



## ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА В МНОГОВОЛНОВОЙ СЕЙСМОРАЗВЕДКЕ

**В.М. Кузнецов<sup>1</sup>, Г.А. Шехтман<sup>1</sup>, А.В. Череповский<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>ООО “Геофизические системы данных”,

117198, Москва, Е-313, Ленинский просп., 113/1, Россия, e-mail: vaskuznt53@yandex.ru, gregs22@rambler.ru

<sup>2</sup>Sercel, 109028, Москва, Тессинский пер., 4, стр. 1, Россия, e-mail: acherepovskij@yandex.ru

Дан обзор технических средств, применяющихся при скважинной, наземной и морской многоволновой сейсморазведке в России и за рубежом. Рассмотрены источники упругих колебаний, используемые на суше и на море, технические средства для регистрации в наземной многоволновой сейсморазведке, технические средства для работ на акваториях и в переходных зонах, а также аппаратура для скважинных сейсмических исследований.

*Технические средства, наземная сейсморазведка, морская сейсморазведка, вертикальное сейсмическое профилирование, источники колебаний, регистрация колебаний*

### TECHNICAL MEANS IN MULTICOMPONENT SEISMIC

**V.M. Kuznetsov<sup>1</sup>, G.A. Shekhtman<sup>1</sup>, A.V. Cherepovskij<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>“Geophysical data systems” Ltd,

117198, Moscow, E-313, Leninsky prosp., 113/1, Russia, e-mail: vaskuznt53@yandex.ru, gregs22@rambler.ru

<sup>2</sup>Sercel, 109028, Moscow, Tessinsky lane, 4, building 1, Russia, e-mail: acherepovskij@yandex.ru

A review article describes the technical means used for multicomponent seismic exploration in boreholes, on land, and at sea in Russia and overseas. The authors point out the types of elastic wave sources used on land and at sea, equipment for data acquisition in land, marine, and transition-zone multicomponent seismic, as well as equipment for borehole seismic investigations.

*Technical means, land seismic exploration, marine seismic exploration, vertical seismic profiling, elastic wave sources, data acquisition*

Все преимущества *многоволновой сейсморазведки* (МВС) достигаются при использовании направленных источников и трехкомпонентных датчиков сейсмических колебаний. Направленность источника существенно упрощает выделение волн соответствующего (целенаправленно возбуждаемого) типа на этапе обработки данных. Однако конструктивно направленные источники, и в частности источники поперечных волн, очень сложны, и разработка производительных и технологичных источников для МВС все еще продолжается.

### 1. ИСТОЧНИКИ УПРУГИХ КОЛЕБАНИЙ НА СУШЕ И НА МОРЕ

Перспективы дальнейшего развития технологий МВС часто связывают с источниками возбуждения поперечных волн. В то же время считается установленным фактом, что ни один из известных способов возбуждения поперечных волн и ни один источник, реализующий эти способы на практике, не может воспроизвести чистое воздействие типа горизонтальной направленной силы.

При воздействии направленного источника на среду формируются управляемая (асимметричная) и паразитная (симметричная) части одного и того же воздействия. В результате этого наряду с целевыми волнами заданной направленности излучаются интенсивные волны-помехи, имеющие иную поляризацию.

При работах МВС с комплексированием моно-типных продольных (*P*) и поперечных (*S*) волн предполагается оптимальное для каждого типа волн возбуждение колебаний. Для возбуждения продольных волн используют стандартные источники с преимущественно вертикальной направленностью. Для оптимизированного возбуждения сдвиговых колебаний необходимы источники с искусственно управляемой горизонтальной направленностью. При использовании ненаправленных источников упругих колебаний в волновом поле обменных волн, регистрируемых на горизонтальных компонентах, присутствуют преимущественно волны типа *PSv* (с поляризацией в вертикальной плоскости). Ввиду того, что ненаправленные источники являются стандартным техническим средством, широко используемым в сейсморазведке, в данной статье они детально не рассматриваются.

Среди направленных источников для возбуждения сдвиговых колебаний различают поверхностные и заглубленные. Поверхностные источники характеризуются хорошей стабильностью и контролем направленности возбуждения. Они более технологичны при проведении производственных работ и наносят меньший вред экологии среды. С другой стороны, они обладают меньшей помехоустойчивостью, возбуждают поверхностные волны значительной интенсивности. Взрывные направленные источники (взрывы с предварительно созданными камуфлетами) характеризуются большей интенсивностью и шириной спектра

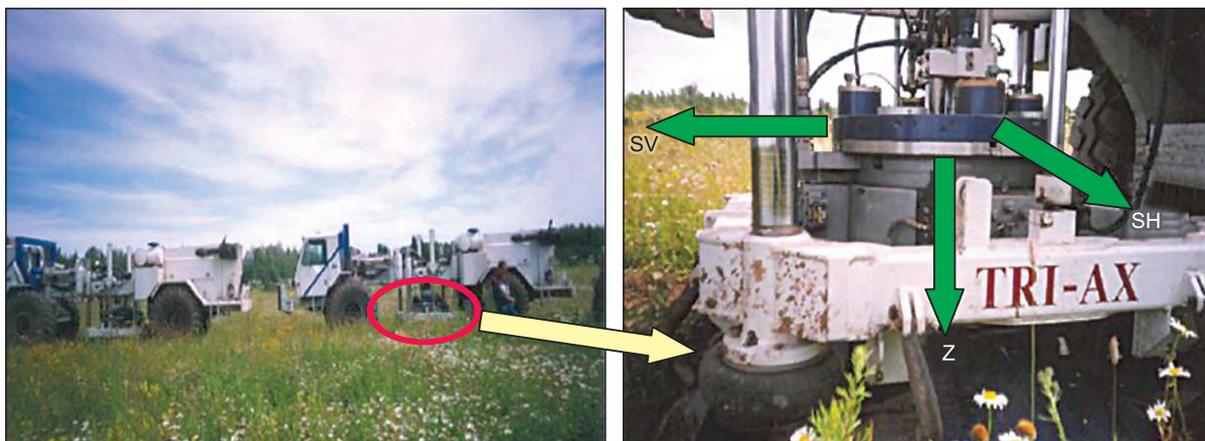


Рис. 1. Трехкомпонентный вибратор TRI-AX™ фирмы IVI.

возбуждаемых сдвиговых волн. Но для них характерны также сильное влияние изменений условий возбуждения и проблемы, возникающие при многократном использовании одной группы скважин (накоплении). Ввиду значительного воздействия на окружающую среду этот вид возбуждения в последнее время не используется.

Максимум интенсивности в разработке и исследовании характеристик направленных источников отмечался в 1970–1980-х годах прошлого столетия. В это время были созданы основные серии ударных, импульсных, вибрационных источников поперечных волн как в России [Пузырев и др., 1985] (МУЛЗ, ВЭИП и т. д.), так и за рубежом [Tatham, McCormack, 1998; Hardage et al., 2011] (VSX™, MARTHOR M3, MERTZ M13, VibroPile™, OMNIPULSE).

В России в недавнем прошлом тестировались такие отечественные импульсные электродинамические источники горизонтальной направленности, как ВЭИП. Но, к сожалению, ни один из этих источников не был доведен до промышленного производства. Прежде всего, это объясняется малой востребованностью подобного типа источников отечественными геофизическими предприятиями, ведущими геолого-разведочные работы в промышленных масштабах.

