



МЕТОДИКА НАБЛЮДЕНИЙ В МНОГОВОЛНОВОЙ СЕЙСМОРАЗВЕДКЕ

В.М. Кузнецов¹, Г.А. Шехтман¹, А.В. Череповский²

¹ООО “Геофизические системы данных”,
117198, Москва, Е-313, Ленинский просп., 113/1, Россия, e-mail: vaskuznt53@yandex.ru, gregs22@rambler.ru
²Sercel (Серсель), 109028, Москва, Тессинский пер., 4, стр. 1, Россия, e-mail: acherepovskij@yandex.ru

Дан обзор систем наблюдений, используемых в современной многоволновой сейсморазведке при позиционных (наземных и морских) и скважинных сейсмических исследованиях. Рассмотрены модификации методов, их преимущества и недостатки; возможности комплексирования различных модификаций сейсморазведки при решении методических, геологических и технологических задач. Влияние условий возбуждения сейсмических колебаний при работах с наземными и погружными источниками, а также сопоставление источников между собой иллюстрируются записями, полученными в глубоких скважинах. Приводятся рекомендации по предварительному обоснованию геометрии и плотности наблюдений с использованием моделирования на разных типах волн.

Методика наблюдений, наземная сейсморазведка, морская донная сейсморазведка, обменные волны, вертикальное сейсмическое профилирование, регистрация колебаний, возбуждение колебаний.

FIELD TECHNIQUES IN MULTICOMPONENT SEISMIC

V.M. Kuznetsov¹, G.A. Shekhtman¹, A.V. Cherepovskij²

¹“Geophysical data systems” Ltd, 117198,
Moscow, E-313, Leninsky prosp., 113/1, Russia, e-mail: vaskuznt53@yandex.ru, gregs22@rambler.ru
²Sercel, 109028, Moscow, Tessinsky lane, 4, building 1, Russia, e-mail: acherepovskij@yandex.ru

A review article describes acquisition techniques used in modern multi-component surface seismic (on land and at sea bottom) and borehole seismic investigations. The advantages and drawbacks of a number of modifications of field techniques have been analyzed. The selection of the environments of surface and downhole sources, as well as the comparisons of seismic sources are illustrated using observations obtained in deep wells. We have described the opportunities of the integration of different seismic techniques for solving geological and operational problems. We have formulated recommendations on preliminary justification of shooting geometry and survey density with the aid of presurvey modeling of different types of waves.

Acquisition techniques, land seismic exploration, marine seabed exploration, converted waves, vertical seismic profiling, data acquisition, excitation of seismic waves.

ВВЕДЕНИЕ

Ключевыми в методике многоволновой сейсморазведки (МВС) являются выбор систем наблюдений, изучение условий возбуждения сейсмических колебаний и способов их регистрации. Технические средства как составная часть современных технологий МВС были рассмотрены нами ранее [Кузнецов и др., 2013], поэтому в данном обзоре мы их не касаемся. Основное внимание уделено рассмотрению систем наблюдений в наземной и скважинной сейсморазведке, а также при морских донных исследованиях.

1. МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ НАЗЕМНЫХ И МОРСКИХ СЕЙСМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

1.1. Ориентация элементов регистрации и направленность возбуждения упругих колебаний

При проведении работ по методике МВС особое внимание уделяется ориентации компонент регистрации и, при использовании направленных источников, направлений возбуждения. Для корректной последующей обработки данных МВС в каждой точке профи-

ля в глобальной системе координат потребуется определить азимутальную ориентацию радиальной (R) компоненты регистрации – азимут R_I направления от пункта возбуждения (ПВ) на пункт приема (ПП). Точно так же (при использовании направленных источников возбуждения) для каждого ПВ необходимо ориентировать направление возбуждения. В общем случае, когда направление профиля не прямолинейно, для каждой пары ПВ–ПП существует своя ориентация радиальной компоненты R_I , и для каждой точки профиля – свое направление S_{LR} , которое можно определить как азимут линии, соединяющей соседние пикеты с меньшего на больший. Азимут S_{LR} связан с локальной направленностью возбуждения и определяется ориентацией базы машины, на которой установлен источник, поскольку машину, в отличие от сейсмоприемника, сложно ориентировать по тому или иному азимуту из-за ограничения ширины профиля. Эти направления могут отличаться от общего направления профиля в азимуте R_{PR} , в котором ориентируются горизонтальные компоненты X и Y трехкомпонентных сейсмоприемников (рис. 1).

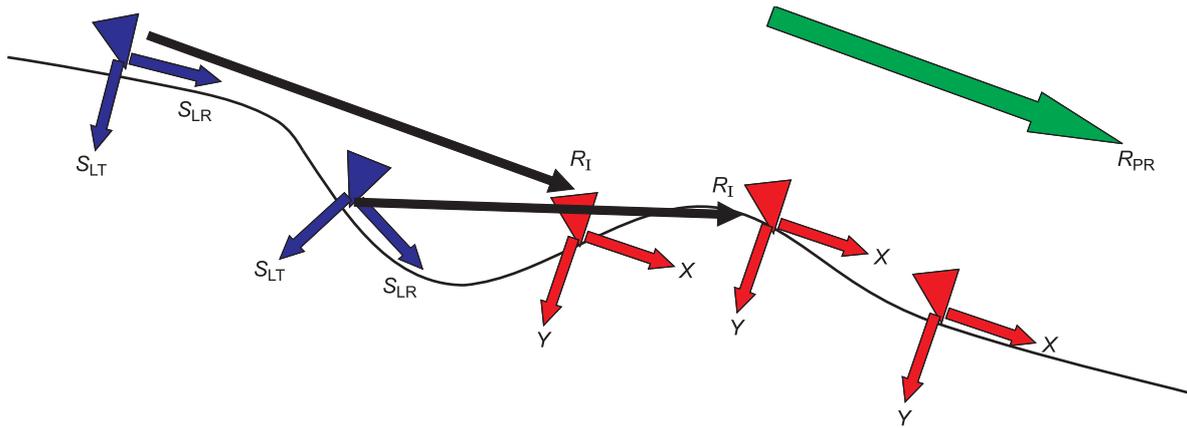


Рис. 1. Ориентация элементов системы наблюдения 2D-9С (вид в плане). Синий цвет – возбуждение, красный цвет – прием.

Необходимость фиксации направленности всех обозначенных выше элементов системы наблюдений связана с тем, что обработка данных МВС проводится по компонентам волнового поля, переход к которым осуществляется на предварительном этапе обработки после введения геометрии. В результате все элементы системы наблюдений (источник и приемник) должны быть ориентированы одинаково (рис. 2).

При работах 2D обычно используют одну из двух ориентаций компонент регистрации: 1) по магнитному азимуту в региональном направлении профиля (R_{PR}) однозначно для всего профиля; 2) на магнитный север. При последующей обработке осуществляется корректировка с учетом локальной ориентации в азимуте R_I для каждой пары ПВ-ПП. При работах 2D-3С (без использования направленных источников) это осуществляется матрицей поворота [Кузнецов и др., 2006а]:

$$\begin{bmatrix} R \\ T \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \alpha & -\sin \alpha \\ \sin \alpha & \cos \alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} X \\ Y \end{bmatrix}, \quad (1)$$

где α – угол поворота зарегистрированных компонент X и Y на радиальную (R) и трансверсальную (T) компоненты волнового поля, определяемый как угол между азимутами R_{PR} и R_I и отсчитываемый от азимута R_{PR} по часовой стрелке до азимута R_I , т. е.

$$\alpha = \begin{cases} R_I - R_{PR}, & 5\Delta \text{ \& } R_I \geq R_{PR} \\ R_I - R_{PR} + 2\pi, & 5\Delta \text{ \& } R_I \leq R_{PR} \end{cases}$$

В случае использования направленных источников при работах 2D-9С и в предположении о совпадении направленности возбуждения в азимуте S_{LR} с ориентацией X -компоненты приема ($S_{LR} = R_{PR}$) матрица поворота компонент $S_{LR}X$, $S_{LR}Y$ (X и Y , зарегистрированные с источником S_{LR}) и $S_{LT}X$, $S_{LT}Y$ (X и Y , зарегистрированные с ортогональной направленностью источника в азимуте S_{LT}) в радиальную ($S_R R$ и $S_T R$) и трансверсальную ($S_R T$ и $S_T T$) компоненты пар ПВ-ПП для источников соответствующей направленности выглядит следующим образом:

$$\begin{bmatrix} S_R R & S_T R \\ S_R T & S_T T \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \alpha & -\sin \alpha \\ \sin \alpha & \cos \alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_{LR} X & S_{LT} X \\ S_{LR} Y & S_{LT} Y \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \cos \alpha & \sin \alpha \\ -\sin \alpha & \cos \alpha \end{bmatrix}. \quad (2)$$

В случае несовпадения направленности компоненты приема X и направленности возбуждения S_{LR} , направление воздействия источников поворачивается на угол β , определяемый как угол между направлением S_{LR} и R_I и отсчитываемый от азимута S_{LR} по часовой стрелке до азимута R_I , т. е.:

$$\begin{bmatrix} S_R R & S_T R \\ S_R T & S_T T \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \alpha & -\sin \alpha \\ \sin \alpha & \cos \alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_{LR} X & S_{LT} X \\ S_{LR} Y & S_{LT} Y \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \cos \alpha & \sin \alpha \\ -\sin \alpha & \cos \alpha \end{bmatrix}.$$

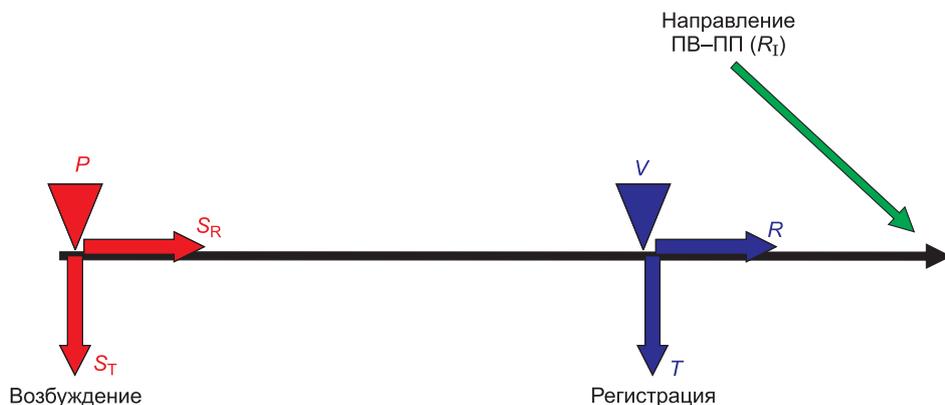


Рис. 2. Ориентация компонент регистрации и направленности возбуждения в паре ПВ-ПП.

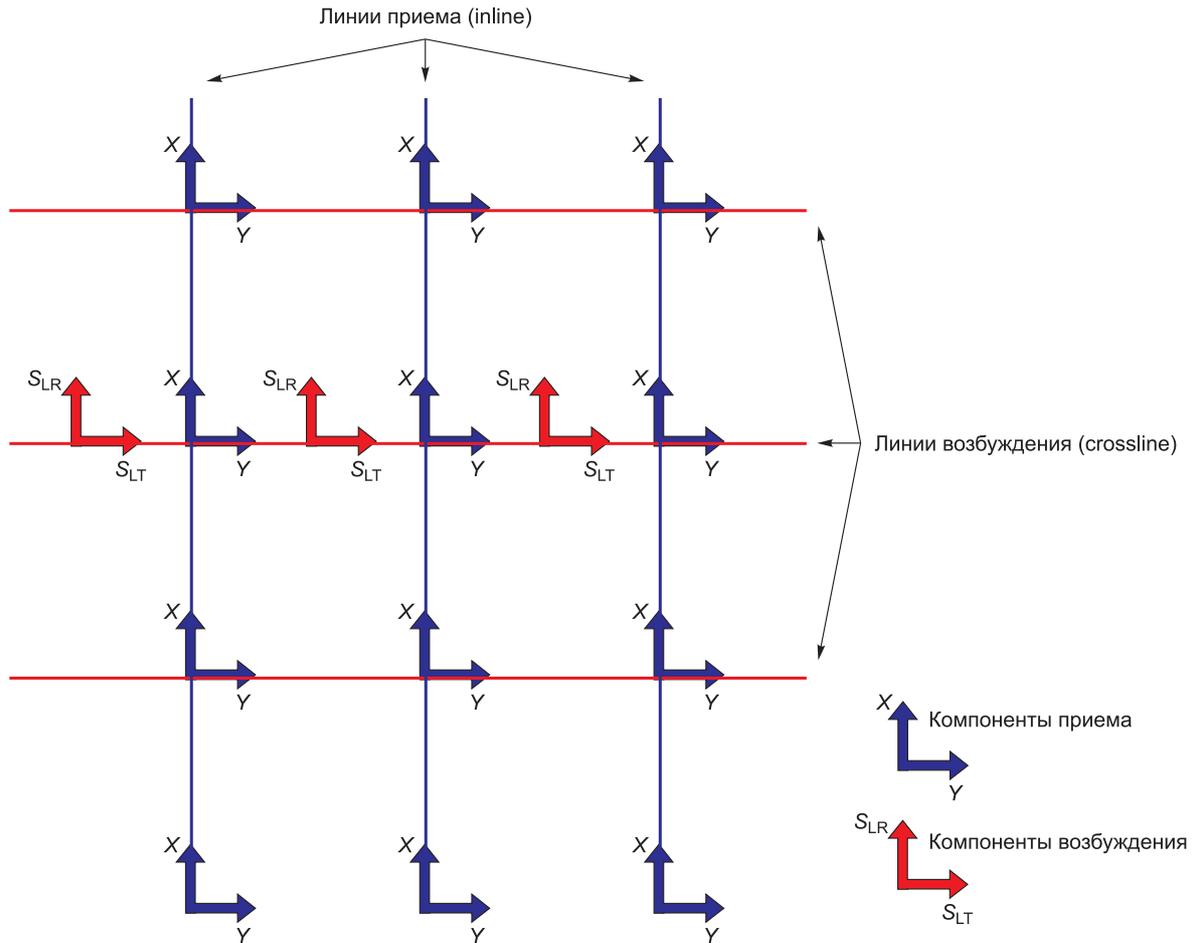


Рис. 3. Ориентация элементов системы наблюдения 3D–9C.

В этом случае матрица поворота имеет вид:

$$\begin{aligned}
 & \begin{bmatrix} S_{RR} & S_{TR} \\ S_{RT} & S_{TT} \end{bmatrix} = \\
 & = \begin{bmatrix} \cos \alpha & -\sin \alpha \\ \sin \alpha & \cos \alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_{LR}X & S_{LT}X \\ S_{LR}Y & S_{LT}Y \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \cos \beta & \sin \beta \\ -\sin \beta & \cos \beta \end{bmatrix}. \quad (3)
 \end{aligned}$$

При работах 3D–3С приемные расстановки ориентируются однообразно X-компонентой в азимуте R_{PR} для всех линий приема. Ориентация направленности возбуждения (3D–9C) на линиях возбуждения в азимуте S_{LR} совпадает с R_{PR} , а S_{LT} имеет азимут $+90^\circ$ по отношению к ориентации S_{LR} (рис. 3).

1.2. Шаг наблюдений и качество наземных данных МВС

В обычной наземной сейсморазведке (на продольных волнах) традиционно используются электродинамические сейсмоприемники (геофоны), сгруппированные по 9–12 шт. на базе 20–25 м. При МВС применяются исключительно одиночные приемники, причем в основном цифровые трехкомпонентные акселерометры типа VectorSeis или DSU3. Это обусловлено в первую очередь очень большими значениями статических поправок на поперечных волнах (до 100 мс и больше в пределах 50-метровых интервалов),

что исключает применение группирования в поле. Кроме того, следует учитывать, что параметры группирования для волн разных типов различаются, что затрудняет выбор оптимальной группы. Но при необходимости на этапе обработки данных можно выполнить лабораторное (цифровое) группирование.

Естественно, одиночный цифровой прибор не может заменить площадные или линейные группы традиционных сейсмоприемников и даже группы поставленных “в точку” приемников (на площадке в пределах 1 м) – прежде всего из-за низкой чувствительности одиночного цифрового датчика по сравнению с группами геофонов. Поэтому, чтобы сохранить глубинность исследований и высокое отношение сигнал/помеха (С/П), шаг наблюдений с одиночными приборами необходимо сокращать в 2–3 раза в зависимости от интенсивности волн-помех [Мужно, Череповский, 2009]. Это требование еще жестче для трехкомпонентных одиночных приборов, поскольку отношение С/П на горизонтальных компонентах всегда ниже, чем на вертикальной компоненте, – как правило, из-за ветровой помехи. Кроме того, смещение проекций на дневную поверхность точек обмена приблизительно на четверть расстояния ПВ–ПП в сторону ПП от проекции точки отражения монотипной продольной волны, связанное с асимметрией лучевой схемы обменных волн, требует сгущения в 2 раза шага наблюдений по сравнению с шагом по ПВ.

