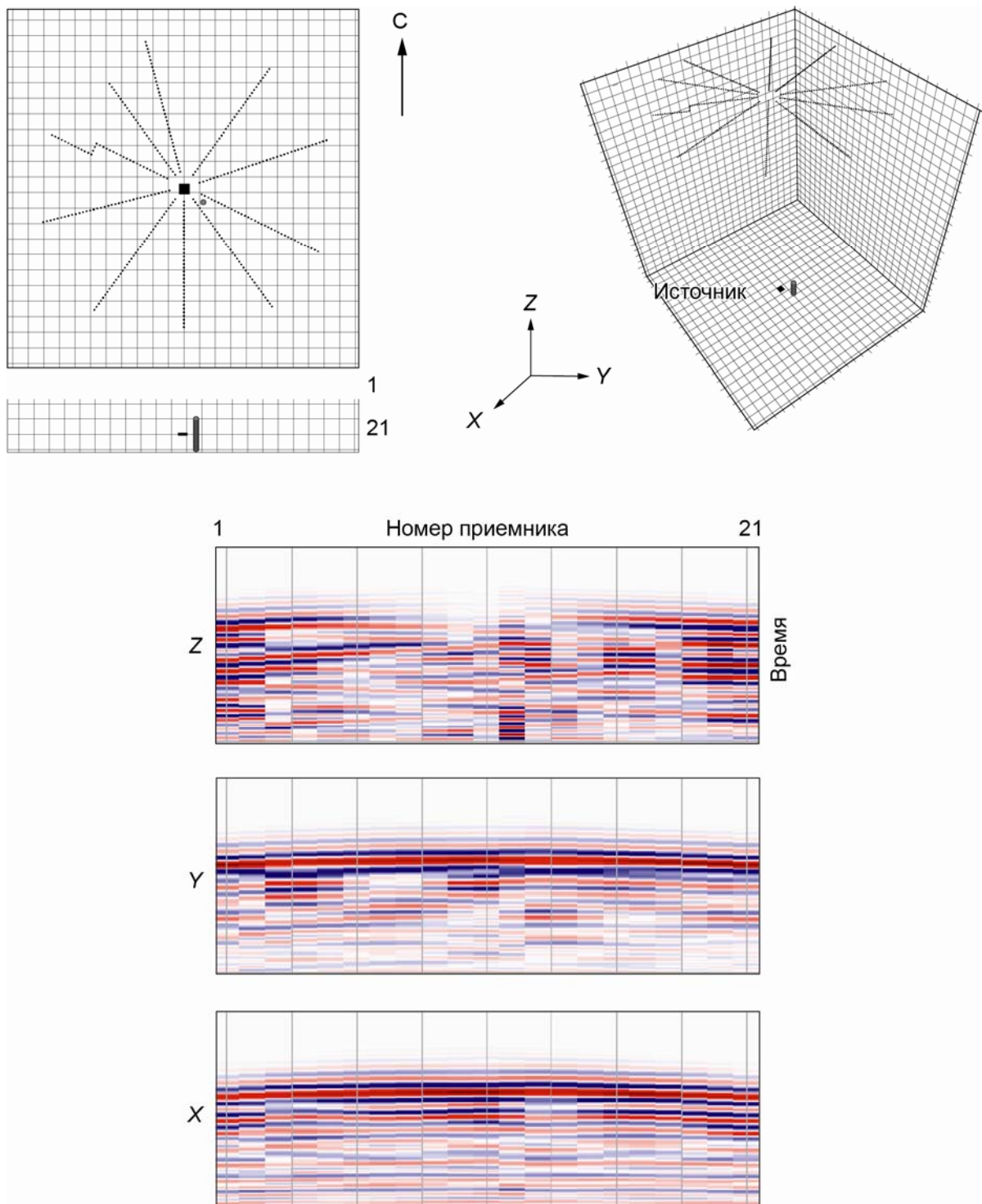


Рис. 4. Схема вертикальной скважинной системы в плане (вверху слева) и трехмерном изображении (вверху справа) и сейсмограммы Z-, Y-, X-компонент, полученные при моделировании с использованием данной системы

Fig. 4. An example of modeling for a vertical well (top left) in the plan and (top right) in the three-dimensional image. The seismograms of Z-, Y-, X-components obtained during modeling of the system