Использование направленности источников различных типов могло бы найти применение для решения различных методических и геологических задач. Многочисленные исследования, посвященные этой проблеме, подтвердили возможность эффективного возбуждения поперечных волн заданной поляризации при достаточно высоком отношении сигнал/помеха. Чаще всего имеется в виду возбуждение поперечных волн с поляризацией, лежащей в лучевой плоскости ( $X$ -, или  $SV$ -возбуждение) и ортогонально лучевой плоскости ( $Y$ -, или  $SH$ -возбуждение). При этом положительное “+” воздействие  $X$  ориентируют в направлении профиля “+” (в сторону больших пикетов). Для  $Y$ -возбуждения положительным считается направление профиля +90° по часовой стрелке. В случае значительных отклонений от прямолинейных профилей используют ориентацию по магнитному компасу. При изучении анизотропных свойств разреза, обусловленных субвертикальной трещиноватостью, предлагается использовать также комбинацию  $X$ - и  $Y$ -источников.

Изменение направления действия силы приводит к соответствующему повороту характеристики направленности. В случае действия в точке ряда сил характеристика направленности согласуется с равнодействующей этой системы сил. Это позволяет сделать вывод, что, изменяя направление равнодействующей силы, можно получать требуемые характеристики направленности, управляя тем самым поляризацией излучаемых колебаний. Комбинация волновых полей, полученных при ортогонально направленных источниках, позволяет реализовать источник с любой заданной направленностью.

Дальнейшая интеграция систем наблюдений для волн разных типов делает желательной и интеграцию систем возбуждения. Другими словами, по аналогии с трехкомпонентной регистрацией, весьма желательно было бы использовать трехкомпонентное возбуждение упругих колебаний с возможностью при обработке искусственно управлять направленностью возбуждения волн. Работы в этом направлении ведутся уже давно, и первые реализации таких вибросейсмических источников появились более 20 лет назад. Например, трехкомпонентный вибратор TRI-AX (производитель IVI, США), успешные работы с которым были выполнены и в России. Для данного источника реализовано возбуждение  $P$ -,  $SV$ - и  $SH$ -волн с помощью единого излучателя (рис. 1). Время переключения с одного режима на другой составляет порядка 30 с. Эти источники технически довольно сложны, дороги и еще нуждаются в усовершенствовании.

Рассмотрим более детально особенности возбуждения поперечных волн таким виброисточником [Юшин, 2007; Куликов, 2008].

Для устранения проскальзывания опорной плиты при возбуждении горизонтальных колебаний ее нижняя часть снабжается грунтозацепами, и к ней прикладывается вертикальная статическая нагрузка, равная весу транспортного средства. Под действием статической нагрузки и вибраций зубья грунтозацепов погружаются в грунт на определенную глубину. Глубина погружения зубьев в конце сеанса вибрации должна быть меньше высоты зубьев, так как в противном случае передача энергии от излучателя в среду прекратится. Обычно значительного заглубления грунтозацепов не требуется – во многих случаях достаточно на глубину всего в 4–5 см.

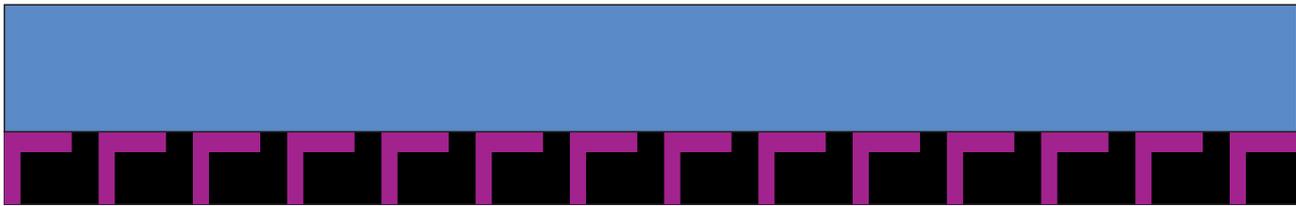


Рис. 2. L-образные стальные балки на нижней поверхности опорной плиты вибратора в качестве грунтозацепов.

Тестировались различные конфигурации грунтозацепов, такие как обращенные вниз конусы, но было установлено, что более эффективны L-образные металлические балки, как показано на рис. 2.

Между зубьями платформы и грунтом в процессе возбуждения колебаний возникает люфт. Люфт опасен в том случае, когда его величина больше, чем амплитуда свободного перемещения опорной плиты вибратора, в результате чего плита начинает касаться грунта. Поскольку при заданной силе перемещение опорной плиты зависит от частоты, то влияние люфтов по-разному сказывается в начале и в конце сеанса вибрации источника. Проскальзывание опорной плиты смещает частотный спектр поперечных волн в сторону понижения. По этой причине существующие виброисточники с горизонтальной направленностью эффективно излучают поперечные волны лишь для частот в диапазоне от 10 до 30 Гц, а в наиболее благоприятных условиях – до 50 Гц. Излучение высоких частот можно улучшить путем применения свип-сигнала с разверткой вниз (*downsweep*), т. е. снижать частоту колебаний со временем. Тем не менее накопление вибровоздействий на одной точке зачастую невозможно из-за уплотнения и деформации грунта.

Опыт работ с горизонтальными виброисточниками показал, что при возбуждении колебаний в направлении  $Y$  (ортогонально линии профиля) относительная интенсивность коррелограммы на  $Z$ -компоненте существенно ниже, чем на записях от взрывного источника. На коррелограммах, полученных на  $Y$ -компоненте при  $Y$ -воздействии, обычно отсутствует фон продольных и обменных волн даже при отсутствии вычитания разнонаправленных воздействий. Причина столь высокой “чистоты” поперечных волн, достигаемой на этапе формирования коррелограмм, состоит в том, что за один период вибрации на заданной частоте необрабатываемая продольная волна в случае конической формы зубьев плиты виброисточника, по существу, возбуждается дважды за период при воздействии на среднюю часть каждой из рабочих поверхностей зубьев. Таким образом, необрабатываемые продольные и обменные волны будут при этом иметь удвоенную частоту, которая и отфильтровывается в процессе формирования коррелограммы из виброграммы [Уотерс, 1981]. Иными словами, можно утверждать, что один период колебаний виброисточника эквивалентен двум противоположно направленным ударам импульсного источника, каждый из которых генерирует продольную волну той же фазы сжатия. Именно эта компонента с удвоенной частотой полностью подавляется в процессе корреляции, выполняющей роль процедуры вычитания при импульсных воздействиях.

Существенно, что аппаратная инверсия поперечных волн при возбуждении колебаний горизон-

тально направленным виброисточником не приводит к результату, равноценному боковым ударам при работе импульсного источника. При смене знака вибрационного воздействия вся виброграмма просто инвертируется. Такого же эффекта, по мнению В.И. Юшина [2007], можно было бы достичь простым инвертированием опорного сигнала при корреляции без изменения управляющего сигнала вибратора. Оба этих способа просто инвертируют уже имеющуюся коррелограмму первого воздействия, не давая при этом никакой новой полезной информации при повторном воздействии. На полезный эффект в случае “грязных” вибраторов можно рассчитывать лишь при инверсии физической, при которой виброплатформа переустанавливается на то же место с разворотом на  $180^\circ$ .

При работах на акваториях естественно применение ненаправленных воздействий. В качестве источников в этом случае используют, как правило, пневматические пушки или (при небольшой глубине исследования) электроискровые источники. Пневматические источники, а также различные виды пневмогидравлических источников используют сжатый воздух в качестве рабочего тела. Пневматические источники отличаются высокими энергетическими характеристиками, надежны и технологичны в работе. Компрессорное оборудование, обеспечивающее пневмоисточники сжатым воздухом высокого давления, довольно легко вписывается в энергосистему судна. Это обусловило широкое распространение пневмоисточников при морской сейсморазведке в странах СНГ и за рубежом [Гуленко, 2003].