Таким образом, с учетом регистрации трех каналов на каждом пункте приема и повышения плотности наблюдений общее количество регистрируемых каналов в МВС должно увеличиваться в 9–10 раз по сравнению со стандартными работами на продольных волнах. Этим определяется гораздо более высокая стоимость полевых работ МВС, а также обработки и интерпретации данных МВС.

Одной из причин весьма скромных успехов МВС в России и СНГ в последние 10 лет являлась завышенная оценка возможностей одиночных цифровых приборов (МЭМС-акселерометров). Многие российские сейсморазведочные компании, выполнявшие профильные и площадные многоволновые исследования, использовали стандартные системы наблюдений и параметры, оптимальные для регистрации продольных (*PP*) волн, обладающих относительно высокими скоростями распространения по сравнению с поперечными и обменными волнами. Эти параметры, а именно интервалы между пунктами приема и возбуждения (и интервалы между линиями приема и возбуждения в случае 3D), были зачастую слишком велики для оптимальной регистрации низкоскоростных обменных и поперечных волн. Как следствие, вероятность получения дополнительных атрибутов, выполнения совместной инверсии *PP-PS* и уверенного решения обратной задачи была невысокой. В таких случаях обработчикам данных МВС, в том числе за рубежом, было очень сложно показать информативность горизонтальных компонент (где в основном регистрируются поперечные и обменные волны); решение этой задачи отложено на неопределенное время [Ferguson et al., 2011].

При проектировании работ 2D–3C (9C) обычно закладывается увеличенный максимальный вынос (по сравнению со стандартными для конкретного района работами), поскольку коэффициенты обмена для отраженных волн могут достигать значимых величин на больших расстояниях источник–приемник, поэтому при работах МВС максимальное удаление должно превышать глубину целевой границы примерно в 1.5 раза.

1.3. Проектирование съемок 3D–3C (9C) на суше

Наиболее полной системой наблюдений 3D является схема 3D–9C [Кузнецов и др., 2006б] – пространственная система с трехкомпонентной регистрацией и трехкомпонентным возбуждением *P*-, *SV*- и *SH*-волн. Полевые работы по схеме 3D–9C достаточно трудоемки и затратны в силу сложности организации взаимодействия источников разных типов, а также из-за большого количества каналов регистрирующей аппаратуры. Поэтому использование ее целесообразно лишь в случаях, когда требуется высокая детальность и достоверность изучения трещинных коллекторов на стадиях доразведки, на уже открытых или действующих месторождениях. При решении более простых геологических задач системы наблюдений 3D можно существенно упрощать (например, 3D–2C или 3D–3C).

Принципы проектирования площадных сейсморазведочных исследований (на продольных волнах) хорошо известны, и основные типы систем наблюдения, применявшихся в мире в течение последних 20–25 лет, описаны в учебниках и учебных пособиях [Бондарев, 2003; Шнейерсон, 2009]. Однако в настоящее время не наблюдается большого разнообразия систем площадных (трехмерных) наблюдений, поскольку общепринятыми стали принципы “симмет-

ричного освещения среды”, изложенные в работах Хайса Вермеера [Vermeer, 1998, 2011]:

- одинаковый интервал между пунктами приема и возбуждения;
- одинаковый интервал между линиями приема и возбуждения;
- одинаковые максимальные удаления в продольном (инлайн) и поперечном (кросслайн) направлениях;
- возбуждение сигнала в центре приемной расстановки (в интервале между центральными линиями приема).

В соответствии с этими принципами и в России стали доминировать широкоазимутальные ортогональные системы наблюдений с (преимущественно) одинаковыми расстояниями между линиями приема и возбуждения. Что касается МВС, то обменные волны (чаще всего имеются в виду волны типа *PS*) характеризуются другими частотами, скоростями распространения в геологической среде и геометрией лучей по сравнению с монотипными (*PP* или *SS*) волнами. Асимметрия лучей обменных волн – одна из главных причин, по которой проектирование многоволновых съемок 3D–3C является гораздо более сложным, чем проектирование съемок на монотипных (продольных) волнах [Vermeer, 1999].

Асимметрия лучей обменных волн становится причиной сильной неравномерности распределения точек обмена по поверхностям отражающих горизонтов, в результате карты кратности точек обмена получаются очень нерегулярными даже при использовании абсолютно регулярных наземных систем наблюдений. Это один из неизбежных изъянов горизонтальных компонент массивов данных 3D–3C. Неравномерность распределения точек обмена, в отличие от средних (глубинных) точек, присущих монотипным волнам, наблюдается даже при горизонтальном залегании покрывающей толщи и границ обмена и усиливается с уменьшением глубины отражающей границы и увеличением отношения V_p/V_s . Для обозначения данного отношения нами будет использоваться величина γ (“гамма”). Отметим, что по традиции, принятой в советской научной школе, так обозначалась обратная величина – V_s/V_p .

Некоторые эксперты полагают [Criss, 2003], что при анализе и обработке горизонтальных компонент массивов данных 2D–3C оправданно выбирать бин (PS_{bin}), размер которого диктуется шагом пунктов приема (*RI*) и величиной “гамма” ($\gamma = V_p/V_s$): $PS_{bin} = RI/(1 + 1/\gamma)$.

Такой бин позволяет получить более плавные изменения полной *PS*-кратности для профиля 2D, что улучшает качество суммарного разреза. Разумеется, в случае 3D–3C тоже можно использовать бин большего размера при обработке обменных волн [Zuleta, Lawton, 2011]. Однако заметим, что разбросанность точек обмена по отражающим поверхностям настолько велика, к тому же, индивидуальна для каждого отражающего горизонта, что анализ и обработку горизонтальных компонент имеет смысл выполнять по той же сетке бинов, которая применяется для обработки вертикальной компоненты, чтобы упростить совместную интерпретацию двух массивов данных.

Рекомендации по оптимизации одновременной регистрации монотипных и обменных волн были выработаны больше 10 лет назад [Criss, 2003; Vermeer, 1999]. Эти рекомендации касались в первую очередь

сокращения интервала между линиями приема во избежание потери непрерывного прослеживания мелких отражающих границ, для которых асимметрия лучей обменных волн наиболее сильная. При этом, чтобы не удорожать сейсмическую съемку, вместо квадратного “бокса” (фрагмента съемки, образуемого ближайшими линиями приема и возбуждения) рекомендовалось применять прямоугольный бокс, вытянутый вдоль линий приема. Данный прием позволяет сократить общее количество ПВ, сохранив в модифицированной съемке примерно ту же кратность, что и в исходной съемке с одинаковыми интервалами между линиями приема и возбуждения. Примером реализации такого подхода могут служить съемки 3D–3С в Колумбии, где расстояние между линиями возбуждения составляло 360 м, а между линиями приема – 280 м [Agudelo et al., 2013]. К сожалению, авторы указанной статьи допустили досадную путаницу: на рисунке показана схема расположения линий приема и возбуждения с интервалами, соответствующими приведенным выше цифрам, а в тексте на той же странице ошибочно дано обратное соотношение.

Отдельного описания заслуживает система наблюдений, выбранная для отработки рекордной съемки 3D–3С с трехкомпонентными МЭМС-акселерометрами и со взрывным источником, выполненной в восточной части Китая в 2009 г. Чтобы обеспечить очень высокую плотность трасс (до 3.5 млн на км²) и, соответственно, высокую пространственную и вертикальную разрешенность многоволновых данных, в одной сеймопартии было собрано 15 тыс. цифровых датчиков. Приемная расстановка включала 28 линий по 400 датчиков с шагом 12.5 м – всего 11 200 ПП, или 33 600 активных каналов. Для передачи информации от такого большого количества каналов в реальном времени были использованы четыре поперечных оптоволоконных кабеля со скоростью передачи 100 Мб/с. В первоначальном проекте, согласно принципам “симметричной пространственной дискретизации” Х. Вермеера [Vermeer, 1998, 2011], шаг ПВ был

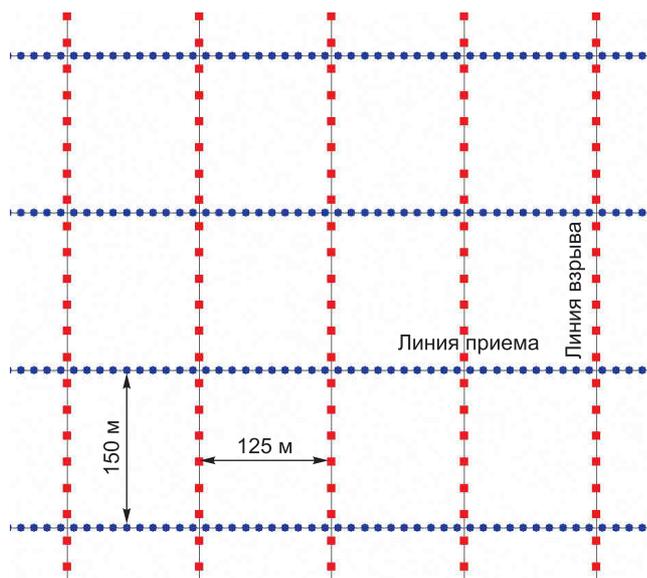


Рис. 5. Окончательное расположение линий приема и возбуждения. Шаг между ПВ в 2 раза больше (25 м), чем шаг между ПП (12.5 м). Интервал между линиями возбуждения сокращен в 2 раза.

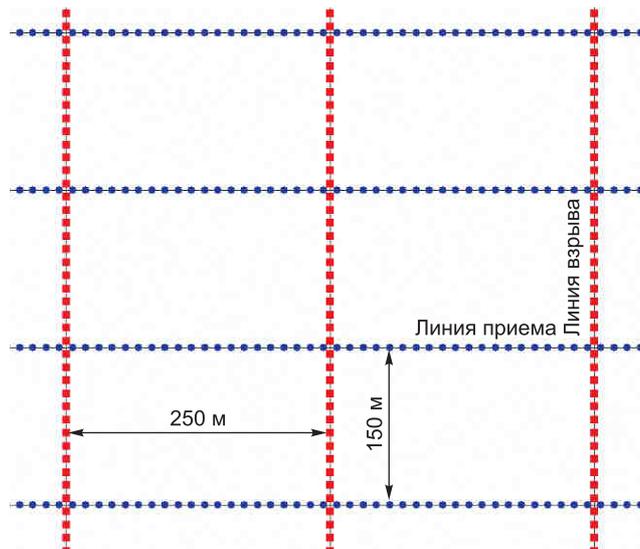


Рис. 4. Первоначальное проектное расположение линий приема и возбуждения. Шаг между ПП и ПВ равен 12.5 м. Интервал между линиями возбуждения намного больше, чем между линиями приема (из-за высокой стоимости бурения взрывных скважин).

задан таким же, как и шаг ПП – 12.5 м. Но интервал между линиями возбуждения – из-за высокой цены бурения взрывных скважин – был выбран намного большим, чем интервал между линиями приема (рис. 4). Для улучшения пространственной дискретизации волнового поля было предложено перераспределить ПВ следующим образом: уменьшить интервал между линиями возбуждения до 125 м и увеличить шаг между ПВ до 25 м (рис. 5). А чтобы сохранить возможность бинирования данных в квадратном бине 6.25 × 6.25 м, было предложено сдвинуть соседние линии возбуждения на пол-интервала ПВ (рис. 6).

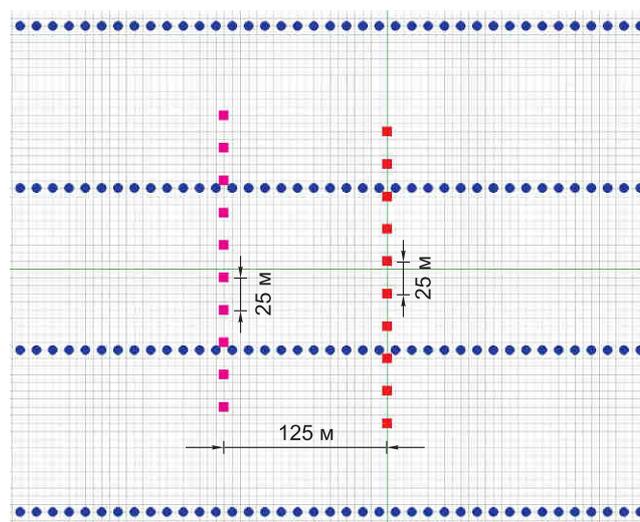


Рис. 6. Сдвиг соседних линий возбуждения на пол-интервала. Такая система наблюдений позволяет получить квадратный бин при шаге между ПВ, в 2 раза большем, чем шаг между ПП.

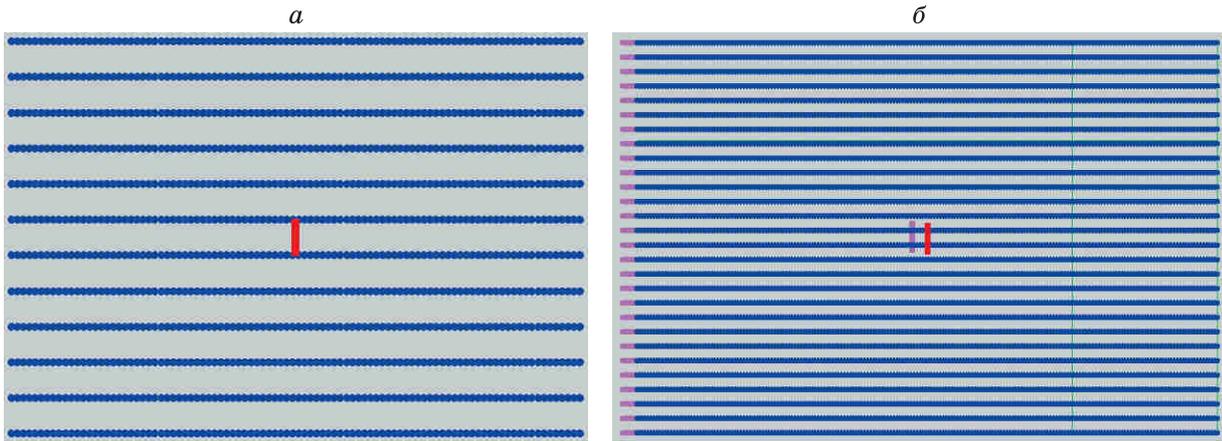


Рис. 7. Сравнение двух широкоазимутальных расстановок с равной площадью:

a – “стандартная” расстановка (14 линий приема по 112 датчиков – всего 1568 ПП), простреливается один интервал между центральными линиями приема; *б* – расстановка с высокой плотностью (28 линий приема по 400 датчиков – всего 11 200 ПП), простреливаются два интервала в центре приемной расстановки со смещением ПВ на пол-интервала при отработке следующей линии возбуждения.

В чем преимущество такой системы наблюдений для регистрации многоволновых данных? Сравним ее со “стандартной” расстановкой, имеющей такую же площадь (рис. 7): она состояла бы из 14 линий приема по 112 датчиков через 50 м с интервалом между линиями 300 м (всего 1568 активных ПП). Довольно низкая плотность наблюдений при использовании такой расстановки (76 800 трасс на км²) отражается на статистическом распределении удалений и азимутов, особенно на ближних и средних удалениях (рис. 8).

Вместе с тем для принятой в Китае системы наблюдений с высокой пространственной плотностью ПП, обеспечивающей 3.5 млн трасс на км², статистическое распределение очень хорошее на ближних и средних удалениях. Но, что более важно, за счет повышения плотности наблюдений улучшается равномерность карты кратности обменных волн. Для “стандартной” системы наблюдений, обеспечивающей полную кратность *PP*-волн, равную 48 в 25-метровом бине (рис. 9), полная кратность *PS*-волн ко-

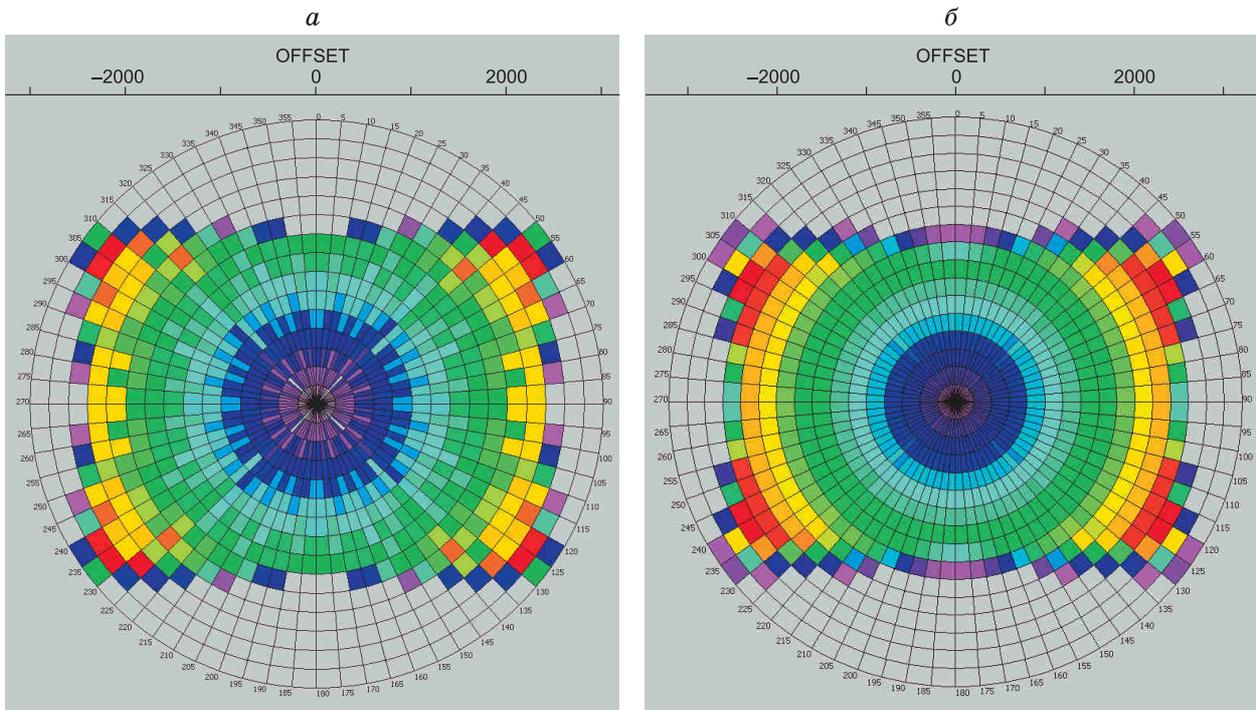


Рис. 8. Сравнение статистического распределения удалений и азимутов для двух расстановок 3D равной площади:

a – “стандартная” расстановка; *б* – расстановка с высокой плотностью наблюдений.