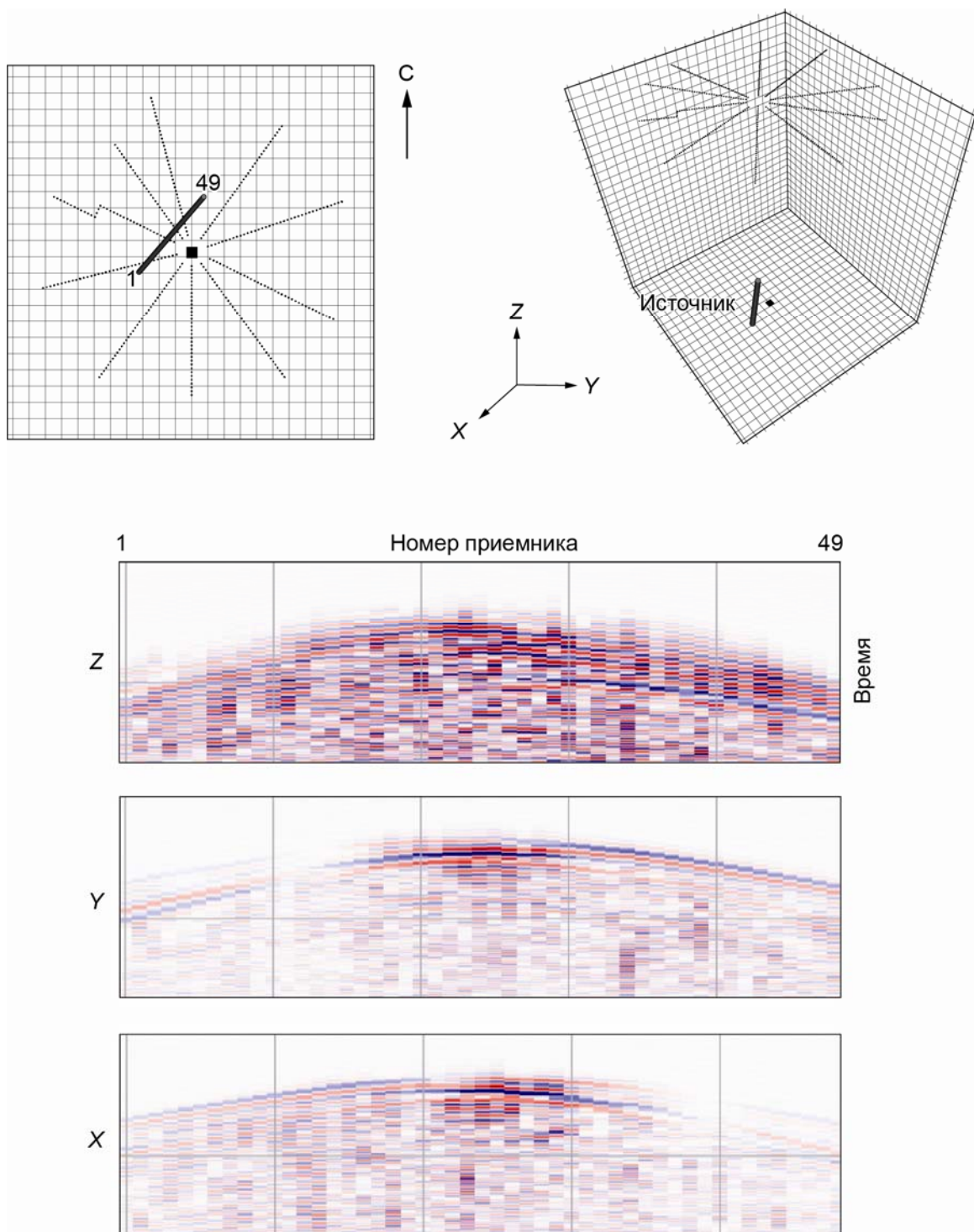


Рис. 5. Схема горизонтальной скважинной системы в плане (вверху слева) и трехмерном изображении (вверху справа) и сейсмограммы Z-, Y-, X-компонент, полученные при моделировании с использованием данной системы

Fig. 5. An example of modeling for a horizontal well (top left) in the plan and (top right) in the three-dimensional image. The seismograms of Z-, Y-, X-components obtained during modeling of the system

Полученная модель среды в каждой точке характеризуется значениями скоростей упругих волн и плотности, что позволяет решить прямую задачу сейсморазведки – осуществить расчет поля смещений на определенной сетке при заданном источнике деформации.