Для переходных зон (небольшие глубины) используют специальные погружные пневматические источники небольшого объема (до 2–3 л), способные возбуждать колебания в обводненных приповерхностных отложениях, илах и других сходных по строению осадках. Для более эффективного использования поперечных волн, формирующихся в придонных слоях, применяют регулировку частотного спектра возбуждаемых колебаний таким образом, чтобы в нем заведомо присутствовали относительно низкие частоты, соответствующие спектру поперечных волн. Для этого, в частности, возможно группирование источников с временными задержками, а также группирование источников на базах, соответствующих параметрам поперечных волн.

В России в настоящее время ведется разработка импульсного источника поперечных волн на базе электромагнитного источника типа “Енисей” [Зарипов и др., 2012]. Конструкция источника выполнена в виде двухполосных саней. Полосы соединяются в одну конструкцию рамой, на которой установлено помещение с электрооборудованием. Источник предполагается применять в сцепке с трактором. Полос с

размещенными в его полости силовыми электромагнитами представляет собой ударный модуль. В этой полости установлены два силовых 25-тонных электромагнита.

Импульсные электромагнитные источники типа “Енисей-ВЭМ”, ранее разработанные для суши, усовершенствованы для работ в транзитных зонах. Полученные с таким источником результаты не только не уступают по качеству результатам, полученным от пневматических излучателей типа “Пульс-6”, но и обеспечивают более высокую разрешенность записей из-за более интенсивной верхнечастотной части спектра возбуждаемых колебаний [Детков, Щадин, 2005; Щадин, Богдан, 2010].

## 2. ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ДЛЯ РЕГИСТРАЦИИ В НАЗЕМНОЙ МВС

Для оптимальной регистрации полного волнового поля требуется трехкомпонентная регистрация колебаний с максимально возможной идентичностью ортогональных регистрирующих датчиков. Датчики должны иметь плоскую амплитудно-частотную характеристику в широком диапазоне частот, поскольку волны разных типов имеют разный спектральный состав.

Основными требованиями к регистрирующей аппаратуре, применяемой при наземных работах МВС, являются:

- 1) трехкомпонентная регистрация, обеспечивающая точность восстановления полного вектора смещения в широком диапазоне частот (5–150 Гц);
- 2) возможность ориентации трехкомпонентных датчиков по азимуту с точностью не менее  $\pm 5^\circ$  и отклонения по вертикали не более  $5\text{--}10^\circ$  или фиксации этого отклонения в этикетках трасс (в случае использования цифровых датчиков).

При работах с регистрацией полного вектора смещений используют трехкомпонентные датчики скорости горизонтальной и вертикальной направленности, соединенные в едином корпусе с ориентацией X, Y, Z. В качестве примера можно привести трехкомпонентные приборы фирмы GeoSpace Technology типа GS-3C (рис. 3). В них используются сейсмоприемники GS-30CT, GS-32CT или GS-20DX в вертикальном и горизонтальном вариантах. Ориентация их осуществляется:

– по вертикали – выставлением пузырькового уровня, вмонтированного в корпус;

– по горизонтали – ориентацией стрелки X-прибора в направлении больших пикетов или по магнитному компасу.

К достоинствам такого рода трехкомпонентных приемников можно отнести невысокую стоимость, возможность группирования (пусть даже точечного в пределах небольшой площадки – это статистически снижает уровень помех) и универсальность в использовании различными сейсмостанциями. К недостаткам относятся относительно жесткие требования к углу наклона (не более  $10^\circ$  от вертикали) и времяемкость установки по пузырьковому уровню.

В настоящее время относительно широко используют цифровые трехкомпонентные датчики ускорения, изготовленные по технологии MEMS (микроэлектронно-механические системы), – разработки компаний Input/Output (VectorSeis) (рис. 4) и Sercel

(DSU3). Главное преимущество этих акселерометров – абсолютная идентичность ортогональных компонент регистрации, линейность фазовых и амплитудных характеристик в широком диапазоне частот, температурная стабильность, очень низкий уровень искажений и отсутствие жестких требований к углу установки прибора относительно вертикали. Эти датчики работают при любом наклоне, а само отклонение от вертикали компенсируется и записывается в этикетку трассы. При последующей обработке возможно программно оценить качество компенсации. Это позволяет с достаточной степенью точности восстановить направления поляризации упругих колебаний. Однако такие акселерометры имеют не только преимущества, но и недостатки:

– ограниченный динамический диапазон регистрации;

– повышенный уровень регистрации высокочастотных колебаний;

– высокая стоимость;

– жесткая привязка к определенному типу регистрирующей системы (VectorSeis – к линейке сейсмостанций I/O, DSU3 – к Sercel).

Трехкомпонентные цифровые акселерометры используются только как одиночные приемники, и шаг наблюдения при полевых работах с такими приборами, особенно на открытой местности, должен быть в 2–3 раза меньше, чем с группами геофонов [Череповский, 2010]. Сокращенный шаг между одиночными приборами позволяет применить лабораторное группирование (на этапе обработки данных) для подавления микросейсм. При полевых работах с одиночными датчиками также рекомендуется прикапывать их для ослабления ветровой помехи. При необходимости регистрировать слабые полезные сигналы (при глубоко залегающих целевых объектах и больших расстояниях источник–приемник или при сейсмомониторинге гидроразрыва пласта) целесообразно применять заглубляемые приемники, такие как DSU-BV (компания Sercel). Они выпускаются в прочном алюминиевом корпусе и снабжены тросом, выдерживающим нагрузку в 500 кг, что позволяет выдергивать датчики из глубоких скважин или из промерзшего грунта.



Рис. 3. Трехкомпонентные приборы фирмы GeoSpace типа GS-3C.

Нельзя забывать, что геофоны являются измерителями скорости колебаний частиц грунта, а MEMS-акселерометры являются измерителями ускорений. Амплитуды колебаний, регистрируемых двумя типами датчиков, напрямую сравнивать бессмысленно. Однако лабораторные исследования и полевые тесты показали, что после пересчета в одну и ту же область (скорости или ускорения) данные, зарегистрированные геофонами и акселерометрами, становятся очень похожими по динамическим характеристикам в диапазоне частот от 5 до 200 Гц, что доказывает их геофизическую эквивалентность [Hons et al., 2008].

### 3. ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ДЛЯ РАБОТ НА АКВАТОРИИ И В ПЕРЕХОДНЫХ ЗОНАХ

Морская МВС в России впервые была проведена в начале 1988 г. на шельфе Черного моря [Архипов, 2002]. Для регистрации колебаний использовали донную трехкомпонентную симметричную установку, контакт которой с дном осуществлялся посредством веса приборного модуля (в последующих работах более надежный контакт “геофон–грунт” стали обеспечивать посредством штырей). Основной вывод, который был тогда сделан, состоял в том, что регистрация обменных волн в морских условиях при помощи донных систем вполне возможна. После этого было разработано и изготовлено несколько типов многокомпонентных донных приемных систем – кабельно-модульные косы, включающие симметричные и азимутальные установки геофонов. Работы с этими установками проводились на акваториях Черного, Каспийского, Азовского и Северного морей.

Для работ в глубоких (более 50 м) частях акваторий для регистрации волн разных типов используется технология ОВС (Ocean Bottom Cable) [Zachariadis et al., 1983] в различных модификациях – VSO (компа-

ния ION), SeaRay® 428 (компания Sercel) и т. д. Различают два типа приемных установок при работах ОВС – когда датчики вмонтированы непосредственно в сейсмическую косу и в виде отдельных модулей, соединенных кабелем. Установка и ориентация отдельных модулей осуществляется специальными управляемыми глубоководными манипуляторами. В противном случае глубоководный кабель с встроенными датчиками под собственным весом укладывается на морское дно. В этом случае ориентация компонент установки по вертикали осуществляется либо по вектору силы тяжести (как в цифровых датчиках VectorSeis или DSU3), либо по встроенному гироскопу. По азимуту такая система ориентируется путем расположения геофона  $X$  в направлении укладываемой косы. Путем распределения веса в установке достигается лучшее сцепление с грунтом и улучшается ориентация по вертикали. Кроме того, для данной конфигурации возможно группирование нескольких установок на базе в отличие от отдельных модулей. Сама установка является четырехкомпонентной (4С) и включает три геофона ( $X$ ,  $Y$ ,  $Z$ ) и гидрофон (рис. 4).