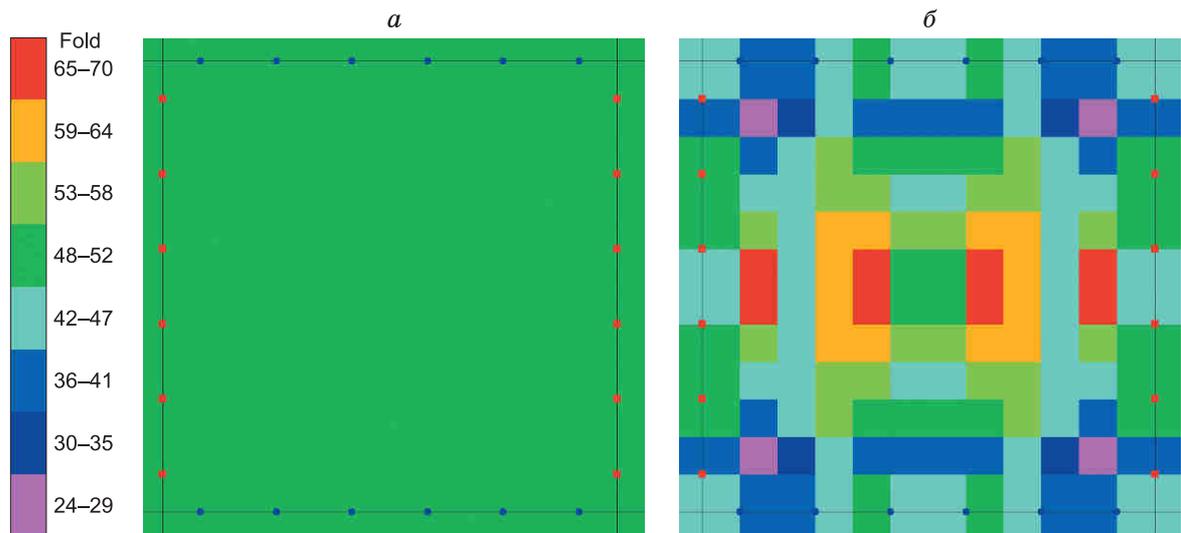


Рис. 9. Полная кратность на *PP*- (*a*) и *PS*-волнах (*б*) для фрагмента съемки со “стандартной” плотностью. Бин 25×25 м.

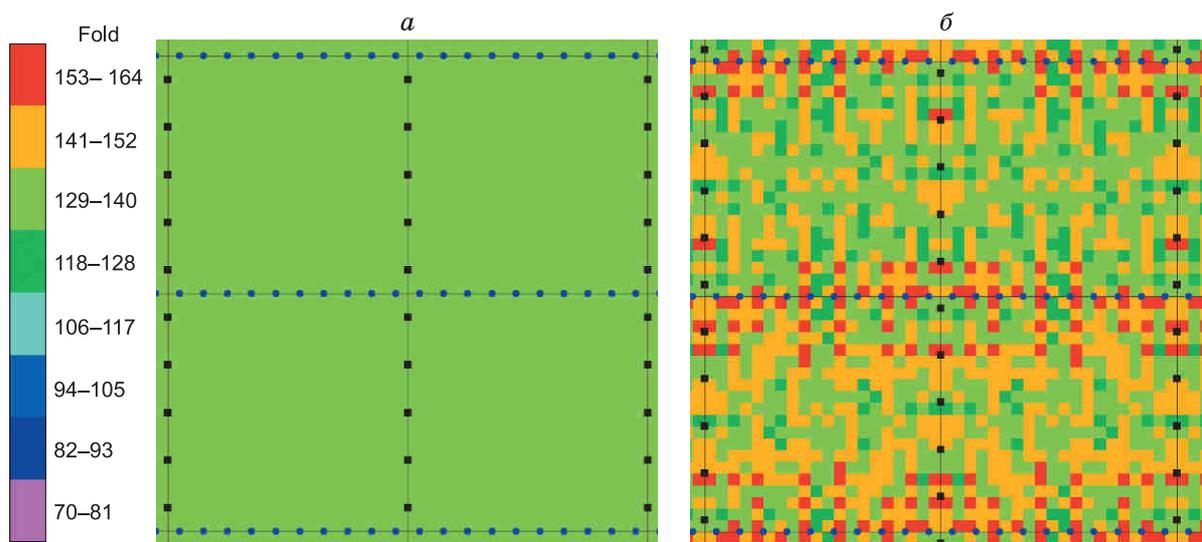


Рис. 10. Полная кратность на *PP*- (*a*) и *PS*-волнах (*б*) для фрагмента съемки с высокой плотностью наблюдений. Бин 6.25×6.25 м.

леблется от 28 до 70 (т. е. от 58 до 149 % от кратности *PP*-волн). В то же время для системы наблюдений с высокой плотностью, обеспечивающей полную кратность *PP*-волн, равную 140 в 6,25-метровом бине (рис. 10), полная кратность *PS*-волн колеблется от 121 до 164 (т. е. от 86 до 117 % от кратности *PP*-волн). Эти различия выглядят очень убедительно, если построить гистограммы полной кратности *PS*-волн в одной относительной шкале, выраженной в процентах от полной кратности *PP*-волн для двух сравниваемых систем наблюдения (рис. 11):

дисперсия значений полной кратности на *PS*-волнах гораздо меньше для уплотненной системы наблюдений, что должно обеспечить значительное ослабление отпечатка (футпринта) системы наблюдений.

Таким образом, высокая плотность наблюдений (т. е. высокая пространственная дискретизация полного волнового поля) повышает равномерность атрибутов бинов и на продольных, и на обменных волнах. В результате кардинально улучшаются изображения исследуемой геологической среды.

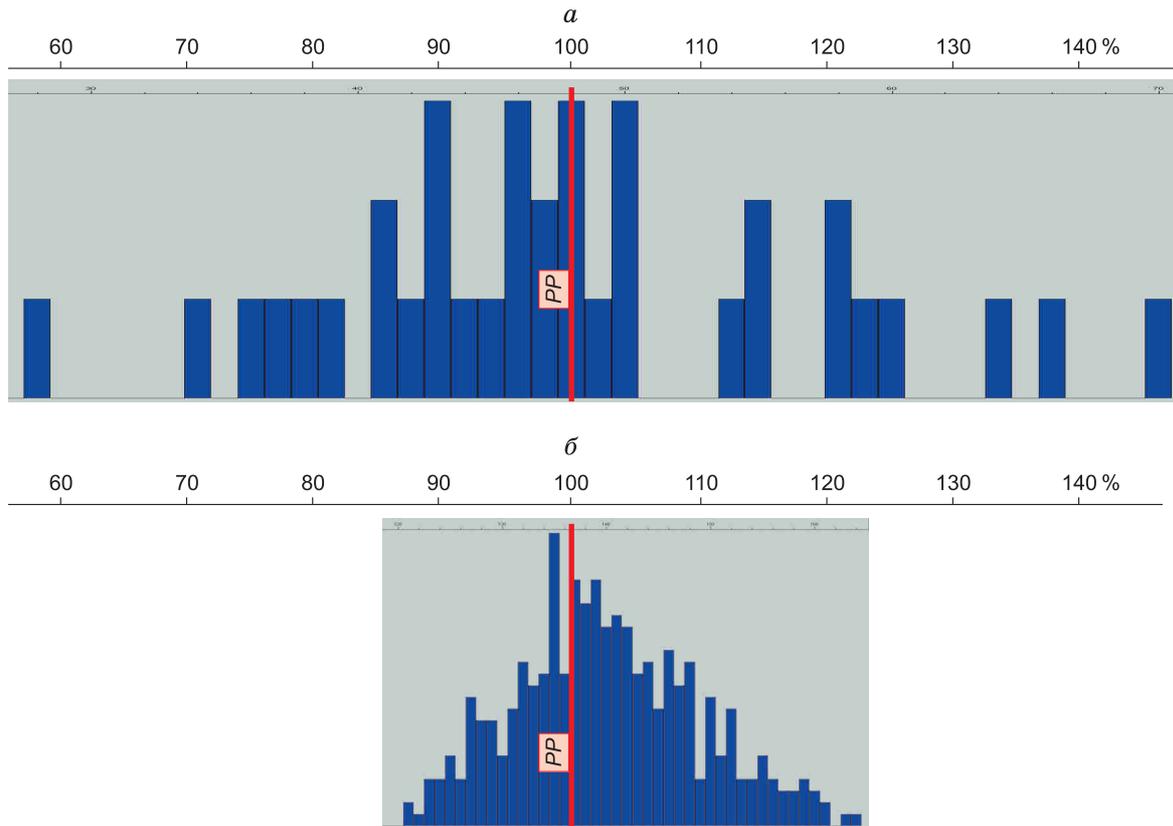


Рис. 11. Соотношение полной кратности на *PS*- и *PP*-волнах:
a – для “стандартной” системы наблюдений; *б* – для высокой плотности наблюдений.

1.4. Проектирование съемок и технологии работ 3D–4C на дне моря

Подходы к проектированию сейсмических многоволновых съемок на суше и на море одинаковы, но поскольку на дне моря используется регистрирующее оборудование другого типа, методики и технологии работ имеют специфические отличия при выполнении донных съемок [Criss, Musser, 2003]. Так, если на суше плотность пунктов приема и возбуждения на км² примерно одинакова (в типичном случае), то при регистрации данных на морском дне плотность ПВ гораздо выше из-за относительно дешевых и высокопроизводительных источников (воздушных пушек) и дорогостоящего регистрирующего оборудования (четырёхкомпонентные цифровые донные кабели, такие как VectorSeis Ocean или SeaRay).

При планировании донных многоволновых съемок приходится учитывать не только поверхностные и глубинные условия, но и технологические ограничения – в первую очередь, количество донных кабелей или донных узлов, имеющихся у подрядчика. В связи с трудоемкостью установки на дне моря пунктов приема и их ограниченным количеством ортогональные донные съемки обычно обрабатываются поперек линий приема, что позволяет сбалансировать время на отстрел активной расстановки и на переключку одного или нескольких донных кабелей на новые линии приема [Ishiyama et al., 2012]. При этом ПВ для соседних активных расстановок перекрываются в той или иной степени, и все донные съемки – это съемки с много-

кратной обработкой ПВ, что, разумеется, снижает производительность работ. Производительность можно повысить путем переключки не одной, а нескольких линий приема или даже всей активной расстановки (состоящей из 4–8 донных кабелей) в поперечном направлении, но такая методика весьма нежелательна для многоволновых исследований из-за сильной неравномерности кратности на обменных волнах, вплоть до пробелов по мелким границам на стыках соседних приемных шаблонов.

При наземных сейсмических исследованиях пункты возбуждения редко выходят за контур приемной расстановки, а при работах с донными кабелями – это распространенный методический прием, позволяющий обеспечить полную кратность при переключивании приемных кабелей в продольном (инлайн) направлении. В западной литературе это называется “source zipper” (перекрытие по пунктам возбуждения). Если у подрядчика имеются длинные донные кабели, то производительность работ будет выше благодаря меньшему количеству перекрытий ПВ в продольном направлении.

1.5. Моделирование как важный элемент технологии МВС

По мере исчерпания фонда крупных месторождений нефти и газа объектами поисков и разведки становятся малоразмерные и сложно построенные структуры. Многие из таких объектов не могут быть достоверно закартированы и идентифицированы с ис-

пользованием только традиционных продольных волн. В связи с этим возникает вопрос о целесообразности постановки многоволновых исследований в тех или иных сейсмогеологических условиях. Обосновать применение МВС и оптимизировать систему наземных и/или скважинных наблюдений можно путем сейсмогеологического моделирования исследуемого объекта – этот подход многими заказчиками сейсморазведочных работ выделяется в последние годы как инновационный. В программу модельных исследований 2D или 3D входят создание упругой модели среды, расчет многоволновых синтетических данных, их обработка и интерпретация и, наконец, написание отчета с рекомендациями по типу съемки и оптимальной системе наблюдений.

В прошлом массивы синтетических сейсмических данных чаще всего создавались для опробования новых алгоритмов миграции и инверсии. В настоящее время сейсмомоделирование все чаще используют на этапе проектирования сейсмических съемок для обоснования их размеров и геометрии наблюдений. Синтетические сейсмические данные 2D и 3D могут быть получены: 1) путем трассирования лучей разных типов волн и свертки импульсных трасс с выбранной пользователем формой импульса; 2) путем решения волнового уравнения (методом конечных разностей).

Первый подход позволяет оперативно получить упрощенное волновое поле, содержащее, как правило, только однократные отражения и основные виды регулярных волн-помех с постоянными скоростями. В то же время полноволновое моделирование позволяет получить гораздо более реальные синтетические сейсмограммы (общего пункта взрыва). Однако волновое поле на конечно-разностных синтетических сейсмограммах, особенно при многослойной и низкоскоростной верхней части разреза, может быть настолько сложным, что без подсказки, которую дает лучевое моделирование, очень сложно выделить целевые отражения и правильно выбрать процедуры подавления кратных волн и многоканальные фильтры.

Поэтому лучевое моделирование в определенных случаях дополняет полноволновое моделирование – например, при оценке апертуры миграции и определении необходимой и достаточной площади сейсмических исследований 3D.

Нефтегазовые компании, как правило, отводят не больше двух недель на проектирование и обоснование сейсмической съемки, поэтому само моделирование должно занимать дни, а не недели и месяцы. В связи с этим в 3D в настоящее время преобладает лучевое моделирование, а конечно-разностное остается пока слишком дорогим (временемким), даже с относительно большим шагом пересчета волнового поля, который чреват сильной вычислительной дисперсией и анизотропией [Levander, 1988]. Однако и при лучевом моделировании 3D приходится искать компромисс между количеством границ раздела в модели, точностью синтетических волновых полей и сроками их расчета.

В случае негоризонтально-слоистых сред и, в общем случае, сложно построенных сред освещенность среды на монотипных и обменных волнах и распределение их атрибутов можно оценить только с использованием моделирования. Для обоснованного принятия решений об оптимальности той или иной системы наблюдений рекомендуется трехмерное лучевое моделирование, включающее построение многослойной модели исследуемого объекта, трассирование лучей *PP*- и *PS*-волн для альтернативных систем наблюдений, расчет атрибутов этих волн по основным отражающим горизонтам (в первую очередь карт кратности общих точек отражения) и их сравнительный анализ. Кубы *PP*- и *PS*-волн, полученные в результате обработки синтетических данных, позволяют выбрать оптимальную систему наблюдений, сравнить освещение целевого объекта монотипными и обменными волнами, определить необходимую и достаточную площадь сейсморазведочных работ и оценить целесообразность многоволновой съемки в конкретных сейсмогеологических условиях. Например, на толстосло-

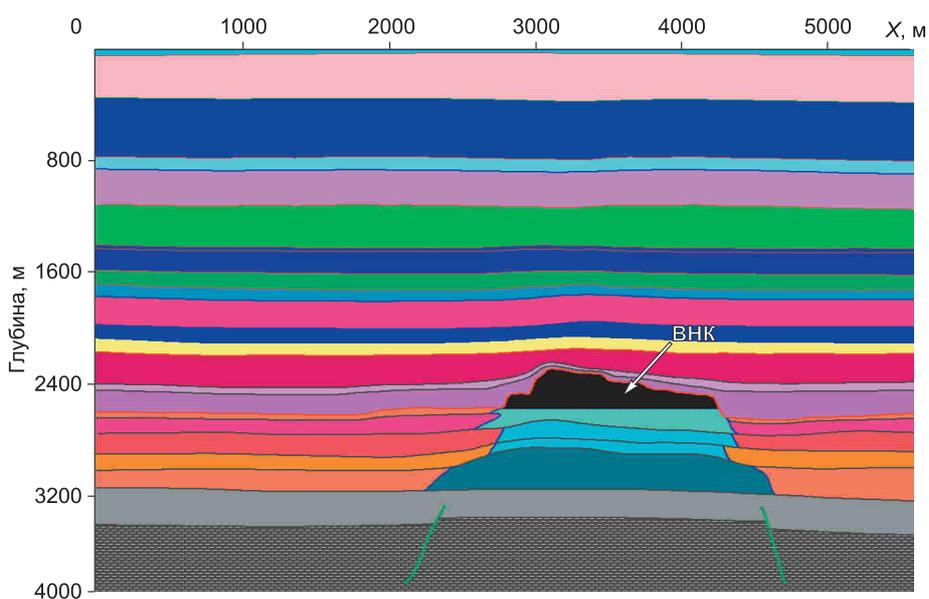


Рис. 12. Двумерная многослойная модель карбонатной постройки, использованная для расчета синтетических данных 2С.