Для моделирования использовались написанные на языке программирования *Fortran90* библиотеки, с помощью которых производился расчет прохождения трехмерных упругих волн через анизотропную слоистую среду с помощью метода спектральных элементов [Patera, 1984]. К основным достоинствам этого метода относятся точность псевдоспектральных алгоритмов [Orszag, 1972] в сочетании с гибкостью подхода конечных элементов [Lysmer, Drake, Bolt, 1972; Marfurt, 1984; Bao et al., 1998]. С вычислительной точки зрения очень важной является возможность параллельных вычислений при использовании метода спектральных элементов из-за диагональной структуры матрицы жесткости. Краевые эффекты обработаны с помощью метода Галеркина–Федорова [Minolia, Cesar, Kopriva, 2011].

Для расчетов был собран кластер из восьми серверов под управлением операционной системы *Linux*; каждый сервер имел по 32 вычислительных ядра; общая вычислительная способность использованного кластера – 256 ядер. Для параллельных вычислений использовалась библиотека *MPICH* [Thakur, Gropp, 2003; Thakur, Gropp, Toonen, 2005]. Процесс моделирования включал следующие основные шаги.

1. Создание сетки. Использовались регулярные и нерегулярные сетки с пятью точками *LGL (Legendre-Gauss-Lobatto)* [Brix, Canuto, Dahmen, 2013] в каждом ортогональном направлении. В трехмерном варианте моделирования имеем 125 точек на элемент.

2. Разбиение сетки на сегменты. Для максимального использования возможностей параллельных вычислений сетка разбивалась на 32 сегмента. Для разбиения использованы эвристические подходы *Minimum degree methods* [Tinney, Walker, 1967] и *Nested dissection methods* [George, 1973], а также архитектурные графы [Pellegrini, 1994]

3. Решение уравнений движения волн в упругой среде на сетке. Генерация сейсмограмм в соответствии с выбранной системой регистрации.

4. Постпроцессинг. Генерация видео материалов. Конвертация сейсмограмм в формат *SEG-Y*.

Авторы считают целесообразным отметить, что при расчетах не использовалась популярная библиотека методов линейной алгебры *Basic Linear Algebra Subroutines (BLAS)* – при разработке выяснилось, что её применение в решении данного типа задач не приводит к росту производительности и сопряжено с определенными трудностями.

Анализ результатов моделирования

В результате симуляции было смоделировано волновое поле точечного источника *CLVD* и для каждой системы наблюдения сформированы сейсмограммы (см. рис. 1–5), которые анализировались с точки зрения их информативности и возможности решения обратной задачи. Рассматривались полученные при моделировании сейсмограммы одной вертикальной (*Z*) и двух горизонтальных (*Y*, *X*) компонент. Далее последовательно представлены результаты моделирования для пяти разных систем наблюдения.

Моделирование для радиально-лучевой системы наблюдения

Радиально-лучевая система наблюдения в настоящее время является одной из наиболее распространенных при проведении работ МСМ. Как отмечено выше, она представлена десятью направленными по разным азимутам лучами, на каждом из которых размещено по 36 приемников (см. рис. 1). Подобная конфигурация позволяет дос-

таточно равномерно изучить восходящий волновой фронт как по удалениям от центра расстановки, так и по азимутам.

На полученных сейсмограммах (см. рис. 1) однозначно определяется время вступления P - и S -волн; при этом наблюдается выраженная закономерность изменения амплитуд, связанная с особенностями источника упругих волн.

На сейсмограмме Z -компоненты прослеживается уменьшение амплитуды P -волны в направлении от источника к краевым частям лучей. При этом вдоль оси X (лучи 3–4, 8–9) амплитуды уменьшаются существенно медленнее, чем по оси Y (лучи 10–1–2, 5–6–7). Для S -волн наблюдается обратная закономерность. Амплитуды поперечной волны минимальны в точке проекции источника на дневную поверхность; по мере увеличения расстояния от центра системы наблюдения, происходит рост амплитуды, однако данная закономерность наблюдается только вдоль оси Y (лучи 10–1–2, 5–6–7), по оси X амплитуды S -волны практически отсутствуют.