Между техническими средствами для регистрации колебаний в “переходных зонах” на глубине менее 100 м и средствами для донных наблюдений (ОВС) на глубинах 50–500 м имеются существенные различия [Хауэр, Джеймс, 2009]. Сейсморазведочные системы для переходных зон отличаются гибкостью и “быстроразъемными” прочными соединителями, кабелями с высокой прочностью на растяжение и надежными корпусами, защищающими электронику и аккумуляторные батареи под водой. Наземное оборудование должно быстро соединяться с оборудованием для мелководья, поскольку работы часто проводятся в волноприбойной и приливно-отливной зонах. Системы же с тяжелыми донными кабелями (ОВС) развертывают с судов с большой осадкой, предназначенных

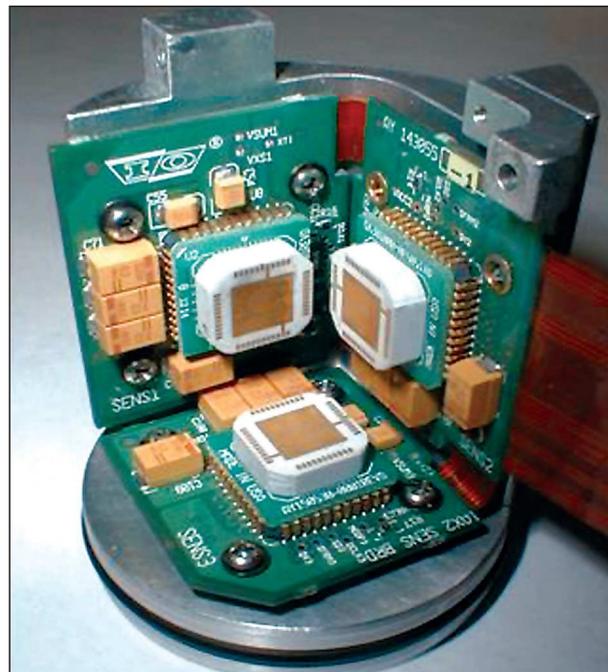


Рис. 4. Трехкомпонентные датчики ускорения VectorSeis.

для работы с кабелями большой длины. Наземные регистрирующие системы, кабели и наземную электронику нередко используют на мелководье на глубине до 15 м.

При проведении ЗС (4С) работ в переходных (транзитных) зонах используют облегченный вариант кабельных установок ОВС либо (до глубины 10 м) специально загерметизированные трехкомпонентные установки. В последнем случае ориентацию осуществляют вдавливанием в грунт установки, развернутой по заданному азимуту.

Регистрацию колебаний в переходных зонах суша–море в России проводят отечественными и зарубежными сейсмостанциями. Сопоставление тех и других показало, к примеру, что преимущество зарубежной сейсмостанции типа Sercel-428XL над отечественной сейсмостанцией типа Прогресс-T155 проявляется лишь при выполнении работ с каналностью свыше 1000 активных каналов в связи с более высокой скоростью передачи телеметрических данных [Мосякин и др., 2009].

К техническим средствам нового поколения следует, бесспорно, отнести оптоволоконные сейсморегирующие системы, предназначенные для постоянной установки на дне моря (пока они используются лишь для мониторинга вследствие их “неизвлекаемости”). Спрос на них возник со стороны нефтегазовых компаний, проводящих активный мониторинг процессов разработки пластов или процессов закачки с целью оптимизации добычи углеводородов [Лангхаммер и др., 2009]. Оптоволоконные датчики характеризуются длительным сроком эксплуатации (более 25 лет), высокой чувствительностью, большим динамическим диапазоном при низком уровне шумов. Существенно, что их использование сулит более низкую общую цену сейсморазведочной аппаратуры. Сейсморегирующая система, разработанная одним из подразделений компании Серсель и используемая в настоящее время в Северном море на месторождении Экофиск, включает в себя следующие составляющие: 1) наборную систему декодирования лазерного света и регистрирующую систему; 2) подводное оборудование, состоящее из 200 км сейсмического кабеля с приемными модулями (всего 4000), каждый из которых содержит 4 интерферометрических датчика (оптический трехкомпонентный акселерометр и один волоконно-оптический гидрофон). Постоянно установленные многокомпонентные оптоволоконные донные косы для сейсмомониторинга рассматривают как инструмент, позволяющий обнаружить самые незначительные изменения в исследуемой геологической среде благодаря высокой повторяемости – в отличие от работ с буксируемым косами и перекладываемыми донными косами. Акселерометры в донных оптоволоконных системах установлены ортогонально друг к другу и состоят из волокон, намотанных на катушки; гидрофон состоит из волокна, намотанного на сердечник. Изменение длины волокна под влиянием внешних воздействий на чувствительные элементы датчиков приводит к изменениям фазовых характеристик света лазера, проходящего через оптическое волокно. Используя затем в наборном оборудовании методы оптической интерферометрии, определяют с высокой точностью изменения длины волокна и преобразовывают соответствующие изменения фазовых характеристик света в сейсмические импульсы.

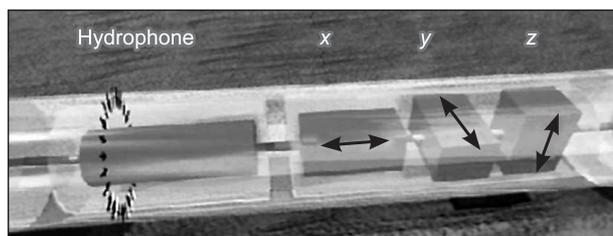


Рис. 5. Пример 4С-приемной установки, встроенной в донный кабель [Caldwell, 1999]. Слева направо: гидрофон (датчик давления), радиальная (X), трансверсальная (Y) и вертикальная (Z) компоненты.

#### 4. АППАРАТУРА ДЛЯ СКВАЖИННЫХ СЕЙСМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Обязательным условием получения качественных записей внутри среды является надежный контакт скважинных приборов со стенкой скважины. Именно с обеспечения такого контакта начался переход от сейсмокаротажа на продольных волнах, при котором определяли лишь время прихода прямой продольной волны, к вертикальному сейсмическому профилированию (ВСП), при котором объектом изучения является все волновое поле, формирующееся внутри среды.

Аббревиатура ВСП появилась в начале 60-х годов прошлого столетия, но скважинные сейсмические приборы, снабженные различными прижимными устройствами, начали конструировать гораздо раньше. И как только их стали применять, появилась возможность регистрировать внутри среды неискаженные импульсы прямой волны и отраженных волн [Jolly, 1953; Levin, Linn, 1958]. Разработка трехкомпонентных скважинных приборов с прижимными устройствами позволила регистрировать в скважине поперечные волны [Жадин, 1960].

##### Условия неискаженной регистрации сейсмических колебаний в скважине

Наилучшие условия для приема упругих колебаний обеспечиваются при жестком контакте сейсмоприемника со стенкой скважины, так как при этом частота собственных колебаний на контакте находится далеко за пределами регистрируемого диапазона, в области высоких частот [Шехтман, Каплунов, 1974; Hardage, 2000].