истой идеализированной модели рифа было продемонстрировано, что обменные волны обладают и определенными преимуществами [Череповский и др., 2007]: за счет асимметрии лучей обменных волн они позволяют осветить большую площадь крутопадающих флангов рифа, чем продольные волны. Сильное преломление лучей на стенках рифа приводит к появлению зон пониженной кратности на PP - и PS -волнах для подстилающих отражающих горизонтов, но

полноазимутальные системы наблюдений позволяют значительно ослабить этот недостаток.

Приведем пример полной программы лучевого и конечно-разностного моделирования 2D, выполненного для обоснования постановки МВС в Волго-Уральском регионе для разведки нефтенасыщенных верхнедевонских рифов [Череповский и др., 2007]. Даже самые крупные из рифовых построек, мощность которых в этом регионе составляет 500 м и более, недо-

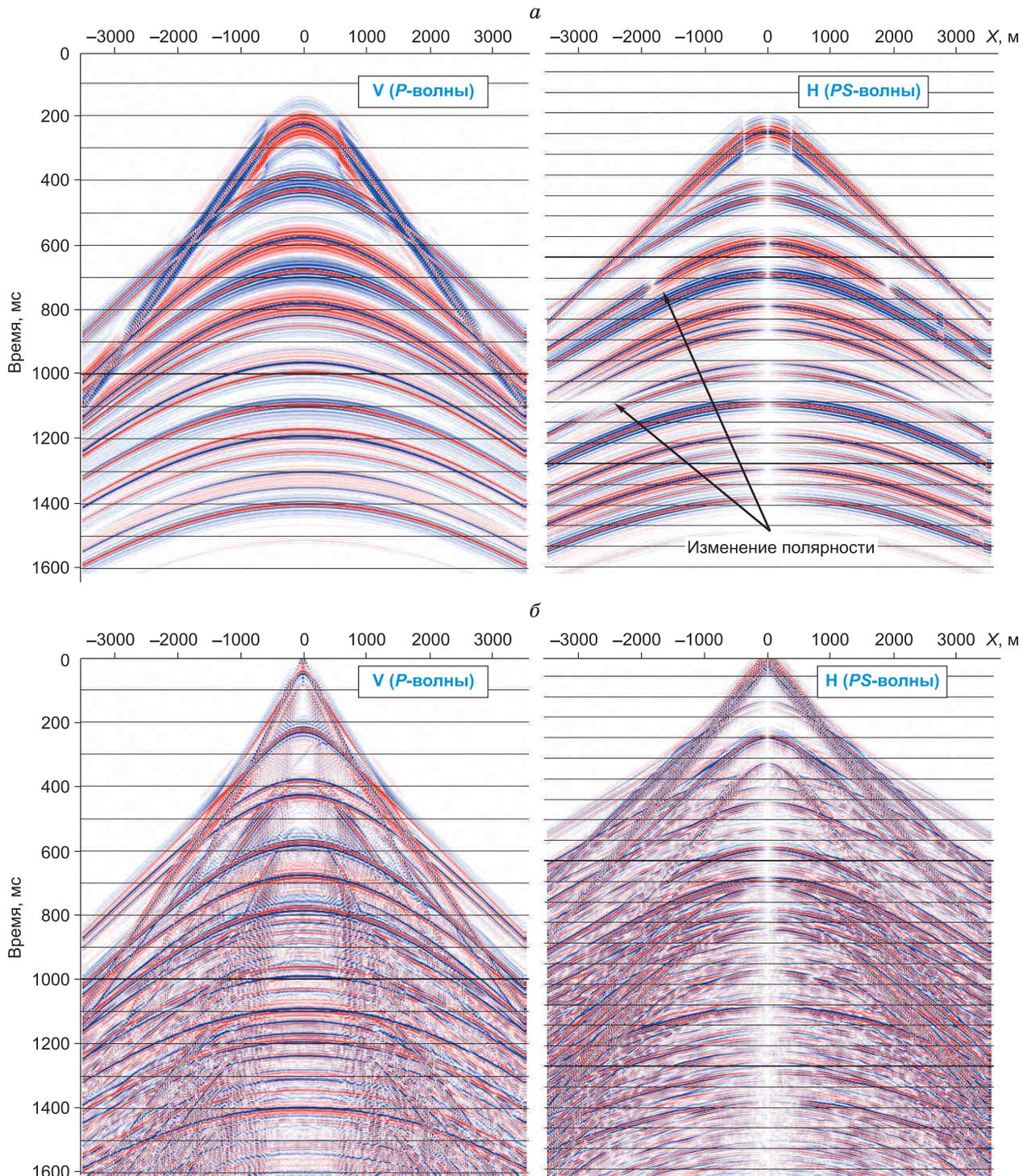


Рис. 13. Сейсмограммы ОПВ, полученные путем лучевого моделирования (а) и конечно-разностного моделирования (б). Временная ось на сейсмограммах PS -волн сжата примерно в 1.5 раза.

статочны уверенно отображаются на сейсмических разрезах продольных волн. По этой причине было предложено рассчитать синтетические данные 2D–2C для модели глубокозалегающего рифа, обработать и проинтерпретировать вертикальную и горизонтальную компоненты, чтобы получить атрибуты, позволяющие однозначно определить литологию и флюидонасыщенность моделируемого рифа, чем по атрибутам продольных волн.

Упругая модель глубокозалегающего рифа (рис. 12) была построена с опорой на данные волнового акустического каротажа, непродольного ВСП, наземной сеймики 2D и геологическую информацию, предоставленную заказчиком. Оказалось, что в заданной модели рифа скачки скоростей поперечных волн намного больше, чем продольных волн, что создавало основу для описываемых многоволновых модельных исследований. Массивы исходных синтетических данных 2D–2C рассчитывали как путем трассирования лучей, так и путем решения волнового уравнения методом конечных разностей (рис. 13). Граф обработки различался для вертикальной и горизонтальной компонент, но в обоих случаях включал временную миграцию Кирхгофа до суммирования. Рифогенная постройка отображается достаточно отчетливо на мигрированных синтетических разрезах *PP*- и *PS*-волн (рис. 14).

На этапе интерпретации акцент был сделан на определении новых параметров, дающих дополнительную, независимую информацию об исследуемом объекте. В первую очередь, это величина “гамма” ($\gamma = V_p/V_s$), которая служит исходной информацией для вычисления коэффициента Пуассона изучаемой среды. В основе определения величины “гамма” лежит сопоставление времен регистрации волн разных

типов, отраженных от одних и тех же границ разреза. Разрезы интервальных значений параметра “гамма” были построены для интервала отражений от всего рифового массива, а также для его верхней части. В обоих случаях наблюдалось закономерное понижение величины “гамма” в пределах заданной карбонатной постройки (рис. 15).

Выполненное моделирование глубокозалегающего рифа позволило сделать вывод о том, что основное преимущество МВС заключается в оценке коэффициента Пуассона. Области пониженных интервальных значений параметра “гамма” могут стать хорошим поисковым признаком для выявления рифогенных построек по полевым данным 2D–3C или 3D–3C. Рифовые отложения четко выделяются на кросс-плоте параметра “гамма” и акустических импедансов. Использование дополнительных динамических характеристик сейсмозаписи, расчет разрезов ПАК и AVO-атрибутов делают возможной углубленную интерпретацию сейсмических материалов по комплексу волн с прогнозированием литологии и зон возможного флюидонасыщения.

Таким образом, для повышения геологической эффективности и “обычной” (однокомпонентной), и многоволновой (трехкомпонентной) сейсморазведки рекомендуется предварительное обоснование геометрии и плотности наблюдений с использованием априорной геологической модели, содержащей основные целевые объекты. Расчет синтетических данных для альтернативных систем наблюдений 3D–3C и последующая полная обработка синтетических кубов данных позволят оценить возможности поиска целевых объектов по намеченным разведочным критериям для разных типов и классов волн [Кузнецов, 2001, 2003].

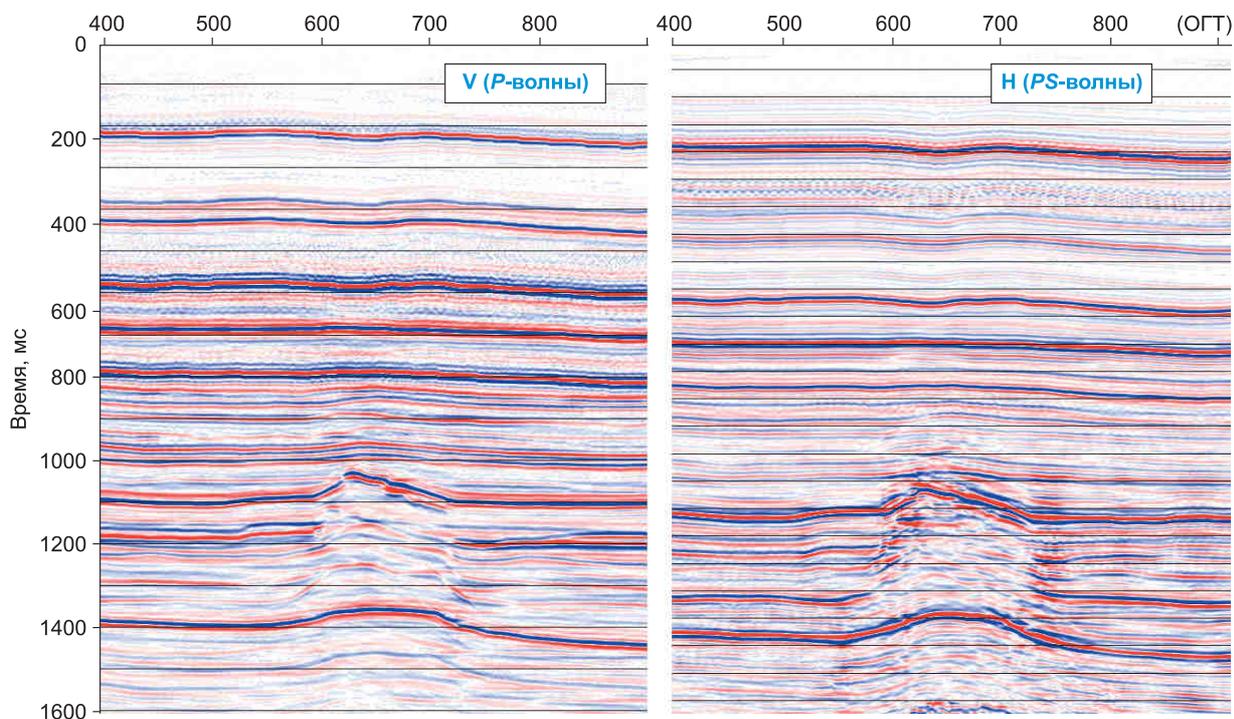


Рис. 14. Мигрированные разрезы *PP*- и *PS*-волн, полученные путем конечно-разностного моделирования 2D/2C. Временная ось на разрезе *PS*-волн сжата примерно в 1.5 раза.

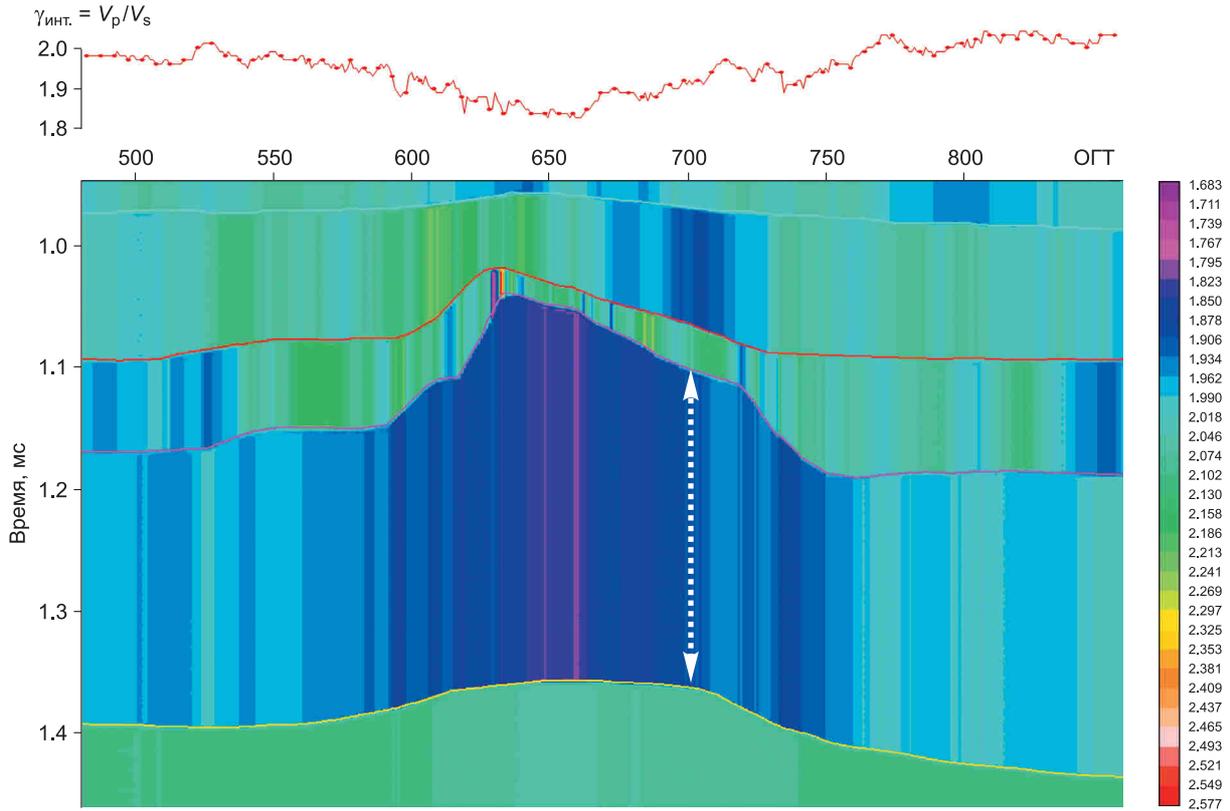


Рис. 15. Изменения значений “гаммы” (V_p/V_s) в широком интервале разреза, включающем всю моделируемую карбонатную постройку. Над центром модели параметр “гамма” снижается от фонового значения 2.0 до 1.85.

2. МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ СКВАЖИННЫХ СЕЙСМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Современная скважинная сейсморазведка проводится, как правило, трехкомпонентными зондами, являясь по существу многоволновой. Аббревиатура ВСП (вертикальное сейсмическое профилирование) не вполне отображает множество модификаций скважинной сейсморазведки, предложенных к настоящему времени. Эта оговорка существенна, поскольку к настоящему времени к методу ВСП в нашей стране и за рубежом принято относить уровневые наблюдения, при которых зонд находится на фиксированной глубине, а источник колебаний перемещают вдоль земной поверхности (walkaway VSP, walkaround VSP, massive VSP), и даже наблюдения в горизонтальных скважинах. Для этих модификаций скорее бы подошло название *горизонтальное скважинное сейсмическое профилирование*. Методика работ ВСП непосредственно привязана к *методическим, геологическим и технологическим* задачам, решаемым этим методом [Гальперин, 1994]. К ключевым вопросам методики относят *выбор условий возбуждения колебаний и системы наблюдений*.

2.1. Условия возбуждения колебаний

Выбор условий возбуждения определяется тем, какие источники колебаний доступны для проведения работ – наземные или погружные. Если для исполнителей доступны оба источника, то в каждом отдельном случае предпочтение отдают тому источнику, который оказывается наиболее эффективным, т. е. в конкретных сейсмогеологических условиях обеспечивает при-

емлемое качество записей при наименьших затратах. Для проведения ВСП используют те же источники колебаний, что и в позиционной (наземной и морской) сейсморазведке.

Одним из условий получения записей ВСП высокого качества является постоянство условий возбуждения. Необходимость многократного возбуждения колебаний для отработки скважины малоканалными зондами заставляет отдавать предпочтение наиболее стабильным невзрывным импульсным и вибрационным источникам.