На сейсмограмме горизонтальной Y -компоненты наблюдается неравномерное распределение амплитуд – основная энергия приходится на S -волну. При этом распределение энергии как для P -, так и для S -волн носит знакопеременный характер. Изменение знака происходит симметрично относительно оси X . Абсолютные значения амплитуд увеличиваются по мере удаления от центра системы наблюдения; при этом вдоль оси Y (лучи 10–1–2 и 5–6–7) амплитуды имеют более высокие абсолютные значения.

На сейсмограмме горизонтальной X -компоненты также наблюдается увеличение амплитуд с удалением от источника энергии. Продольная волна характеризуется знакопеременным распределением амплитуд относительно оси Y , при этом основная часть энергии распространяется вдоль оси X . Поперечная волна имеет сложное распределение амплитуд; изменение знака происходит относительно оси X , однако при этом наибольшая часть энергии распространяется в диагональных направлениях относительно оси Y . Необходимо отметить полное отсутствие распространения энергии вдоль оси Y , что может быть прослежено на сейсмограмме по лучу 6.

Изучение распределения энергии упругих волн по азимутам позволяет построить диаграммы направленности для моделируемого события, которое соответствует источнику $CLVD$, направленного вдоль оси Y (рис. 6).

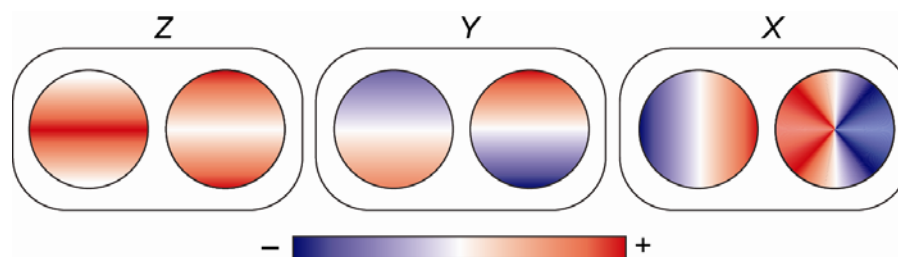


Рис. 6. Характерное излучение энергии для Z -, Y - и X -компонент поля для P - (левые диаграммы) и S -волн (правые). Интенсивность заливки отражает условную амплитуду сигнала

Fig. 6. Typical energy radiation for Z -, Y - and X -components of the field, separately for P -waves (left) and S -waves (right). The intensity of the filling reflects the conventional amplitude of the signal

Для Z -компоненты энергия P -волн максимальна вблизи оси X и затухает вдоль оси Y с удалением от источника; энергия S -волны не наблюдается вдоль оси X , увеличиваясь вдоль оси Y . Изменение знака не происходит. Y -компонента характеризуется знакопеременным распределением энергии P - и S -волн относительно оси X ; увеличение абсолютных значений происходит вдоль оси Y . При этом большая часть энергии наблюдается в поперечной волне. X -компонента также характеризуется знакопеременным

распределением колебаний, однако изменение знака происходит относительно оси Y . Для продольной волны отсутствует распространение энергии вдоль оси Y , увеличение амплитуды колебаний происходит вдоль оси X . Поперечная волна характеризуется отсутствием распространения энергии вдоль оси Y и затуханием энергии вдоль оси X . Увеличение энергии колебаний происходит в диагональных направлениях.

Таким образом, можно сделать вывод, что при использовании только вертикальной компоненты Z и незначительной апертуре расстановки источник *CLVD* схож по характеру распределения амплитуд с изотропным эксплозивным источником (*ISO*). Корректное восстановление типа события требует привлечения горизонтальных компонент и данных поперечных волн. При этом необходимо учитывать низкое отношение “сигнал/шум” в реальных поверхностных данных.

Моделирование для патч-систем наблюдения

Другим типом рассматриваемых в данной статье поверхностных расстановок является патч-система, представляющая совокупность групп приемников, расположенных на небольшой базе (см. рис. 2). При нулевом удалении от источника, когда центр патча располагается над ним, время прихода волны на приемники оказывается практически одинаковым (см. рис. 2, а), однако при этом наблюдается только P -волна на XZ -компоненте; остальные компоненты характеризуются слабым уровнем энергии. При увеличении апертуры разница прихода волн к приемникам внутри патчей становится существенной, что связано с кривизной восходящего фронта.

Характер распределения амплитуд (рис. 7) в этом случае аналогичен, описанному для радиально-лучевой системы.