Обеспечение силы прижима, на порядок превышающей вес снаряда, достигаемое путем использования достаточно жестких управляемых прижимных устройств, позволяет в современной скважинной аппаратуре добиться практически неискаженного приема упругих колебаний, направление смещения которых близко к направлению оси скважинного снаряда. Однако в случае значительных углов подхода волн к скважинному прибору, а также при регистрации обменных и поперечных волн условия их неискаженного приема существенно ужесточаются. Даже когда прижимное усилие на контакте прибора со стенкой скважины достаточно велико для предотвращения паразитных продольных колебаний снаряда, а также для ослабления натяжения кабеля, на котором висит зонд, остается опасность возникновения вращательных колебаний снаряда, обусловленных наличием у него кроме продольных его перемещений еще одной степени свободы.

Искажения сигналов, регистрируемых горизонтальными сейсмоприемниками зонда, происходят из-за возникновения вращательных колебаний относительно линии касания корпуса прибора со стенкой скважины. Вращательные колебания прибора на контакте со стенкой скважины удавалось устранить посредством жесткого крепления к прибору двух вертикальных опор, позволяющих достичь контакта со стенкой скважины как минимум в трех рассредоточенных по окружности точках (конец прижимного рычага и еще две точки на ребрах опор) [Воронин, Жадин, 1964]. Качественно близкие результаты, касающиеся природы паразитных вращательных колебаний скважинного прибора и способов их подавления, были получены позже за рубежом [Gaiser et al., 1988]. Эффективным оказалось также введение в скважинный прибор дополнительного прижимного рычага, развернутого под углом [Шехтман и др., 1984].

Работы в направлении усовершенствования конструкции скважинных приборов в части улучшения контакта со стенками скважины продолжают. Одним из направлений таких исследований является устранение противоречий между миниатюризацией скважинных приборов и ухудшающимися при этом условиями их контакта со средой. Дело в том, что качество этого контакта зависит непосредственно от площади контакта: при малом диаметре скважинного прибора площадь его контакта со стенкой скважины невелика. Это приводит к тому, что резонансная частота паразитных колебаний на контакте прибор–стенка скважины, величина которой пропорциональна квадратному корню площади этого контакта, может попасть в рабочий диапазон сейсмических частот [Yeudou, 1984]. Ситуация при этом является противоречивой, т.к. диаметр прибора и его массу стремятся сделать минимальными именно для того, чтобы собственная частота колебаний прибора находилась вне рабочей полосы частот. В одном из недавно предложенных технических решений это противоречие устраняется путем жесткого крепления к скважинным приборам башмаков, наружный диаметр которых близок к внутреннему диаметру скважины [Шехтман и др., 2010]. Дополнительное крепление к таким башмакам ребер жесткости, предотвращающих паразитные вращательные колебания скважинного прибора, оказывается более эффективным, чем их крепление непосредственно к корпусу прибора.

Таблица 1

Параметры геофонов и акселерометров

Тип датчика	Обозначение	Напряжение шума в полосе 10–250 Гц, нВ	Коэффициент преобразования (В/(м·с <sup>-1</sup> ) или В/(м·с <sup>-2</sup> ))	Пороговая чувствительность на частоте 31.5 Гц, 10 <sup>-12</sup> м
Геофон	GS-20DX (200 °C)	32.5	25	6.5
	GMT-12.5	50.1	22	11.4
	OMNI-2400	90	43.3	10.4
	SMC-1850	86.6	40	10.8
	GS-20DM	33.6	19.7	8.5
Акселерометр	DSU-3 (MEMS)	–	–	230
	M86	540	1	13.7

## Выбор датчиков

### и типы трехкомпонентных установок

Важным параметром аппаратуры ВСП является *порог чувствительности*, характеризующийся минимальным воздействием, для регистрации которого пригодна аппаратура. Данный параметр часто не вполне точно обозначают привычным понятием *чувствительность*, которая на самом деле характеризует коэффициент преобразования датчика [Виноградов, Чигрин, 2006]. Эти параметры, особенно первый из них, используют при обосновании выбора датчиков для зондов ВСП.

При выборе датчиков для аппаратуры ВСП первостепенное значение имеет их пороговая чувствительность, которая определяется совокупностью помех, существующих в данных конкретных условиях. Помехи эти могут зависеть от совокупных шумов аппаратуры (нижний предел), а также от качества прижимов приборов зонда к стенке скважины, конструкции скважины и ее технического состояния.

В качестве датчиков в аппаратуре ВСП используют электродинамические сейсмоприемники (геофоны, или велосометры) и акселерометры. Использование микроэлектромеханических систем (МЭМС), позволяющих осуществлять автоматический пересчет регистрируемых компонент к вертикали, весьма перспективно в методе ВСП в связи с тем, что во всем мире в нем полностью перешли на трехкомпонентную регистрацию.

Сведения о параметрах некоторых геофонов и акселерометров, широко применяемых в аппаратуре ВСП, приведены выше в таблице [Виноградов, Чигрин, 2006]. Видно, что чувствительность геофонов выше, чем акселерометров. Наибольшая чувствительность отмечена у геофонов GS-20DX и GS-20DM. Пороговая чувствительность акселерометра M86 гораздо выше, чем DSU-3, но из-за больших габаритов (диаметр 65 мм, длина 73 мм) его нельзя использовать в скважинных приборах малого диаметра.

Датчики, обладающие минимальной пороговой чувствительностью, в наибольшей степени подходят для аппаратуры ВСП, поскольку они позволяют обрабатывать скважину при меньшей мощности источника колебаний. При работе малоканальными зондами, когда число воздействий с фиксированного ПВ велико, это дает возможность обеспечить более высокую стабильность возбуждаемого сигнала, а также сохранность окружающей среды. Существенно, что, по расчетам авторов приведенной выше таблицы, электронная схема скважинного прибора и механическая часть его конструкции вносят примерно одинаковый вклад в формирование итоговой пороговой чувствительности.

В скважинных приборах применяют два типа установок: XYZ и симметричную (она, так же как и установка XYZ, содержит тройку взаимно перпендикулярных датчиков, но расположены они симметрично относительно оси скважинного прибора под углом 54.74° к ней). Симметричные установки позволяют в скважинах контролировать идентичность каналов по записи прямой продольной волны, возбуждаемой у устья скважины. Кроме того, возможен непрерывный сейсмический контроль путем регистрации дополнительной четвертой Z-компоненты колебаний (идентичность этой реальной компоненты, полученной в результате суммирования сигналов трехкомпонентной установки, свидетельствует об идентичности каналов).

На начальных этапах развития метода ВСП для симметричных установок (за рубежом они получили название “установки Гальперина”) перед работами в скважине подбирали датчики, способные устойчиво работать в наклонном положении. Однако это не гарантировало их работоспособности при проведении ВСП в наклонных скважинах. Низкочастотные датчики, отличающиеся большей чувствительностью, в наклонном положении могли залипать, так как их рабочее положение допускало наклоны не более 10°. В настоящее время выпускаемые промышленностью “всенаправленные” датчики допускают их использование практически в любой трехкомпонентной установке. Еще одно достоинство симметричных установок состоит в том, что расположение датчиков в наклонном положении позволяет уменьшить диаметр скважинного прибора. В наземной сейсморазведке “установки Гальперина” высоко оценивают за то, что каждая из трех наклонных компонент имеет одинаковую характеристику [Heath, 2007].