Виброисточник наилучшим образом удовлетворяет таким важным для метода ВСП характеристикам, как *надежность* и *повторяемость* [Жуков и др., 2011]. Требование высокой надежности возникает в том случае, когда при отработке скважины малоканалными зондами при достаточно малом шаге наблюдений приходится за короткое время осуществить множество воздействий (до нескольких сотен). *Мобильность* виброисточника позволяет эффективно использовать его в тех модификациях метода ВСП, которые требуют оперативного изменения местоположения ПВ при отработке скважин.

Еще одно важное требование к источнику колебаний в методе ВСП – это *достаточно широкий диапазон частот возбуждаемых колебаний*. В методе ВСП одной из главнейших методических задач является изучение условий выделения волн, отраженных от *всех* сейсмических границ, представляющих геологический интерес. Ясно, что спектры отражений могут сильно различаться между собой. Более того, могут

существенно различаться отражения от одного и того же объекта, полученные на разных типах волн. Поэтому полоса частот, излучаемых в среду при проведении работ методом ВСП, должна определяться лишь техническими возможностями используемых источников и быть максимально расширенной в область как низких, так и высоких частот. К этому следует добавить и тот очевидный факт, что независимо от спектров конкретных отражений расширение полосы возбуждаемых частот позволяет наиболее эффективно применять фильтры сжатия на этапе обработки.

Сопоставление различных источников между собой позволяет оценить сейсмическую эффективность каждого из них в конкретных сейсмогеологических условиях. Рассмотрим примеры сейсмограмм ВСП, полученных при возбуждении колебаний взрывами в мелких скважинах, импульсным газодинамическим источником ГСК-6 и виброисточником СВ-5-150.

На участке Жанажол (Казахстан) все три источника позволили получить сопоставимые между собой

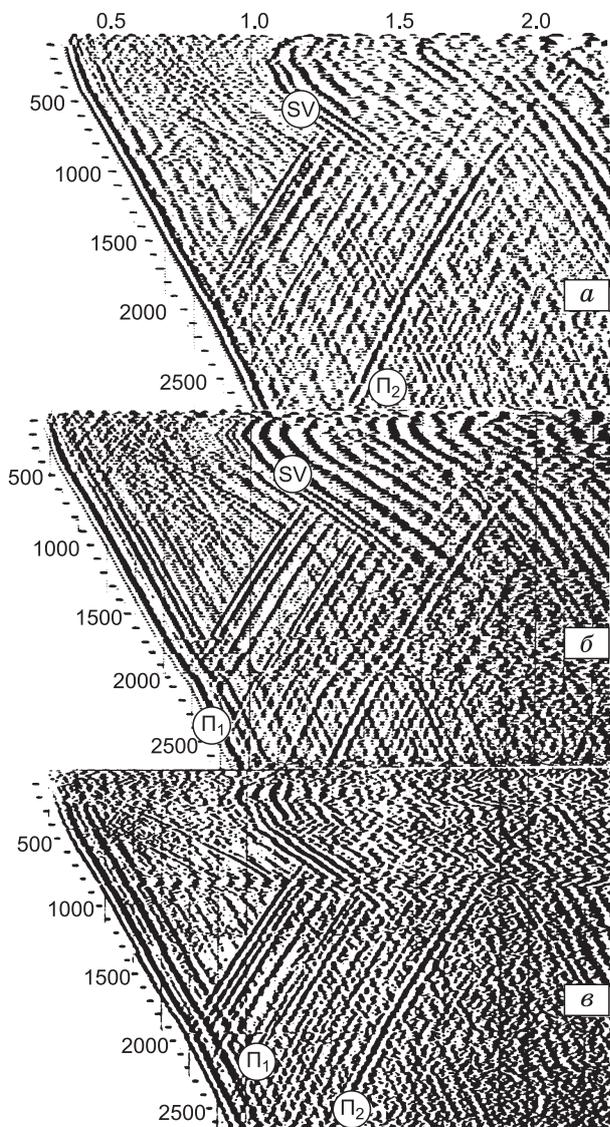


Рис. 16. Сопоставление сейсмограмм ВСП при возбуждении колебаний взрывами в мелких скважинах (а), источником ГСК-10 (б) и виброисточником СВ-5-150 (в). Месторождение Жанажол, Казахстан.

записи с достаточно высокой повторяемостью формы сигнала (рис. 16) и глубиной изучения. Целевые отражения Π_1 и Π_2 , соответствующие ниже- и подсолевым отложениям, выделяются одинаково уверенно. Видно, однако, что сейсмограмма ВСП, полученная с взрывным источником, отличается более коротким импульсом прямой волны и большей разрешенностью последующей записи. В другой скважине (также в Казахстане, на Синельниковском участке) наибольшей разрешенностью отличались записи, полученные от источника ГСК-6 (рис. 17), а при взрывах в скважине записи характеризовались низкой устойчивостью, хорошо заметной в начальной части (низкочастотные “хвосты” разной протяженности, прослеживаемые непосредственно после первых устойчивых экстремумов) и в последующей записи. Форма записи, полученная в этой скважине от виброисточника, устойчива по глубине, но отличается большей многофазностью по сравнению с записью от других источников. Многофазность эту довольно успешно удается уstra-

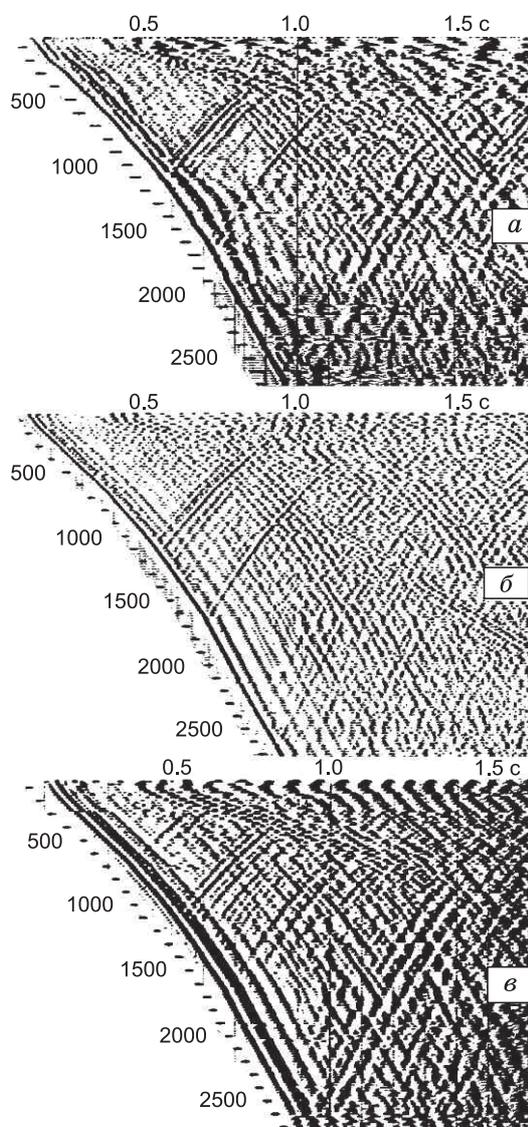


Рис. 17. Сопоставление сейсмограмм ВСП при возбуждении колебаний взрывами в мелких скважинах (а), источником ГСК-6 (б) и виброисточником СВ-5-150 (в). Синельниковская площадь, Казахстан.

нить путем деконволюции с использованием в качестве опорных сигналов всего цуга падающих волн.

Количественные оценки, полученные при работах с виброисточником, в сопоставлении с данными, определенными при взрывном источнике, выявили существенные различия в параметрах волн. Оказалось, что времена прихода волн, определенные по первым вступлениям при сейсмокаротаже от взрывов, значительно меньше времен, определенных путем прослеживания экстремума импульса, полученного способом взаимной корреляции виброграмм со свипом [Stewart et al., 1984]. В сторону больших времен относительно интегральных годографов, определенных по акустическому каротажу, оказались сдвинуты времена прихода, определенные по экстремумам прямой волны. Эти сдвиги могут на значительных глубинах достигать

десятков миллисекунд, создавая существенные проблемы во взаимоувязке фазовых и групповых сейсмических скоростей, а также теоретических и экспериментальных сейсмограмм. Причина этих различий состоит в дисперсии скоростей, свойственной большей части разреза, а также в подпитывании импульсов прямой волны частично кратными падающими волнами.

При выборе глубины источника учитывают прежде всего положение акустически наиболее резкой границы. Ею могут быть подошва зоны малых скоростей (ЗМС), дневная или морская поверхность. Волна-спутник, отраженная от такой границы, в наибольшей степени влияет на форму суммарного сигнала и его спектр. Сильное влияние самой верхней части разреза и глубины источника на прямую волну можно использовать для управления спектральным составом

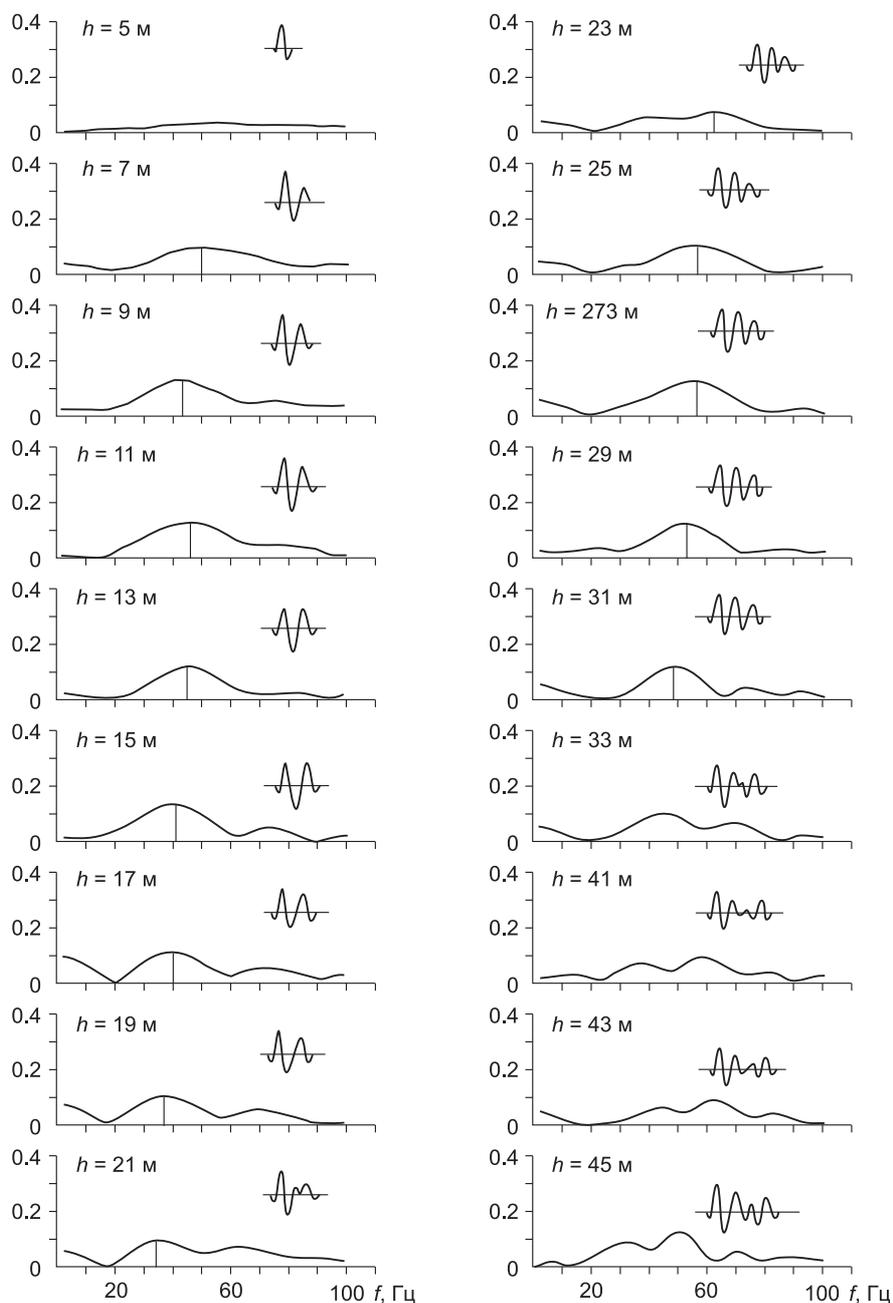


Рис. 18. Амплитудные спектры импульсов (прямая волна + спутник) при разной глубине взрыва.

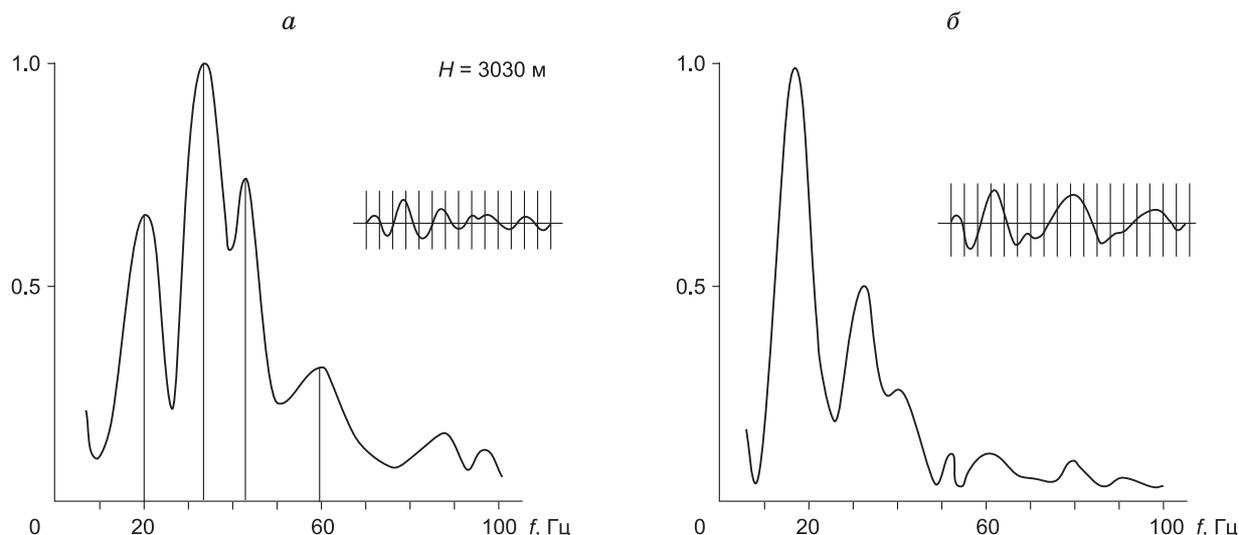


Рис. 19. Форма и спектры импульсов, возбуждаемых при взрывах в мелких скважинах. Вынос ПВ 200 м, глубина приема 3030 м, взрывы зарядов тротила весом 0.4 кг на глубине 16 м:

a – при взрывах из вновь пробуренной скважины; *б* – после многократных взрывов в одной и той же скважине. Чернинский участок, Белоруссия.

возбуждаемых колебаний. При этом от последнего зависит спектральный состав не только продольных волн, но и разного типа обменных волн, используемых в МВС. В случае простого строения ЗМС частотную характеристику $H(f)$ интерференционной системы (прямая волна плюс спутник) можно легко рассчитать, зная глубину источника, глубину подошвы ЗМС и коэффициент отражения K :

$$|H(f)| = \sqrt{1 + K^2 - 2K \cos(2\pi f \tau)},$$

где $\tau = 2h/V$; h – глубина источника под акустически наиболее резкой границей; V – скорость в среде, в которой расположен источник колебаний.

Из этой формулы видно, что $H(f)$ имеет периодический характер, колеблясь между значениями $(1 + K)$ и $(1 - K)$. Первый максимум $H(f)$ соответствует $f_{\max} = V/4h$. Для частот $f < f_{\max}$ частотная характеристика $H(f)$ напоминает фильтр высоких частот, воздействие которой на спектр импульса прямой волны приводит к обогащению его высокими частотами, если f_{\max} расположен в правой части рабочего диапазона частот.

На рис. 18 в качестве примера приведены суммарные импульсы, зарегистрированные зондом в глубокой скважине, а также их спектры (Московская синеклиза). Видно, что в интервале глубин 21–23 м происходит скачкообразное изменение частоты максимума спектра суммарного сигнала, обусловленное взаимодействием второго минимума $H(f)$ и максимума спектра прямой волны: на глубине $h = 21$ м частота максимума составляет 34 Гц, а при $h = 23$ м – 63 Гц. В интервале глубин 8–20 м она постепенно уменьшается в среднем на 10 Гц (от 45 до 35 Гц). Ширина основного максимума спектра (на уровне 0.7) уменьшается с глубиной постепенно, в среднем на 5 Гц в интервале глубин 8–30 м. Сопоставление теоретически рассчитанных и экспериментальных значений максимума и ширины спектра убедительно показало, что на спектры суммарных импульсов в аналогичных условиях основное влияние оказывает волна-спутник.

Если глубину источника колебаний под акустически наиболее резкой границей выбрать такой, чтобы f_{\max} совпадала с максимальной частотой рабочего диапазона сейсморегистрирующей аппаратуры, то это приведет к максимальному расширению спектра возбуждаемых колебаний вправо, в область высоких частот.