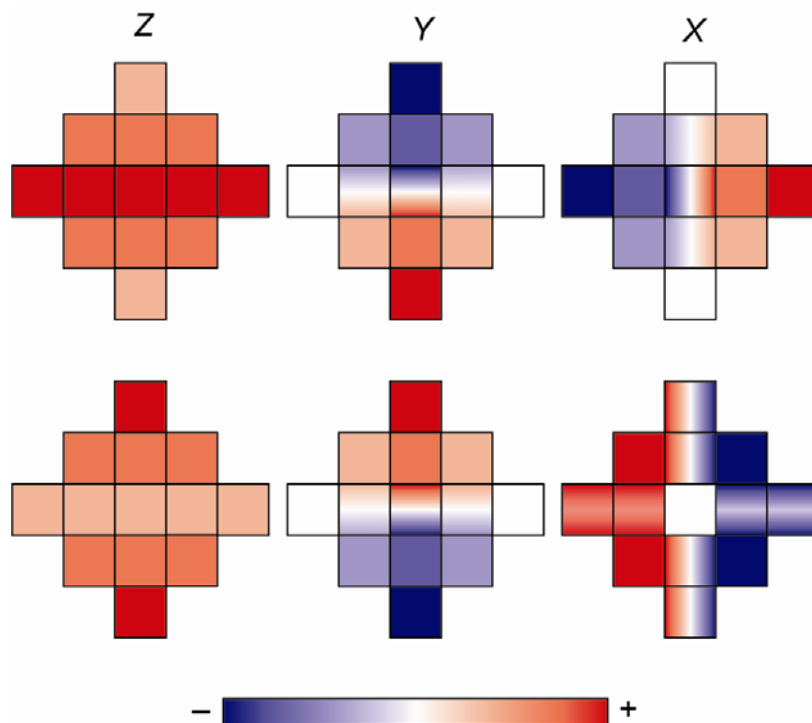


Рис. 7. Характерное излучение энергии для разных компонент поля для P -волн (вверху) и для S -волн (внизу)

Fig. 7. Typical energy radiation for different components of the field, separately for P-waves (above) and S-waves (below)

Надо отметить, что система патчей позволяет повысить значение отношения “сигнал/шум” при суммировании трасс внутри одной локальной расстановки. Однако, как следует из приведенного на рис. 3, *b*, даже при небольшом увеличении апертуры требуется учет кривизны фронта.

Использование промежуточной системы наблюдений

В качестве промежуточной рассматривалась система наблюдений, состоящая из группы неглубоких (поверхностных) скважин. При моделировании использовались девять расположенных вдоль осей *X* и *Y* скважин глубиной 100 м (см. рис. 3).

На полученных сейсмограммах однозначно выделяются фронты восходящих волн, а также волн, отраженных от свободной поверхности, характеризующихся обратным наклоном годографа. В данном случае полностью сохраняется описанная выше закономерность изменения амплитуд *P*- и *S*-волн для разных компонент поля.

Преимуществом подобной системы наблюдения является высокое значение отношения “сигнал/шум”, связанное с заглублением ниже зоны верхней части разреза. Однако необходимость бурения скважин сказывается на экономической эффективности применения подобной расстановки.

Скважинные системы наблюдения, применяемые при мониторинге ГРП

Скважинные системы наблюдения также применяются при мониторинге ГРП, однако в отечественной геофизике данный тип наблюдения менее распространен. Необходимое требование проведения подобного мониторинга – наличие наблюдательной скважины, удаленной на незначительное расстояние от точки инициации (источника). На практике ограничением является удаление в несколько сотен метров в зависимости от свойств геологического разреза и технического состояния скважины.

Среди скважинных систем можно выделить вертикальные и горизонтальные системы наблюдения, которые соответствуют разным типам скважин, используемых в качестве мониторинговых. Пример моделирования для вертикальной скважины приведен выше на рис. 4.

Использовалась симметричная относительно источника 200-метровая база наблюдения. Наблюдательная скважина удалена от источника на 300 м к юго-востоку.

Для сейсмограмм всех компонент необходимо отметить превалирование энергии *S*-волны; *P*-волна при этом выражается слабым первым вступлением.

На сейсмограмме вертикальной компоненты *Z* наблюдается изменение знака амплитуды колебания симметрично относительно глубины источника. Для горизонтальных компонент знак колебания сохраняется неизменным на всей базе наблюдения.

В качестве системы наблюдения с горизонтальной скважиной рассмотрена приемная расстановка длиной 1225 м, расположенная на уровне источника (см. рис. 5).