Преобразование трехкомпонентной записи, полученной симметричной установкой, в более привычную локальную систему координат  $xuz$  сводится к использованию при расчетах матрицы вращения, элементы которой являются направляющими косинусами соответствующих осей координат установки  $xuz$  в системе координат симметричной установки. В матричной форме такое преобразование имеет следующий вид:

$$\begin{pmatrix} x(t) \\ y(t) \\ z(t) \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} & -\frac{1}{\sqrt{6}} & -\frac{1}{\sqrt{6}} \\ 0 & \frac{1}{\sqrt{2}} & -\frac{1}{\sqrt{2}} \\ \frac{1}{\sqrt{3}} & \frac{1}{\sqrt{3}} & \frac{1}{\sqrt{3}} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} A(t) \\ B(t) \\ C(t) \end{pmatrix},$$

где  $A(t)$ ,  $B(t)$  и  $C(t)$  – компоненты исходной записи, полученной симметричной установкой. В новой системе координат ось  $z$  расположена вдоль оси прибора (нижняя строка матрицы составлена из направляющих косинусов этой оси в симметричной системе координат); ось  $y$  выбрана ортогонально оси  $A$  симметричной системы координат (поэтому проекция вектора  $A$  на ось  $y$  равна нулю, а направляющие косинусы оси  $y$  с осями  $B$  и  $C$  равны по величине и противоположны по знаку); ось  $x$  расположена в плоскости, проходящей через ось скважинного прибора (ось  $z$ ) и ось  $A$  симметричной установки.

В том случае, когда скважинный прибор находится в наклонном положении (если, к примеру, скважина искривлена) и азимут  $x$ -компоненты известен по данным гироскопических или инклинометрических наблюдений, то знание углов наклона  $\alpha$ ,  $\beta$  и  $\gamma$  осей  $x$ ,  $y$  и  $z$  соответственно к вертикали позволяет учесть эти углы и пересчитать записи компонент  $x(t)$ ,  $y(t)$  и  $z(t)$  в компоненты  $X(t)$ ,  $Y(t)$  и  $Z(t)$  системы координат  $XYZ$  с вертикальной осью  $Z$ . Тем самым удается сразу же более уверенно разделить волны по соответствующим компонентам. К примеру, поперечные волны типа  $SH$  после учета наклона скважинного прибора уже не будут регистрироваться на вертикальной компоненте системы  $XYZ$ . Углы наклона  $\alpha$ ,  $\beta$  и  $\gamma$  с вертикалью могут быть измерены МЭМС-акселерометрами, чувствительными в области нулевой частоты к

земной гравитации. В матричной форме преобразование записей из системы координат  $xuz$  в систему координат  $XYZ$  имеет следующий вид [Li, Ronen, 2005]:

$$\begin{pmatrix} X(t) \\ Y(t) \\ Z(t) \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \sin \alpha & -\frac{\cos \alpha \cos \beta}{\sin \alpha} & -\frac{\cos \alpha \cos \gamma}{\sin \alpha} \\ 0 & \frac{\cos \gamma}{\sin \alpha} & -\frac{\cos \beta}{\sin \alpha} \\ \cos \alpha & \cos \beta & \cos \gamma \end{pmatrix} \begin{pmatrix} x(t) \\ y(t) \\ z(t) \end{pmatrix}.$$

### Ориентирующие устройства

Работы по созданию трехкомпонентной скважинной аппаратуры с ориентированными по азимуту сейсмоприемниками ведутся давно.

Первый в мире скважинный прибор с принудительной гироскопической ориентацией, сыгравший большую роль в становлении многоволнового ВСП, был разработан во ВНИИГеофизике [Виноградов, 1967]. Регистрацию колебаний в этом приборе осуществляют трехкомпонентной установкой типа  $XYZ$ , которая имеет возможность поворачиваться внутри герметичного корпуса относительно его оси, что позволяет ориентировать установку в любом требуемом азимуте. Тогда же на макетном уровне разрабатывали устройства, использующие магнитное поле Земли для работы в необсаженных скважинах. Гироскопический или магнитный блок ориентации со следящим приводом позволяет на каждой точке наблюдения определять азимут ориентировки датчиков в пространстве и принудительную дистанционную ориентацию каждого датчика в заданном направлении.

К концу 1980-х годов совместными усилиями ИГиГ СО АН СССР, треста “Сибнефтегеофизика” и СибКБ НПО “Нефтегеофизика” был разработан многокомпонентный трехкомпонентный зонд с цифровой системой преобразования и передачи сейсмической информации по кабелю [Лебедев и др., 1987]. Отличительной особенностью этой аппаратуры является магистрально-модульный принцип ее построения и программный способ управления работой отдельных блоков зонда ВСП с помощью встроенного микропроцессора. Это позволило унифицировать систему связей в зонде, обеспечить гибкость перестройки аппаратуры при изменении ее функций и модернизации отдельных узлов, а также автоматизировать управление работой скважинных приборов и повысить надежность аппаратуры путем диагностирования ее текущего состояния и исключения ошибок оператора. Аппаратура состоит из наземной и скважинной частей, соединенных между собой трехжильным кабелем. Каждый из приборов зонда состоит из блока преобразований, электромеханического прижима и блока ориентации с входящим в него трехкомпонентным блоком сейсмоприемников. Наземная часть аппаратуры состоит из блока управления и блока питания. Блок управления обеспечивает формирование команд управления скважинными приборами, индикацию текущего состояния их узлов, прием и передачу цифровой информации по кабелю, а также преобразование цифровых данных, поступающих из скважинных приборов, в аналоговую форму. Погрешность ориентации скважинных приборов в данной аппаратуре не превышает  $\pm 5^\circ$ .

Функционально наиболее совершенным является, по мнению разработчиков, шестиприборный трехкомпонентный зонд МОСТ с принудительной гироскопической ориентацией [Лебедев и др., 1987]. Для определения азимута ориентировки датчиков в пространстве и принудительной дистанционной установки их в заданном направлении служит блок ориентации. Блок состоит из системы гиросtabilизации на основе свободного гироскопа и сельсинной системы дистанционной передачи угла, передающей на земную поверхность информацию о положении прибора и точке наблюдения, а также следящего исполнительного механизма, который по командам наземного блока ориентирует трехкомпонентную установку в заданном азимуте.

На базе аппаратуры МОСТ теми же разработчиками были предложены: многоприборный ориентированный трехкомпонентный скважинный зонд с цифровой системой управления и передачи данных; скважинный трехкомпонентный зонд с магнитной ориентацией (СТО-М) и трехкомпонентный зонд с взаимной ориентацией скважинных приборов и передачей информации посредством время-импульсной модуляции (ВИМ).

В скважинном приборе СТО-М с ориентацией сейсмоприемников по магнитному полю Земли система ориентации выполнена на основе феррозондового дифференциального датчика, который служит нулевым органом магнитного поля Земли и для исключения влияния вертикальной составляющей поля находится в маятниковом подвесе. В приборе использована импульсная следящая система с электродвигателем, который устанавливает ось датчика в направлении запад-восток. Блок сейсмоприемников перед работой на скважине может быть установлен на заданный угол относительно оси феррозондового датчика и во время отработки скважины сохраняет заданный азимут. Чувствительность следящей системы ориентации не превышает  $\pm 1^\circ$ , а погрешность ориентации не превышает  $5^\circ$ . Аппаратура снабжена схемой проверки идентичности сейсмических каналов на собственный процесс [Иванов, Шехтман, 1980].

Ряд недостатков, присущих устройствам с принудительной ориентацией (главный из них – сложность конструкции), заставлял отказаться от ориентирования установки непосредственно в скважине и ограничиться только определением ее фактического положения, а сами ориентированные записи получать на дневной поверхности с применением специального электронного ориентатора [Гальперин, 1977]. Приборы без принудительной ориентации проще по конструкции, чем приборы с принудительной ориентацией. При этом записи, полученные трехкомпонентной установкой, можно путем простых линейных преобразований перевести в записи, которые идентичны записям, полученным при использовании принудительной ориентации.