Постоянная глубина источника колебаний далеко не всегда обеспечивает стабильность возбуждаемого импульса. При фиксированной глубине приема после ряда воздействий можно иногда наблюдать низкочастотные “хвосты”, сопоставимые по интенсивности с основным импульсом (рис. 19). Природа таких “спутников” не вполне ясна, но связаны они предположительно с изменением упругих свойств среды, непосредственно окружающей источник, под влиянием многократных на нее воздействий.

На спектральный состав колебаний, возбуждаемых поверхностными источниками, сильное влияние оказывают механические свойства грунта, через который передаются усилия от источника в среду. Регистрация колебаний внутри среды позволяет отчетливо это увидеть. В качестве примера на рис. 20, 21 приведены амплитуда и параметры спектра прямой волны, зарегистрированной в скважине. Невзрывной импульсный источник перемещался по насыпной дороге, проложенной по частично заболоченной местности. Видно, как в пределах заболоченных участков резко падает интенсивность возбуждаемых колебаний, при этом частота максимума перемещается в низкочастотный диапазон, а ширина спектра уменьшается. Неучет подобных эффектов в наземной сейсморазведке приводит подчас к тому, что их приписывают изменению свойств отражающих границ.

2.2. Системы наблюдений в методе ВСП

В зависимости от степени сложности решаемых задач и исследуемой геологической среды применяют одно-, дву-, трехмерные и площадные системы наблюдений. Источники колебаний могут быть направ-

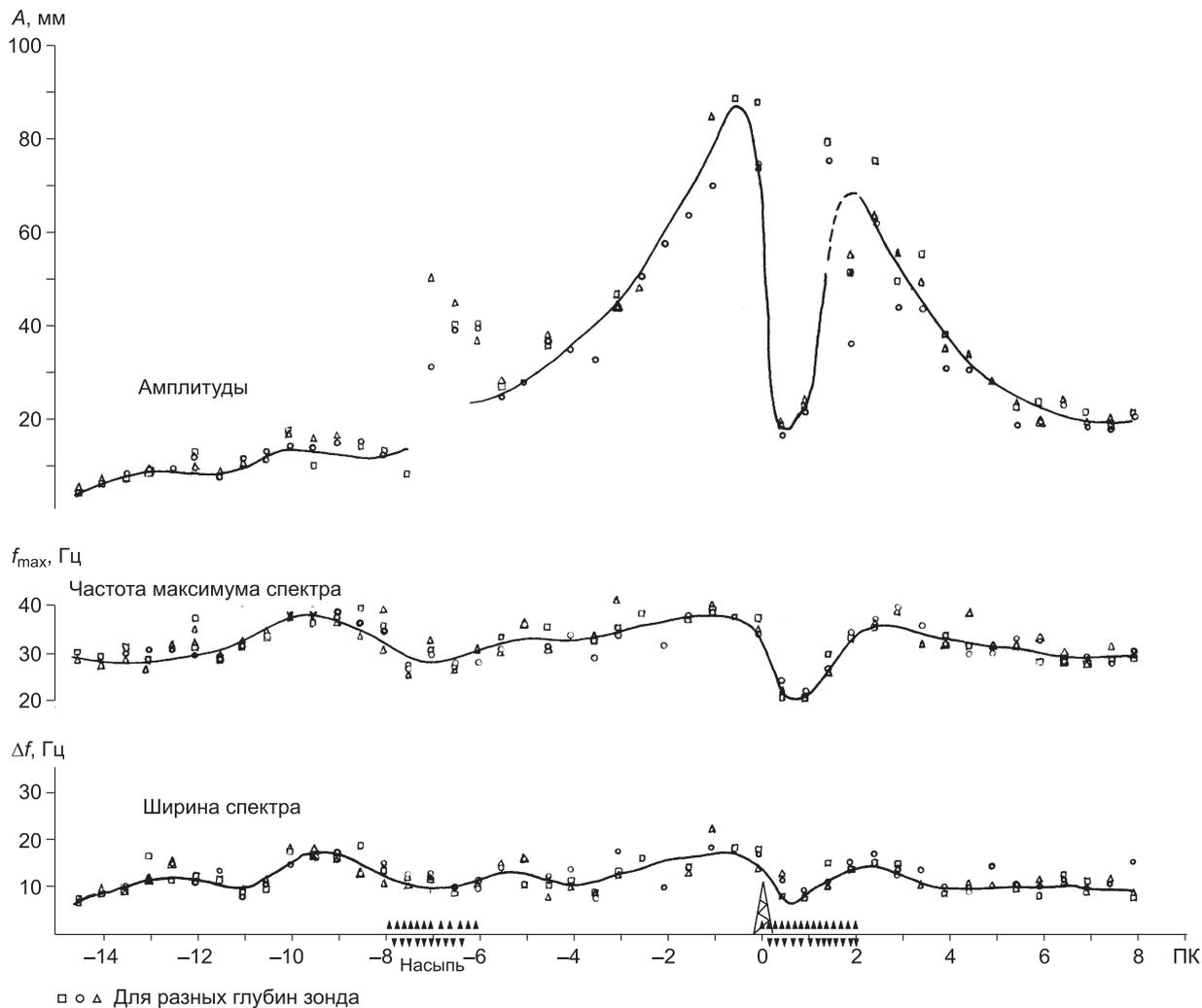


Рис. 20. Амплитуды (сверху) и параметры спектра импульса прямой волны с различных ПВ. Источник – ГСК-10, глубина приема 1100–1200 м. Справа от скважины показана насыпная дорога через болото. Болотистый участок характеризуется аномальным уменьшением амплитуды и частоты максимума спектра. Мормовичский участок, Белоруссия.

ленными или ненаправленными, но регистрацию колебаний в скважинах во всем мире проводят, как правило, трехкомпонентными зондами. Возбуждение колебаний ненаправленными источниками вовсе не означает избыточности трехкомпонентного приема. К настоящему времени накопилось много примеров того, как в районах с различающимися сейсмогеологическими условиями при возбуждении колебаний ненаправленными источниками или невзрывными источниками с вертикальной направленностью регистрируются регулярные волны на “побочной” u -компоненте (рис. 22).

Шаг наблюдений по стволу скважины. При проведении работ любыми модификациями метода ВСП шаг между соседними точками наблюдения ΔZ выбирают из условия:

$$\Delta Z \leq V_{\min}/(2f_{\max}),$$

где V_{\min} – минимальная пластовая скорость распространения поперечных волн в пределах покрывающей толщи разреза, пересеченной скважиной; f_{\max} – правая граничная частота рабочего диапазона частот (максимальная частота в спектре возбуждаемого сигнала).

Из этой формулы следует, что при регистрации обменных PS -волн, спектры которых близки к спектрам продольных волн, шаг наблюдений по стволу скважины должен быть вдвое меньшим по сравнению с шагом на продольных волнах. В противном случае на этапе обработки записей при разделении волн можно столкнуться с искажающим влиянием алясинг-эффекта.

2.3. Модификации скважинной сейсморазведки, их преимущества и недостатки

Системы наблюдений, соответствующие основным модификациям метода ВСП, схематически изображены на рис. 23. Поскольку описываемые ниже модификации в нашей стране и за рубежом получили определенные, не вполне совпадающие при переводе с одного языка на другой, названия, мы даем их перевод.

Продольное ВСП (zero-offset VSP) является стандартной модификацией метода, проводящейся практически во всех скважинах, обрабатываемых методом ВСП. Название этой модификации определяется тем, что в ней удалением ПВ от скважины можно прене-

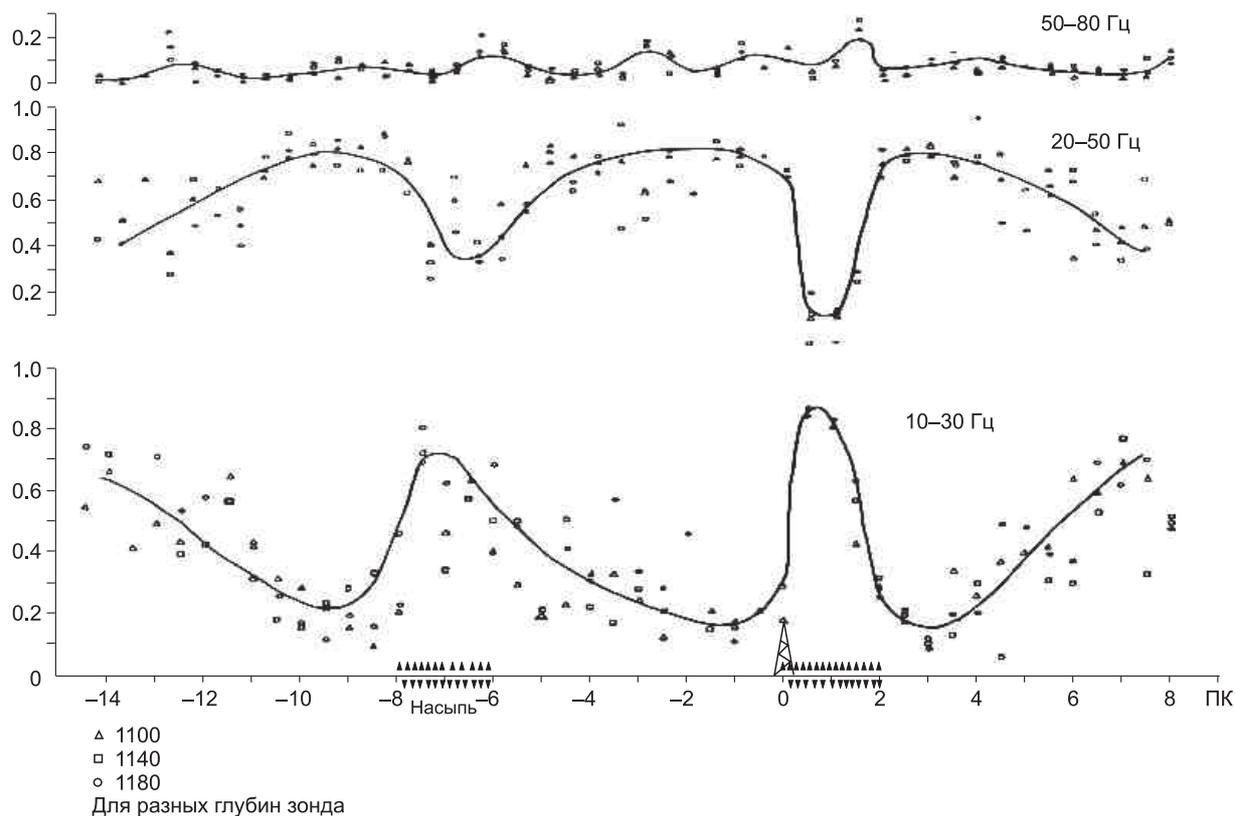


Рис. 21. Относительная интенсивность (снизу вверх) низко- (10–30 Гц), средне- (20–50 Гц) и высокочастотных (50–80 Гц) частей спектра импульсов прямой волны с разных ПВ. Источник – ГСК-10, глубина приема 1100–1200 м. Мормовичский участок, Белоруссия.

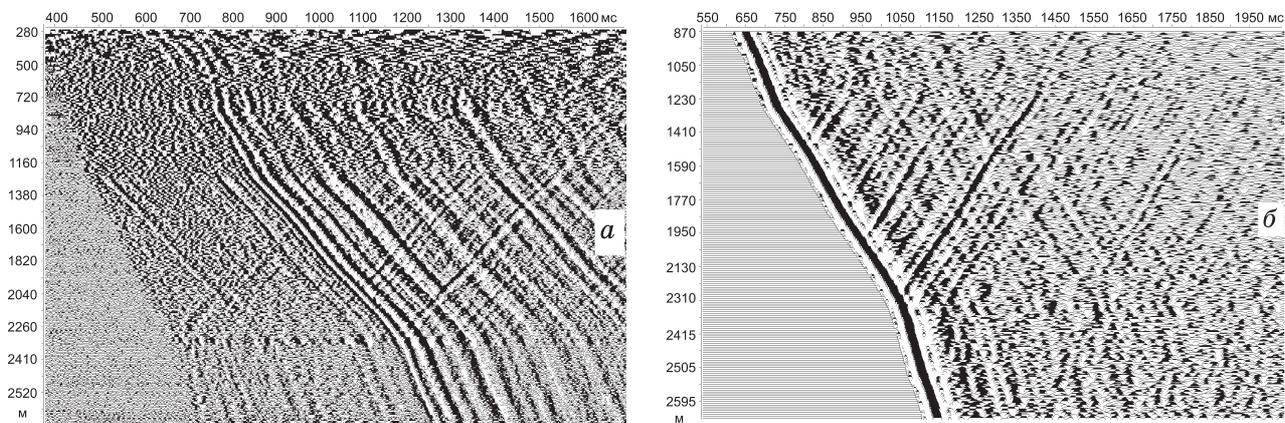


Рис. 22. Сейсмограмма ВСП на у-компоненте:

a – исходная запись; *б* – после деконволюции по цугу падающих поперечных волн. Восточная Сибирь.

брець по сравнению с глубиной приема (см. рис. 23, *a*). Применяется для определения средних, пластовых и интервальных сейсмических скоростей, для изучения волнового поля и стратиграфической привязки волн, изучения их затухания, для расчета операторов фильтра при деконволюции записей наземной сейморазведки и ВСП, а также для опережающего прогноза акустической жесткости отложений ниже забоя скважины.

ВСП в наклонных скважинах (deviated-well VSP) проводят на вертикальных (центровых) лучах, перемещая источник колебаний вдоль земной поверхнос-

ти, а зонд – вдоль ствола скважины таким образом, чтобы они всегда находились на вертикальной линии (см. рис. 23, *б*). Эту модификацию по существу относят к продольному ВСП, так как удаление источника от проекции точки приема на земную поверхность имеет здесь тот же смысл, что и удаление ПВ от устья вертикальной скважины. Применяется для решения большинства задач, указанных выше для продольного ВСП в вертикальных скважинах. Кроме того, с успехом применяется для изучения околоскважинного пространства при помощи разрезов, протяженность

которых в плане близка к длине проекции ствола скважины на земную поверхность. Такие разрезы, элементарно получаемые из исходных записей, отличаются высокой разрешенностью и достоверностью.

2.4. Профильные модификации метода ВСП

Основное назначение профильных модификаций ВСП – изучение структуры околоскважинного пространства. Результатом обработки при этом являются глубинные или временные разрезы, а также значения сейсмических параметров, полученные в результате решения обратной задачи. В настоящее время применяют три профильные модификации – *непродольное ВСП* (НВСП), *уровневое ВСП*, *ВСП с подвижным источником колебаний* (ВСП-ПИ).

Непродольное ВСП (offset VSP) – модификация, в которой удалением ПВ от скважины нельзя пренебречь по сравнению с глубиной точки приема, перемещающейся в процессе отработки скважины (см. рис. 23, в). НВСП широко используют при решении структурных, параметрических и литолого-стратиграфических задач, при изучении анизотропии скоростей и выделении трещинных коллекторов по поляризации волн. При изучении коллекторов трещинного типа по меньшей мере три ПВ размещают в разных азимутах [Шехтман и др., 2004]. Проведение НВСП с разноудаленных ПВ (multioffset VSP) в условиях наклонно-

слоистых сред позволяет количественно оценить параметры анизотропии и успешно использовать их при формировании изображений среды [Grech et al., 2002]. В условиях искривленных скважин проведение НВСП с пунктов возбуждения, расположенных симметрично относительно проекции ствола скважины на земную поверхность, с использованием продольных и обменных волн позволяет успешно изучать трещиноватые анизотропные зоны в карбонатах [Liu et al., 2006].

Уровневое ВСП (walkaway VSP). В этой модификации метода, ранее больше известной как *метод обращенных годографов* (МОГ), положение зонда в скважине фиксировано, а ПВ перемещают вдоль горизонтальных профилей, пересекающих устье скважины или (в случае искривленной скважины) проекцию на земную поверхность фиксированного интервала скважины, содержащего точку приема (см. рис. 23, з). Модификацию широко используют за рубежом в сочетании с НВСП при изучении параметров анизотропии скоростей и структуры околоскважинного пространства.

Круговое уровневое ВСП (walkaround VSP) – модификация метода ВСП, в которой источник колебаний перемещают вдоль линии вокруг устья скважины или проекции точки приема на дневную поверхность (в случае искривленных скважин) (см. рис. 23, е). Используют для изучения анизотропии и анализа расщепления поперечных волн в условиях трещиноватых зон. Довольно эффективным является использование круговых профилей при изучении анизотропии слоистых сред [Winterstein, De, 2001] и трещиноватых зон [Horne, 2003; Maultzsch et al., 2009; Wild, 2011].

ВСП с подвижным источником колебаний (moving source VSP). При ВСП-ПИ скважина обрабатывается при одновременном изменении местоположения зонда при его движении снизу вверх и местоположения ПВ при его перемещении от скважины (см. рис. 23, д). Эту модификацию метода применяют с целью локализации нефтеконтролирующих тектонических нарушений, детализации строения сложно построенных нефтеперспективных объектов, а также для выяснения причин отсутствия нефти в скважине, расположенной рядом с фонтанировавшей скважиной [Шехтман, 1994].