Горизонтальная расстановка имеет северо-восточное простирание и удалена от источника на расстояние 300–700 м. Данная система моделирует ситуацию многоствольной горизонтальной скважины; в этом случае неактивные стволы, в которых не проводится в данный момент ГРП, могут использоваться в качестве наблюдательных. Подобные системы широко используются на сланцевых месторождениях Северной Америки; в отечественной практике данная система пока не получила распространения.

На полученных сейсмограммах вертикальных *Z*-компонент полезные волны отсутствуют. Отсутствие энергии в плоскости источника подтверждается также вертикальной системой наблюдения, описанной ранее.

На записях горизонтальных компонент Y и X наблюдается интенсивная S -волна, характерной особенностью записей является наличие зоны смена знака. Для XU -сейсмограммы область смены знака смещена к началу горизонтальной системы, что отражает границу смены знака вдоль оси X ; подобная закономерность наблюдается и на поверхностных системах наблюдения. Для XX -сейсмограммы смена знака, напротив, смещена в область окончания горизонтальной скважины, что отражает отсутствие энергии и границу смены знака вдоль оси Y ; также наблюдается затухание энергии в сторону оси X . Подобная система излучения энергии полностью согласуется с поверхностными наблюдениями, результаты которых рассмотрены выше.

Выводы

Увеличение доли нетрадиционных и трудноизвлекаемых запасов приводит к необходимости применения метода ГРП для стимуляции притока нефти из слабопроницаемых коллекторов. Наиболее информативным методом определения параметров образовавшейся трещины ГРП является микросейсмический мониторинг, направленный на изучение упругой энергии, высвободившейся в процессе деформации.

Современное состояние вопроса микросейсмического мониторинга (МСМ) требует проведения методических работ, направленных на оптимизацию как системы наблюдения и полевых работ, так и на определение наиболее устойчивых и точных методов решения обратной задачи. Наиболее оптимальным решением данной комплексной задачи представляется привлечение моделирования волнового поля, образующегося в процессе проведения ГРП.

В статье приведены результаты подобного моделирования, а также описан процесс постановки данной задачи с целью получения наиболее качественного результата. Рассмотренные системы наблюдения позволяют сделать ряд выводов о возможности решения практических задач, связанных с мониторингом ГРП.

При планировании скважинных систем наблюдения необходимо учитывать возможное наличие областей нулевой энергии. В случае с поверхностными системами данный фактор менее критичен.

Полное восстановление тензора сейсмического момента (ТСМ) по единичным скважинным наблюдениям практически невозможно. В решении этой задачи значительное преимущество имеют поверхностные системы наблюдения, в которых имеется возможность широкого изучения поля в дальней зоне. Для восстановления ТСМ скважинной системой наблюдения необходимо использование нескольких скважин, расположенных под разными азимутами относительно источника сигнала.

Поле источника $CLVD$ в дальней зоне (поверхностные системы) при ориентировке диполя в плоскости XU в значительной степени совпадает с полем изотропного эксплозивного источника.

Применение патч-систем наблюдения позволяет в дальнейшем использовать статистический эффект от суммирования каналов внутри одной системы с учетом кривизны фронта восходящих волн. В большинстве случаев подобное суммирование будет производиться синфазно, за исключением областей изменения знака смещения. Данный эффект потенциально должен приводить к повышению отношения “сигнал/шум”, что является основной проблемой поверхностных наблюдений.

Дальнейшее развитие исследований планируется в области поиска наиболее оптимального алгоритма решения обратной задачи, а также выработки методических рекомендаций для постановки полевых наблюдений.