#### Способы передачи сигналов на поверхность и технические характеристики современных зондов ВСП

В аппаратуре ВСП применяются системы связи с преобразованием спектра частот сигналов и без преобразования. Системой связи без преобразования спектра частот называют систему с проводным разделением каналов, в которой сигналы от сейсмоприемников поступают в линию связи (геофизический ка-

бель) без модуляции (без изменения спектра), а системой связи с преобразованием спектра частот – систему с модуляцией.

На начальных этапах развития метода ВСП, когда трехкомпонентные зонды ВСП были преимущественно одноточечными, семижильного кабеля вполне хватало для неискаженной передачи сейсмических сигналов на земную поверхность.

Из разработок зондов ВСП с преобразованием спектра частот наибольший интерес со временем стала представлять многоканальная система с разделением каналов во времени и время-импульсной модуляцией (ВИМ). Эта система, не утратившая актуальности и в настоящее время, позволила создать зонд с высокой надежностью и малыми габаритами приборов, причем с передачей информации по одно- и трехжильному бронированному кабелю [Карус и др., 1976]. Она обеспечивает необходимые для скважинной сейсморазведки динамический и частотный диапазоны, а также линейность преобразования сигналов.

Принцип ВИМ состоит, как известно, в том, что временной интервал между двумя информационными импульсами (ИИ) модулируется в соответствии с мгновенными значениями передаваемых сигналов. Выполняя демодуляцию, получают последовательность дискретных значений исходных сигналов. При разработке аппаратуры ВСП была выбрана модификация ВИМ, в которой каждый ИИ является рабочим для “своего” канала и одновременно опорным для следующего [Худзинский, 1990]. В результате этого одна выборка по 12 каналам кодируется серией из 13 ИИ, определенным образом размещенных во времени. Для 12-канальной системы ВИМ при частоте опроса 500 Гц интервал между ИИ изменяется в пределах  $80 \pm 60$  мкс при максимальной модуляции.

Основные характеристики описываемого базового варианта системы ВИМ таковы:

Число каналов	12
Динамический диапазон, дБ	60
Частотный диапазон (без датчиков), Гц	10–130
Нелинейные искажения не более, %	1
Влияние между каналами не более, %	0.2
Частота опроса каналов, Гц	500
Линия связи – кабель КТБ-6 (две жилы) или КОБД-8	
Максимальная рабочая температура	125 °С

Первый в России цифровой трехкомпонентный зонд ВСП создавался в 1983–1996 гг. в НИИМоргеофизике (аппаратура “Вектор-1”). Эта аппаратура была положена в основу разработанного в 1997–2008 гг. в ООО “Ингеосейс” 24-канального цифрового 6-точечного зонда “Вектор-2”. В каждом приборе этого зонда, снабженном электромеханическим прижимом (усилие прижима в 8–10 раз превышает вес прибора), размещается трехкомпонентная симметричная установка с четвертым контрольным вертикальным прибором, причем все 4 электродинамических сейсмоприемника – типа СВ2-10ЦТ. Технические характеристики аппаратуры “Вертикаль” таковы [Мирзоян, 2010]:

Динамический диапазон регистрации, дБ, не менее	150
Рабочий диапазон частот (АЧХ) сквозного тракта, Гц	5–250
Уровень шумов, приведенных ко входу аналого-цифрового тракта, мкВ, не более	0.1
Шаг квантования, мс	1

Количество разрядов преобразования	24
Скорость передачи по кабелю, кбит	260
Неидентичность аналого-цифрового тракта, %	0.15
Диапазон рабочих температур, °С	-10...+120
Гидростатическое давление, МПа	110
Масса одного сейсмического модуля в сборе, кг, не более	15
Диаметр исследуемых скважин, мм	108–350

Из других отечественных цифровых трехкомпонентных зондов, разработанных в 1990-х годах, стоит указать трехточечный зонд АМК-ВСП, разработанный совместно организациями ОАО НПП “ВНИИГИС”, ЗАО НПФ “ГИТАС” и ЗАО НПФ “СейсмоСет Сервис” (г. Октябрьский, Республика Башкирия). В дальнейшем этими же организациями была разработана аппаратура АМЦ-ВСП-3-48, получившая наибольшее распространение в России и ближнем зарубежье.

Сравнительные испытания отечественных зондов ВСП, разработанных в 1990-х годах, позволили определить их достоинства и недостатки, а также наметить пути их дальнейшего совершенствования [Возалевский и др., 1998]. На момент этих испытаний было установлено, что по термостойкости отечественные зонды явно уступают зарубежным [Гальперин, 1994], однако в среднем меньшие значения таких важных механических параметров, как длина и масса прибора, способствуют более устойчивому по отношению к помехам приему колебаний. Сравнение зондов проводилось по эксплуатационным качествам, частотным характеристикам, направленности, помехоустойчивости и чувствительности. Испытания показали, что наиболее отработанной и продвинутой конструкцией отличался зонд АМК-ВСП, обладавший рядом несомненных достоинств (малая масса, высокая чувствительность каналов, большой динамический диапазон цифровых преобразователей сигнала, помехоустойчивость). Было рекомендовано доработать зонд, главным образом в части борьбы с паразитными вращательными колебаниями и ускорения передачи данных по линии связи, поскольку на момент испытаний эта скорость не удовлетворяла требованиям уровневого ВСП с многократными наблюдениями на фиксированных глубинах приема. Общий вывод, касавшийся четырех представленных к испытаниям трехкомпонентных зондов ВСП, состоял в том, что необходимо очень осторожно оценивать возможности их использования при решении тонких динамических задач метода ВСП.

Технические характеристики выпускаемой в настоящее время аппаратуры АМЦ-ВСП таковы [Ленский и др., 2012]:

Число приемных модулей в зонде – не более	30
Конструкция узла сейсмоприемников – трехкомпонентная ортогональная	
Тип применяемых сейсмоприемников – OMNI-15 Гц (всенаправленные)	
Максимальная длина трассы для каждого канала в одном цикле измерений – 16 000 выборок	
Шаг дискретизации сигналов, мс:	
вариант 1	0.5, 1, 2, 4
вариант 2	0.25, 0.5, 1, 2
вариант 3	0.125, 0.25, 0.5, 1
Динамический диапазон преобразования, дБ – 150	
Инструментальный шум, мкВ, – не более	0.1
Число каналов регистрации наземных сигналов – 8	

Электропитание – 220 В, 50 Гц
Габаритные размеры, вес применяемого модуля – 1250 мм, 50 мм, 10 кг
Усилие на конце рычага прижимного устройства, килограмм-сила – не менее 85
Максимальное гидростатическое давление, МПа – 100
Максимальная температура эксплуатации, °С – 120

Аппаратура АМЦ-ВСП работает с любым типом геофизического бронированного кабеля, включая однопровольный. В ней возможен дополнительный контроль глубины с помощью встроенного модуля гаммакаротажа. Она может работать с различными системами синхронизации возбуждения сейсмических колебаний типа CCB, SDS-S, SGD-S, Pelton и др. Имеющееся в ее составе технологическое программное обеспечение позволяет кроме осуществления функций управления и контроля взаимодействия узлов аппаратуры проводить работы любыми модификациями метода ВСП с фиксированными и подвижными источниками колебаний. Эта аппаратура в настоящее время лидирует на российском рынке (к 2010 г. выпущено 50 комплектов).