Сейсмограмма ВСП-ПИ имеет вид, вполне привычный для пользователя метода ВСП. В нижней своей части она совпадает с сейсмограммой продольного ВСП, а в верхней части – с сейсмограммой НВСП (рис. 24). Обращает на себя внимание отчетливое разделение типов волн на разных компонентах: на z -компоненте прослеживаются восходящие продольные волны, а на x -компоненте – восходящие обменные волны типа PS (рис. 25).

ВСП-ПИ выполняют вдоль каждого из лучей (профилей пунктов возбуждения) за одну спуско-подъемную операцию. Для увеличения отношения сигнал/помеха можно применять *многократное* ВСП-ПИ, обрабатывая скважину повторно при разных начальных выносах ПВ. Наличие густой сети скважин, характерной для разведочного этапа, позволяет рассчитать встречную систему наблюдений таким образом, чтобы отдельные сейсмические разрезы ВСП можно было состыковать в единый разрез, освещающий межскважинное пространство. Достигается это путем выбора соответствующих удалений ПВ от скважины.

Объективный анализ преимуществ и недостатков устоявшихся и новых модификаций метода возможен

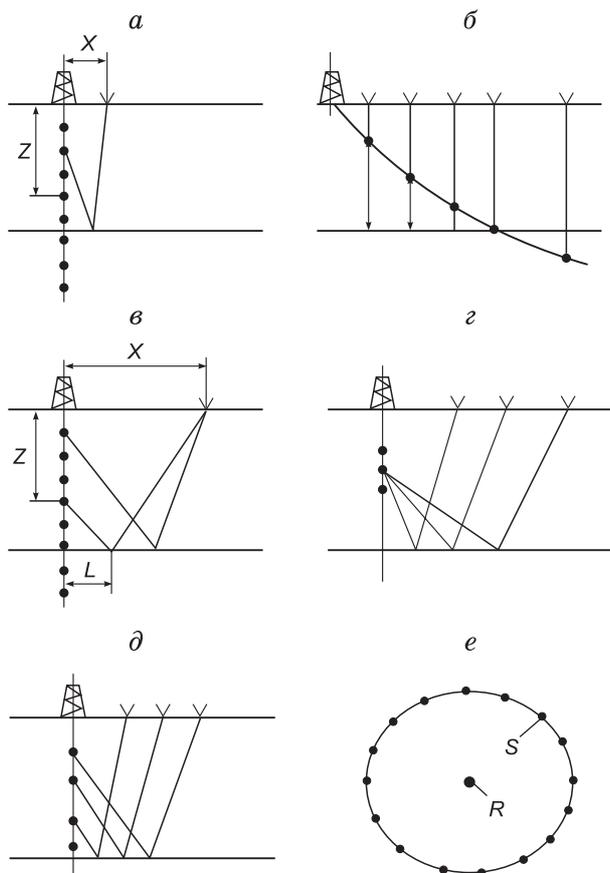


Рис. 23. Основные модификации метода ВСП:

а, б – продольное ВСП в вертикальной и наклонной скважинах ($X < Z$); в – непродольное ВСП (НВСП); з – уровневое ВСП (МОГ); д – ВСП с подвижным источником (ВСП-ПИ); е – круговое уровневое ВСП (R – проекция сейсмоприемника на земную поверхность, S – источник колебаний).

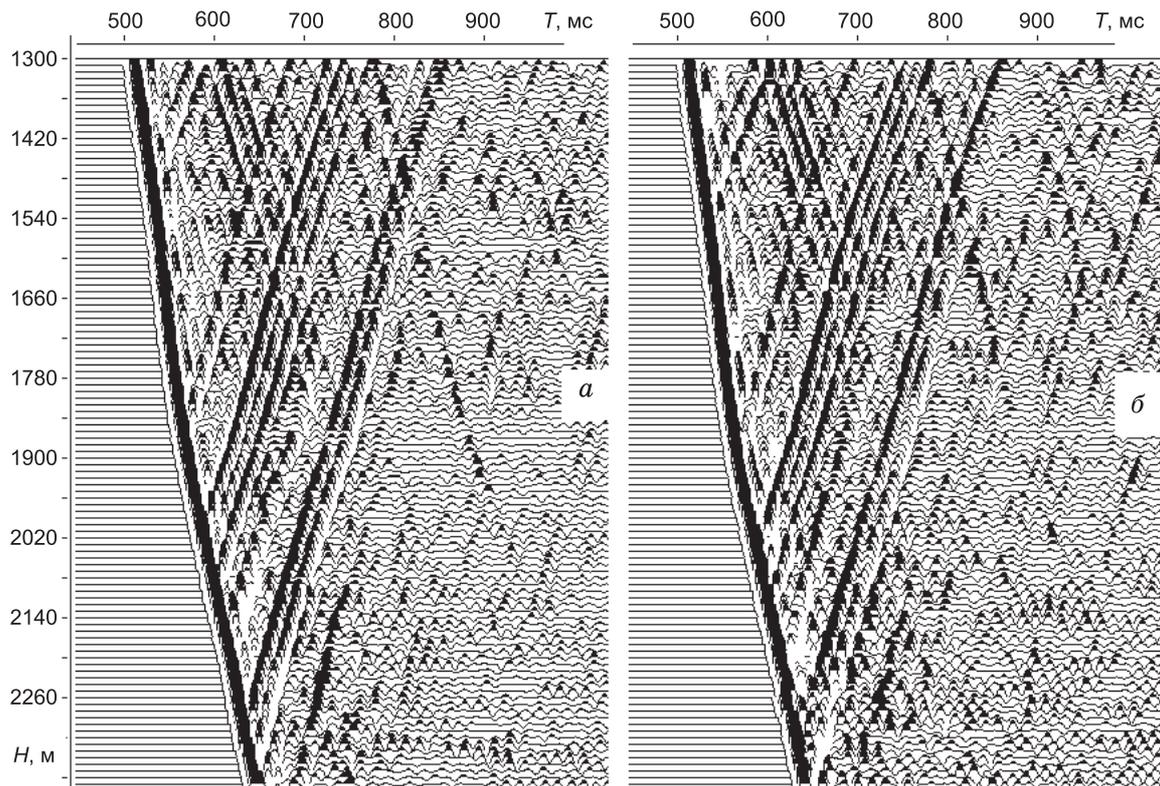


Рис. 24. Сейсмограммы ВСП-ПИ на z -компоненте после ввода статики и деконволюции по пугу падающих волн: a – на запад от скважины; b – на восток. Восточная Сибирь [Шехтман и др., 2009].

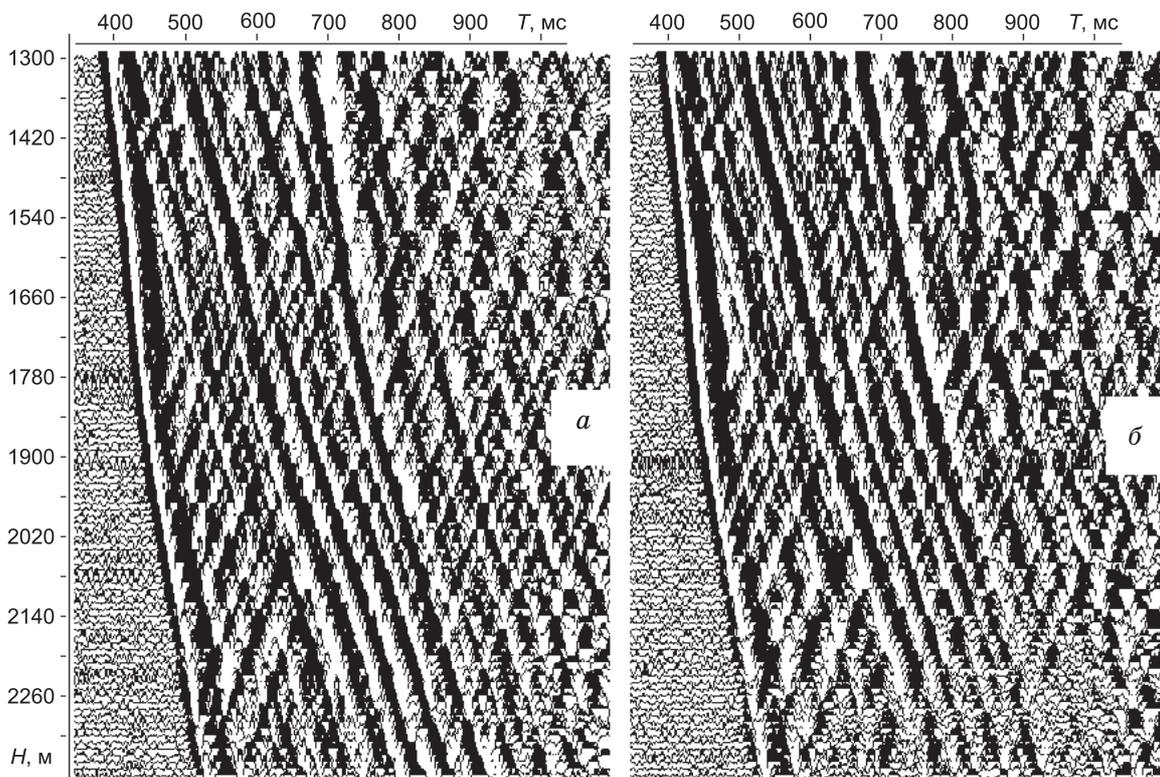


Рис. 25. Сейсмограммы ВСП-ПИ на x -компоненте после ввода статики: a – профиль на запад от скважины, b – на восток. Восточная Сибирь [Шехтман и др., 2009].

лишь при количественной оценке параметров, общих для сопоставляемых модификаций. В качестве таких параметров правомерно использовать *размер участка освещенности* исследуемой границы отраженными волнами (интервал границы между крайними точками отражения), *плотность расположения точек отражения* (количество точек отражения на единицу длины участка освещенности), а также *угол падения волны на отражающую границу* [Шехтман, 1994].

Сопоставим модификации по этим трем параметрам; для ясности ограничимся плоской отражающей границей, разделяющей два полупространства. Обозначим через φ угол падения отражающей границы, z – глубину точки приема, H – глубину границы по вертикали, x – расстояние ПВ от устья скважины. Тогда удаление точки l точки отражения от начала координат составит следующую величину:

$$l = (H - z) \frac{x \cos 2\varphi \pm H \sin 2\varphi}{(2H - z) \cos \varphi \mp x \sin \varphi},$$

где верхний знак в числителе и знаменателе соответствует положению точки отражения по восстанию, а нижний – по падению.

По этой формуле, зная глубину верхней точки приема в скважине, можно рассчитать величину участка освещенности монотипными отраженными волнами границы, расположенной на глубине H . Для границ, расположенных ниже забоя скважины, наибольшую длину участок освещенности имеет при изучении околоскважинного пространства модификацией ВСП-ПИ. При изучении менее глубоких границ (пересеченных скважиной) размеры участков освещенности для НВСП и ВСП-ПИ совпадают, превышая размер участка освещенности для МОГ. Исключением может быть случай, когда выше уровня регистрации колебаний при МОГ качество материала плохое, тогда освещенность для трех модификаций будет одинаковой.

По мере увеличения глубины отражающей границы при НВСП все меньшая часть околоскважинного пространства, расположенная ниже забоя, освещается отраженными волнами непосредственно вблизи от скважины, а участок освещенности, уменьшаясь, сдвигается в сторону от скважины. Модификация же ВСП-ПИ позволяет осветить максимальный участок глубоко залегающей исследуемой границы, резко сократив при этом время обработки скважины.

Для обменных отраженных волн с обменом на отражающей границе размер участка освещенности для всех модификаций метода ВСП значительно меньше, чем для монотипных волн, – примерно в 1.5 раза. Его можно рассчитать точно путем трассирования лучей с учетом модели среды, пространственного положения ствола скважины и положения границы, на которой происходит обмен.

Плотность P распределения точек отражения (количество точек отражения на единицу длины отражающей границы) является важным параметром, определяющим устойчивость изображения среды при миграции записей ВСП – чем выше P , тем изображение устойчивее. При изменении глубины точки приема и/или выноса источника колебаний от скважины точка отражения перемещается с определенной “скоростью”. Чем она выше, тем реже вдоль отражающей границы располагаются точки отражения, т. е. тем меньше плотность их распределения на соответствующем участке границы.

При малых углах падения наиболее равномерно распределены точки отражения при МОГ, однако при больших углах падения практически равномерную освещенность отражающей границы способна обеспечить лишь одна модификация метода – ВСП-ПИ. Существенно, что в непосредственной близости от скважины наибольшее значение P обеспечивает ВСП-ПИ, а наименьшее – НВСП. При значительных удалениях от скважины величина $P_{\text{ВСП-ПИ}}$ изменяется довольно плавно, поэтому устойчивость отображения отражающей границы на сейсмическом разрезе не изменяется сильно при прослеживании границы по латерали.

Если известны строение покрывающей толщи и геометрия изучаемой отражающей границы, то можно рассчитать систему наблюдений ВСП-ПИ таким образом, чтобы в пределах участков освещенности плотность распределения точек отражения была постоянной, а также обеспечить постоянство угла падения волны в каждую точку отражения. Выполнение этих условий позволяет свести к минимуму изменение интенсивности отражений от разных частей границы, обусловленное характером системы наблюдений. Благодаря этому наиболее отчетливо проявляются аномальные эффекты, обусловленные изменением отражающих свойств в связи, например, с оконтуриванием залежи углеводородов. Методически такой подход не всегда может быть оправдан, так как он влечет сокращение размера участка освещенности.

Максимальный угол падения волны на отражающую границу для модификации ВСП-ПИ является наименьшим из трех максимальных углов падения для рассматриваемых модификаций ВСП. Следствием этого являются минимальные искажения при ВСП-ПИ волнового поля, обусловленные преломлением луча, а также отражением от объекта.

Рассмотренные особенности профильных модификаций метода ВСП и их сопоставление между собой приводят к выводу о ряде существенных преимуществ ВСП-ПИ, особенно при изучении глубоко залегающих объектов. Эта модификация позволяет обеспечить освещенность максимального участка при минимальном угле падения волны на отражающую границу, при этом плотность распределения точек отражения максимальна вблизи скважины, что позволяет надежно состыковать сейсмические разрезы, полученные при расположении ПВ по разные стороны от скважины.

На рис. 26 приведены сейсмограммы НВСП и ВСП-ПИ, полученные на одном из сложно построенных участков Припятской впадины [Шехтман и др., 2013]. Различаются они существенно. Отражение от кровли ланского продуктивного горизонта (указано стрелкой) на сейсмограмме ВСП-ПИ характеризуется большей разрешенностью и регулярностью. Объясняется это, скорее всего, меньшим диапазоном изменений угла падения волны на отражающую границу, при этом сами углы падения меньше, поэтому амплитуды отражений не изменяются столь резко, как при НВСП. Гораздо большие углы падения волны при НВСП приводят к формированию интенсивных обменных отраженных волн на z -компоненте, что затрудняет разделение волн. Более высокая разрешенность записей ВСП-ПИ обусловлена также тем, что взрывы всякий раз при подъеме зонда возбуждались из новой скважины. Глубинные разрезы, полученные путем миграции отраженных продольных волн

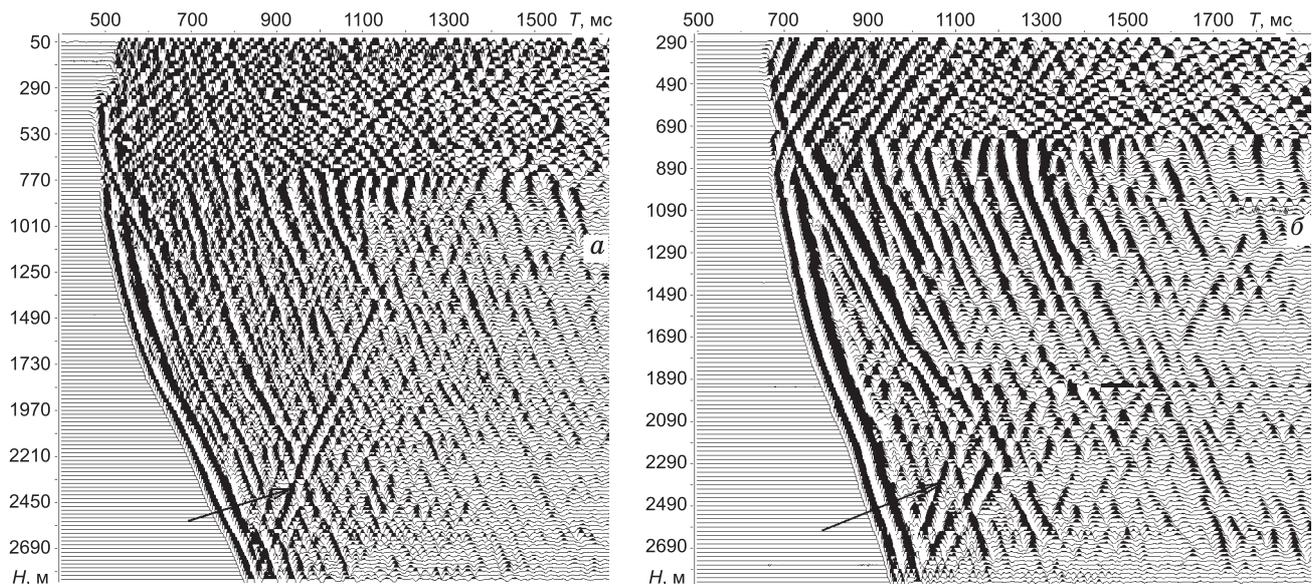


Рис. 26. Сопоставление сейсмограмм ВСП-ПИ (а) и НВСП (б), z -компонента. Стрелкой показано целевое отражение, более уверенно прослеживающееся при ВСП-ПИ.