Литература

- Bao H., Bielak J., Ghattas O., Kallivokas L.* Large-scale simulation of elastic wave propagation in heterogeneous media on parallel computers // *Computer methods in applied mechanics and engineering*. 1998. V. 152, N 1-2. P.85–102.
- Behura J., Forghani F., Bazargani F.* Improving microseismic imaging: role of acquisition, velocity model, and imaging condition // *SEG Technical Program Expanded Abstracts*. 2013. P.5258. <https://doi.org/10.1190/segam2013-1073.1>
- Belachew M., Ebinger C., Cote D.* Source mechanism of dike-induced earthquakes in the Dabbahu-Manda Hararo rift segment in Afar, Ethiopia: implications of faulting above dikes // *Geophysical Journal International*. 2013. N 192. P.907–917.
- Brix K., Canuto C., Dahmen W.* Legendre-Gauss-Lobatto grids and associated nested dyadic grids // *arXiv preprint arXiv:1311.0028*. 2013.
- Cipolla C., Wright C.* Diagnostic techniques to understand hydraulic fracturing: what? why? how? // *Society of Petroleum Engineers*. 2002. doi: 10.2118/59735-MS 2002
- George A.* Nested dissection of a regular finite element mesh // *SIAM Journal on Numerical Analysis*. 1973. V. 10, N 2. P.345–363.
- Kanamori H., Ekstrom G., Dziewonski A., Barker J.S., Sipkin S.A.* Seismic Radiation by magma injection: an anomalous seismic event near Tori Shima, Japan // *J. Geophys. Res.* 1993. V. 98, N B4. P.6511–6522.
- Lysmer J., Drake L.A., Bolt B.A.* A finite element method for seismology // *Methods in computational physics*. 1972. N 11. P.181–216.
- Marfurt K.J.* Accuracy of finite-difference and finite-element modeling of the scalar and elastic wave equations // *Geophysics*. 1984. V. 49, N 5. P.533–549.
- Maxwell S., Deere J.* An introduction to this special section: Microseismic // *The Leading Edge*. 2010. V. 29, N 3. P.277.
- Minolia A., Cesar A., Kopriva D.* Discontinuous Galerkin Spectral Element Approximations on Moving Meshes // *Physics*. 2011. V. 230, N 5. P.1876–1902.
- Orszag, Steven A.*, Comparison of Pseudospectral and Spectral Approximation // *Studies in Applied Mathematics*. 1972. V. 51, N 3. P.253–259.
- Pellegrini F.* Static mapping by dual recursive bipartitioning of process and architecture graphs // *Proceedings of SHPCC'94, Knoxville, Tennessee, IEEE Press*. 1994. P.486–493.
- Patera A.T.* A spectral element method for fluid dynamics: laminar flow in a channel expansion // *Journal of computational Physics*. 1984. V. 54, N 3. P.468–488.
- Shuck T., Diller D.E., Fish B., Smith P., Wallace K.* Surface microseismic in an extreme environment // *The Leading Edge*. 2015. V. 34, N 8. P.936. <http://dx.doi.org/10.1190/tle34080936.1>
- Thakur R., Gropp W.* Improving the Performance of Collective Operations in MPICH. Springer, 2003. P.257–267.
- Thakur R., Gropp W., Toonen B.* Optimizing the Synchronization Operations in MPI One-Sided Communication // *International Journal of High Performance Computing Applications*. 2005. V. 19, N 2. P.119–128.
- Tinney W.F., Walker J.W.* Direct solutions of sparse network equations by optimally ordered triangular factorization // *Proceedings of the IEEE*. 1967. V. 55, N 11. P.1801–1809.

Сведения об авторах

БУТОРИН Александр Васильевич – эксперт, Департамент геологии и разработки, ООО “Газпромнефть НТЦ”. 190000, Санкт-Петербург, наб. реки Мойки, д. 75-79. Тел.: +7(812) 313-69-24. E-mail: Butorin.av@gazpromneft-ntc.ru

КРАСНОВ Федор Владимирович – ведущий эксперт, Департамент геологии и разработки, “Газпромнефть НТЦ”. 190000, Санкт-Петербург, наб. реки Мойки, д. 75-79. Тел.: +7(812) 313-69-24. E-mail: Krasnov.fv@gazprom-neft.ru

СИТНИКОВ Александр Николаевич – заместитель генерального директора по геологии и разработке месторождений, ООО “Газпромнефть НТЦ”. 190000, Санкт-Петербург, наб. реки Мойки, д. 75-79. Тел.: +7(812) 313-69-24. E-mail: Sitnikov.AN@gazpromneft-ntc.ru

MODERN APPROACHES TO NUMERICAL MODELING OF MICROSEISMIC EVENTS

A.V. Butorin, F.V. Krasnov, A.N. Sytnikov

Gazpromneft Science & Technology Centre, St.-Petersburg, Russia

Abstract. The study considers the actual issue of improving the accuracy of hydraulic fracturing mapping using microseismic monitoring. The relevance of this issue is determined, first of all, by increasing volume of hydraulic fracturing at development of modern hydrocarbon deposits. In this regard, it is necessary to develop methodological recommendations for conducting fieldwork in order to obtain the most informative results.