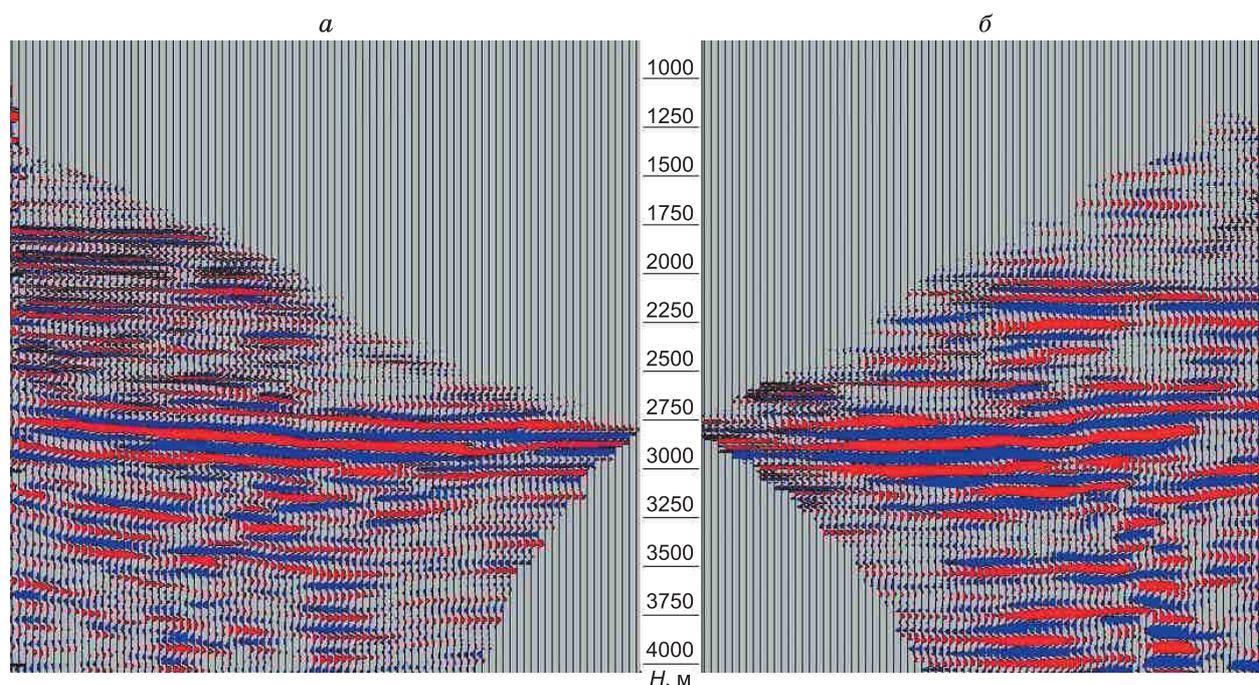


Рис. 27. Сопоставление глубинных разрезов на продольных отраженных волнах, полученных путем миграции записей ВСП-ПИ (а) и НВСП (б).

(рис. 27), также различаются: на разрезах ВСП-ПИ целевые границы более разрешенные, выдержанные и допускают более уверенное выделение особенностей геологического разреза. На обменных отраженных волнах типа PS качество глубинных разрезов НВСП оказалось сопоставимым с качеством на продольных отраженных волнах (рис. 28).

НВСП имеет бесспорные преимущества перед другими модификациями метода ВСП при проведении работ в труднодоступных условиях и в случае за-

прета на прокладку профилей ПВ, необходимых для работ модификациями уровневого ВСП и ВСП-ПИ, в таких, например, районах, как тундра. Кроме того, при обработке данных НВСП не требуется кропотливого учета статики, необходимого при обработке данных, полученных другими модификациями. Вместе с тем следует отметить, что проблема учета статики в методе ВСП решается проще, чем в наземной сейсморазведке [Шехтман, Попов, 2007; Шехтман и др., 2009]. Более того, комбинирование наблюдений внут-

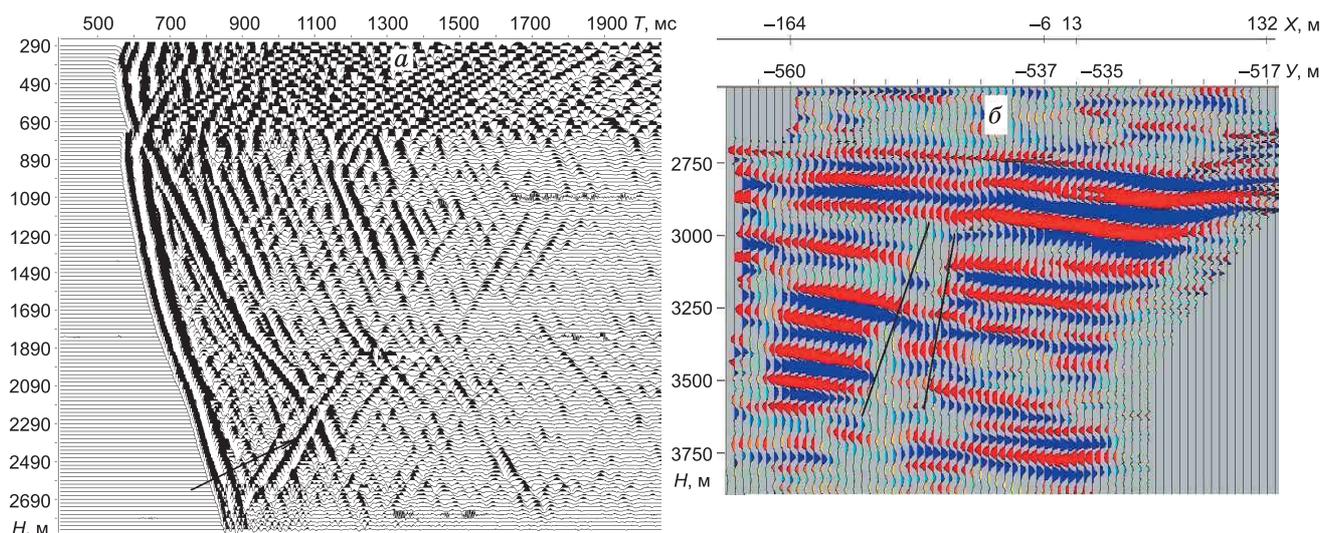


Рис. 28. Сейсмограмма НВСП (а) на x -компоненте и глубинный разрез (б) на обменных отраженных волнах типа PS .

при среды одновременно с наземной объемной сейсморазведкой 3D нередко позволяет получить более надежные данные о статике, используемые в наземной сейсморазведке.

Трудно переоценить значимость математического моделирования при выборе модификаций метода ВСП и системы наблюдений. При проектировании работ, а также на этапе обработки и интерпретации лучевое и полноволновое моделирование может оказать существенную помощь [Шехтман и др., 2004а; Шехтман, Череповский, 2008].

2.5. Площадная модификация метода ВСП (3D-VSP, areal VSP, massive VSP)

В отличие от наземной сейсморазведки, любая модификация ВСП потенциально обладает более высокой пространственной разрешающей способностью, обусловленной приближением к изучаемому объекту и более высокой относительной интенсивностью высокочастотных компонент в рабочем диапазоне частот. Поэтому на объемных изображениях, полученных при площадном ВСП на отраженных волнах, геологические объекты со сложной конфигурацией границ отображаются более отчетливо, что позволяет расширить класс экономических рентабельных ловушек углеводородов сложного строения, в том числе малоамплитудных и малоразмерных, а также ловушек неструктурного типа.

Равномерно осветить изучаемый объект отраженными волнами позволяют лишь системы наблюдений, специально предназначенные для площадного ВСП. Эти системы вполне могут опираться на отмеченные выше закономерности, присущие профильным модификациям ВСП. Поэтому в качестве основного прототипа площадным системам наблюдений ВСП было взято уровневое ВСП [Shekhtman et al., 1993; Шехтман, 1996; Zhang et al., 1996; Gulati et al., 2004].

Система наблюдений может быть реализована в виде параллельных профилей, расстояние между которыми равно шагу между соседними ПВ, расположенными на каждом из профилей. Другой вариант – система концентрических кольцевых профилей вокруг исследуемой скважины; эту систему применяют на

труднодоступных залесенных участках. В результате кольцевых наблюдений в качестве трехмерных изображений получают не куб, а цилиндр информации, окружающий скважину.

Литература

- Бондарев В.И.** Основы сейсморазведки: Учеб. пособие для вузов. Екатеринбург, 2003.
- Гальперин Е.И.** Вертикальное сейсмическое профилирование: опыт и результаты. М., 1994. 320 с.
- Жуков А.П., Колесов С.В., Шехтман Г.А., Шнеерсон М.Б.** Сейсморазведка с вибрационными источниками. Тверь, 2011. 412 с.
- Кузнецов В.М.** Методика полевых работ способом многоволновой поляризационной сейсморазведки // Разведка и охрана недр. 2001. № 4. С. 12–16.
- Кузнецов В.М.** От геологической задачи к конструированию методики МВС // Приборы и системы разведочной геофизики. 2003. № 3. С. 31–35.
- Кузнецов В.М., Жуков А.П., Шнеерсон М.Б.** Введение в сейсмическую анизотропию: теория и практика // Библиотека журнала “Технологии сейсморазведки”. М., 2006а. 159 с.
- Кузнецов В.М., Шехтман Г.А., Коротков И.П. и др.** Пример изучения венд-рифейского комплекса русской платформы технологией 2D-9C (МВС) // Технологии сейсморазведки. 2006б. № 4. С. 17–23.
- Кузнецов В.М., Шехтман Г.А., Череповский А.В.** Технические средства в многоволновой сейсморазведке // Технологии сейсморазведки. 2013. № 1 (в печати).
- Мужно Д., Череповский А.В.** Цифровые акселерометры и их влияние на сейсморазведку // Приборы и системы разведочной геофизики. Саратов, 2009. № 4(30). С. 18–22.
- Череповский А.В., Шехтман Г.А., Лаптев А.П., Белозерова Н.С.** Сейсмическое моделирование: возможности и ограничения при обосновании типа съемки и геометрии наблюдений // Тез. докл. Междунар. конф. геофизиков и геологов (Тюмень, 4–7 дек. 2007 г.).
- Шехтман Г.А.** Методика ВСП, ее современное состояние и перспективы развития // Прикладная геофизика. 1994. № 131. С. 252–276.
- Шехтман Г.А.** Площадная модификация метода ВСП // Геофизика. 1996. № 1. С. 23–28.

- Шехтман Г.А., Кузнецов В.М., Попов В.В.** Модификации метода ВСП: какую предпочесть // Технологии сейсморазведки. 2004а. № 1. С. 75–79.
- Шехтман Г.А., Кузнецов В.М., Ефимов А.С. и др.** Прогноз микро- и макроструктуры околоскважинного пространства в условиях Юрубчено-Тохомской зоны на основе комплексирования ВСП и пластовой инклинометрии // Технологии сейсморазведки. 2004б. № 1. С. 14–18.
- Шехтман Г.А., Попов В.В.** Изучение структуры околоскважинного пространства по разностным и дифференциальным вертикальным годографам // Технологии сейсморазведки. 2007. № 3. С. 39–43.
- Шехтман Г.А., Череповский А.В.** Выделение погребенного рифа различными модификациями метода ВСП по данным моделирования // Технологии сейсморазведки. 2008. № 4. С. 65–71.
- Шехтман Г.А., Кузнецов В.М., Бодякин В.А., Дека А.А.** Изучение структуры околоскважинного пространства комплексом модификаций метода ВСП в условиях Восточной Сибири // Технологии сейсморазведки. 2009. № 4. С. 73–82.
- Шехтман Г.А., Кузнецов В.М., Громыко В.М.** Изучение структуры околоскважинного пространства в Припятской впадине комплексом модификаций метода ВСП // Приборы и системы разведочной геофизики. 2013. № 1. С. 83–86.
- Шнеерсон М.Б.** Методика и технология сейсморазведочных работ. М., 2009.
- Agudelo W., Pineda E., Gomez R. et al.** Using converted-wave seismic data for lithology discrimination in a complex fluvial setting: Tenerife oil field, Middle Magdalena Valley, Colombia // The Leading Edge. 2013, Jan. P. 72–78.
- Cherepovski A.V., Laptsev A.P., Belozerova N.S., Uzhakin B.A.** Analysis of the efficiency of multi-component seismic using 2D/2C wave-equation modeling // Extended Abstracts, 69th EAGE Conference & Exhibition (London, 11–14 June 2007).
- Criss J.** Converted Wave Acquisition Design // Multi-component symposium. Houston, 2003.
- Criss J., Musser J.** Ocean-bottom survey acquisition design for 3D converted waves. Offshore, August 2003.
- Ferguson R.J., Ebrom D.A., Kumar K.M.** Research Note: Overpressure prediction from C-wave seismic data // Geophys. Prosp. 2011. V. 59. P. 787–792.
- Grech M.G.K., Lawton D.C., Gray S.H.** A multi-offset vertical seismic profiling experiment for anisotropy analysis and depth imaging // Geophysics. 2002. V. 67, N 2. P. 348–354.
- Gulati J.S., Stewart R.R., Parkin J.M.** Analysing three-component 3D vertical seismic profiling data // Geophysics. 2004. V. 69. P. 386–392.
- Horne S.** Fracture characterization from walkaround VSPs // Geophys. Prosp. 2003. V. 51. P. 493–499.
- Ishiyama T., Mercado G., Belaid K.** 3D OBC seismic survey geometry optimization offshore Abu Dhabi // First Break. 2012. Jan. V. 30. P. 51–59.
- Levander A.R.** Fourth-order finite-difference *P-SV*-seismograms // Geophysics. 1988. V. 53, N 11. P. 1425–1436.
- Liu Q., Owusu J., Alnemer J.** Fracture detection by *P* and *C*-wave anisotropy from multi-azimuth VSP // SEG, New Orleans Ann. Mtg. 2006. P. 3422–3426.
- Maultzsch S., Nawab R., Yuh S. et al.** An integrated multi-azimuth VSP study for fracture characterization in the vicinity of a well // Geophys. Prosp. 2009. V. 57. P. 263–274.
- Shekhtman G.A., Zernov A.E., Potapov O.A. et al.** Areal modification of the VSP method // 55th Ann. Mtg. of EAGE. 1993. Stavanger.
- Stewart R.R., Huddleston P.D., Kan T.K.** Seismic versus sonic velocities: A vertical seismic profiling study // Geophysics. 1984. V. 49. P. 1153–1168.
- Vermeer Gijs J.O.** 3-D symmetric sampling in theory and practice // The Leading Edge. 1998. November. P. 1514–1519.
- Vermeer Gijs J.O.** Converted waves: properties and 3D survey design // SEG Expanded Abstracts. 1999.
- Vermeer Gijs J.O.** 3D Symmetric Sampling on Land of Sparse Acquisition Geometries // 73rd EAGE Conference & Exhibition, Vienna, Austria. Extended Abstracts. 23–26 May. 2011.
- Wild P.** Practical application of seismic anisotropy // First Break. 2011. May. V. 29. P. 117–124.
- Winterstein D.F., De G.S.** VSP documented // Geophysics. 2001. V. 66, N 1. P. 237–245.
- Zhang Q., Stewart R.R., Sun Z.** 3D-VSP survey design and data analysis // SEG's Ann. Mtg. Denver. 1996. Bg. 4.3. P. 190–193.
- Zuleta L.M., Lawton D.C.** *P-S* survey design // SEG 81st Ann. Mtg. San-Antonio (18–23 September 2011).

КОРОТКО ОБ АВТОРАХ

КУЗНЕЦОВ Василий Маркович – канд. техн. наук, заведующий лабораторией многоволновой сейсморазведки ГФУП “ВНИИ Геофизика” (Москва), зам. директора по науке ООО “Геофизические системы данных”. Тел. +7 916 839 77 47; e-mail: vaskuznt53@yandex.ru

ШЕХТМАН Григорий Аронович – д-р техн. наук, главный научный сотрудник лаборатории многоволновой сейсморазведки ГФУП “ВНИИ Геофизика” (Москва). Тел. +7 916 882 38 87; e-mail: gregs22@rambler.ru

ЧЕРЕПОВСКИЙ Анатолий Викторович – канд. техн. наук, региональный геофизик компании Sercel (Серсель; Москва). Тел. +7 985 766 82 89; e-mail: acherepovskij@yandex.ru