The authors of the paper used full-wave three-dimensional modeling of seismic emission from a point source simulating energy radiation in the course of fracture development. Several surface and borehole monitoring systems (the most common at the moment) have been modeled to register emerging elastic waves.

Simulation of a single source made it possible to obtain characteristic seismograms for different observation systems. Analysis of the results under different reception conditions makes it possible to examine the characteristic wave fields and analyze the main advantages and disadvantages of different observation systems.

The model results show that the maximum informativeness is achieved by a surface patch system that provides a wide observation aperture and a higher signal level against background noise.

Keywords: hydraulic fracturing, microseismic monitoring, full-wave modeling, seismic moment tensor.

References

- Bao H., Bielak J., Ghattas O., Kallivokas L., Large-scale simulation of elastic wave propagation in heterogeneous media on parallel computers, *Computer methods in applied mechanics and engineering*, 1998, vol. 152, no. 1-2, pp. 85-102.
- Behura J., Forghani F., Bazargani F. Improving microseismic imaging: role of acquisition, velocity model, and imaging condition, *SEG Technical Program Expanded Abstracts*, 2013. p.5258 <https://doi.org/10.1190/segam2013-1073.1>
- Belachew M., Ebinger C., Cote D. Source mechanism of dike-induced earthquakes in the Dabbahu-Manda Hararo rift segment in Afar, Ethiopia: implications of faulting above dikes, *Geophysical Journal International*, 2013, no. 192, pp. 907-917.
- Brix K., Canuto C., Dahmen W. Legendre-Gauss-Lobatto grids and associated nested dyadic grids. arXiv preprint arXiv:1311.0028. 2013.
- Cipolla C., Wright C., Diagnostic techniques to understand hydraulic fracturing: what? why? how? *Society of Petroleum Engineers*, 2002, doi: 10.2118/59735-MS 2002
- George A. Nested dissection of a regular finite element mesh, *SIAM Journal on Numerical Analysis*, 1973, vol. 10, no. 2, pp. 345-363.
- Kanamori H., Ekstrom G., Dziewonski A., Barker J.S., Sipkin S.A. Seismic Radiation by magma injection: an anomalous seismic event near Tori Shima, Japan, *J. Geophys. Res.*, 1993, vol. 98, no. B4, pp. 6511-6522.
- Lysmer J., Drake L.A., Bolt B.A. A finite element method for seismology, *Methods in computational physics*, 1972, no. 11, pp. 181-216.
- Marfurt K.J. Accuracy of finite-difference and finite-element modeling of the scalar and elastic wave equations, *Geophysics*, 1984, vol. 49, no. 5, pp. 533-549.
- Maxwell S., Deere J., An introduction to this special section: Microseismic, *The Leading Edge*, 2010, vol. 29, no. 3, p. 277.
- Minolia A., Cesar A., Kopriva D., Discontinuous Galerkin Spectral Element Approximations on Moving Meshes, *Physics*, 2011, vol. 230, no. 5, pp. 1876-1902.
- Orszag, Steven A., Comparison of Pseudospectral and Spectral Approximation, *Studies in Applied Mathematics*, 1972, vol. 51, no. 3, pp. 253-259.

- Pellegrini F. Static mapping by dual recursive bipartitioning of process and architecture graphs. *Proceedings of SHPCC'94*, Knoxville, Tennessee, IEEE Press, 1994. pp. 486-493.
- Patera A.T. A spectral element method for fluid dynamics: laminar flow in a channel expansion. *Journal of computational Physics*, 1984, vol. 54, no. 3, pp. 468-488.
- Shuck T., Diller D.E., Fish B., Smith P., Wallace K. Surface microseismic in an extreme environment, *The Leading Edge*, 2015, vol. 34, no. 8, p. 936, <http://dx.doi.org/10.1190/tle34080936.1>
- Thakur R., Gropp W. Improving the Performance of Collective Operations in MPICH. Springer, 2003. pp. 257-267.
- Thakur R., Gropp W., Toonen B. Optimizing the Synchronization Operations in MPI One-Sided Communication, *International Journal of High Performance Computing Applications*, 2005, vol. 19, no. 2, pp. 119-128.
- Tinney W.F., Walker J.W. Direct solutions of sparse network equations by optimally ordered triangular factorization, *Proceedings of the IEEE*, 1967, vol. 55, no. 11, pp. 1801-1809.