На начальных этапах развития многоканальных систем передачи сигналов от зондов ВСП на поверхность, когда цифровые технологии были развиты недостаточно, ВИМ рассматривалась многими как альтернатива прямой передаче сигналов по кабелю, а также непосредственной оцифровке сигналов в зонде. С переходом к цифровым зондам ВСП открылась уникальная возможность исключения искажений сигналов при прохождении их по геофизическому кабелю. Еще одна причина потенциально более высокой помехоустойчивости цифровых зондов состоит в том, что в них единственным элементом аналогового тракта является усилитель. Создание же высокостабильного усилителя, по мнению разработчиков, трудностей не представляет [Чигрин, 2010].

Однако зонды ВСП с использованием ВИМ как способа передачи сигнала по кабелю все еще занимают на рынке свою нишу [Багмут и др., 2008, 2011]. Абсолютное преимущество зондов с ВИМ над цифровыми состоит в их большей термостойкости, и в этом – одна из основных причин их востребованности. Пока не создана цифровая элементная база высокой термостойкости, выносить приговор зондам ВИМ рано. Тем более что примеров получения качественных результатов этими зондами, причем в глубоких “горячих” скважинах, предостаточно.

Об уровне современной скважинной сейсмической аппаратуры, выпускаемой за рубежом, можно судить по техническим характеристикам разработанных фирмой Серсель систем GeoWaves™, SlimWave™ и MaxiWave™. При разработке этих цифровых систем, использующих передачу информации в реальном времени, учитывали требования стоимостной эффективности, экономии времени, надежности, многоканальности, высокого качества сигнала и широкого диапазона частот. Во всех этих системах использован 24-разрядный сигма-преобразователь при шаге дискретизации, равном 0.25, 0.5, 1, 2 и 4 мс, а корпуса приборов зондов ВСП изготовлены из титана. О характеристиках каждого из зондов можно судить по приведенной ниже табл. 2 (взята из рекламных проспектов фирмы Серсель).

Характеристика зондов ВСП

Характеристика	Тип зонда		
	GeoWaves™	SlimWave™	MaxiWave™
Максимальное число приборов (уровней) в зонде	32	12	100
Тип геофона	SMC1850 15 или 30 Гц	Omni 2400 15 Гц или SMC 1850 30 Гц	SMC1850 15 или 30 Гц
Монтаж датчика	Фиксированный или шарнирно подвешенный SMC1850 15 10 Гц	Фиксированный	Фиксированный
Развертывание на скважине	Стандартное	Стандартное	Специальный барабан
Мгновенный динамический диапазон, дБ	123	122	122
Минимальный диаметр (без башмаков), мм	79	43	89
Максимальный диаметр скважины, мм	408	244	279
Длина прибора, мм	1262	1110	440
Масса прибора, кг	21	6.5	8
Отношение силы прижима к массе прибора	>10	>10	>4
Температура рабочая, °С	170	135	135
Температура пиковая, °С	180	150	150 (175 – в разработке)
Макс. рабочее давление, мПа	150	100	120

С целью микросейсмического мониторинга действующих скважин в фирме Серсель разработан комплект скважинных приборов на трубах НКТ (STPG), а также комплект приборов, размещаемых за обсадной колонной (STPG).

Комплект (зонд) STPG устанавливают в эксплуатируемых скважинах для оптимизации процесса закачки/добычи на уровне коллектора. Предполагается его использование для мониторинга гидроразрыва пласта (ГРП) в исследуемой скважине. Колонна НКТ с смонтированными в нее трехкомпонентными сейсмоприемниками позволяет проводить исследования в сильно искривленных скважинах. Аналогичное техническое решение используется в многоуровневой системе наблюдений, разработанной Паулссоном и др. [Paulsson et al., 2004].

Комплект (зонд) SCPG устанавливают за обсадной колонной перед цементированием затрубного пространства во вновь пробуренных скважинах с целью постоянного микросейсмического мониторинга нагнетания, эксплуатации и напряжения в течение всего срока эксплуатации коллектора.

#### Пути повышения качества записей ВСП

К настоящему времени работы ВСП проводят во всем мире исключительно трехкомпонентными зондами. Метод ВСП уже давно превратился в *многоволновой* метод, в котором наряду с продольными волнами используют обменные и поперечные волны. Однако на пути к полноценному использованию тех возможностей, которые обещает неискаженная регистрация волн внутри среды, стоит низкое качество полевых записей, которое, к сожалению, все больше становится правилом, чем исключением [Шехтман и др., 2008].

В настоящее время в методе ВСП отсутствуют пакеты программ, позволяющие объективно и свое-

ременно оценить качество получаемых записей. Операторы, оценивающие качество записей в процессе проведения работ на скважине, принимают в учет лишь записи, зарегистрированные вертикальными приборами зонда ( $z$ -компонента). Но даже после завершения работ оценка качества записей, полученных различными компонентами зонда, далека от совершенства. Опирается такая оценка, как правило, на формальную возможность зарегистрировать в методе ВСП область отсутствия сигнала до вступлений полезных волн и волновое поле, регистрируемое в последующей части записи непосредственно после этих вступлений. Процесс подобной оценки качества записей ВСП, осуществляемой автоматически, причем с использованием для количественной оценки лишь одного параметра – интенсивности записи, не учитывает тот непреложный факт, что сразу же после вступлений могут наблюдаться не полезные волны, а помехи технического характера (технические помехи), обусловленные различными причинами. Поэтому отношение интенсивности записи, регистрируемой после вступлений прямой волны, к интенсивности шумов, регистрируемых до вступлений, может вовсе не соответствовать количественной оценке отношения сигнал/помеха. Имеются примеры того, как на этапе приемки материалов с оценкой “отлично” принимались записи горизонтальных компонент зонда, которые следовало бы оценить как брак. Получалось это именно оттого, что для автоматической оценки качества записей использовали только что описанный критерий. Поэтому предпринимаются усилия, направленные на восполнение пробела, касающегося оценки качества записей ВСП [Шехтман, Нарский, 2011]. Конкретная задача при этом состоит в разработке алгоритмов оценки качества записей, опирающихся на кинематические и динамические параметры технических помех, регистрируемых в скважине.

Научно обоснованные способы конструирования скважинных приборов, позволяющие избежать появления паразитных колебаний при работах ВСП, известны с давних пор [Aronstam, Yasuda, 1987], так же как давно известны упомянутые выше способы подавления паразитных вращательных колебаний. Однако качественные записи, кондиционные с точки зрения требований многоволновой скважинной сейсморазведки, продолжают оставаться скорее исключением, чем правилом [Шехтман и др., 2008]. Тем самым многие возможности последующей обработки, нацеленной на изучение тонких кинематических и динамических характеристик сейсмических волн, остаются нереализованными.

В настоящее время наиболее слабым звеном при оценке качества записей ВСП, особенно на горизонтальных компонентах скважинных приборов, является количественная оценка. С точки зрения качественной оценки больших проблем не возникает, если такая оценка осуществляется компетентными специалистами. Создание независимой экспертизы и развитие супервайзерства в методе ВСП способны были бы вернуть разработчиков аппаратуры и ее пользователей к более внимательному отношению к обеспечению высокого качества записей при помощи технических средств [Шехтман, 2011].

### Литература

- Архипов А.А.** Приемные системы для морской многоволновой сейсморазведки в России. К вопросу о приоритетах // Приборы и системы разведочной геофизики. 2002. № 2. С. 16–18.
- Багмут В.А., Багмут А.В., Рюмин В.А.** О чувствительности, динамическом диапазоне и глубине применения скважинной аппаратуры ПМ ВСП // Технологии сейсморазведки. 2008. № 1. С. 99–107.
- Багмут В.А., Рюмин В.А., Багмут А.В.** О реальных и мнимых преимуществах цифровых зондов для вертикального сейсмического профилирования // Технологии сейсморазведки. 2011. № 4. С. 118–122.
- Виноградов Ф.В.** Некоторые результаты опробования скважинного трехкомпонентного сейсмоприемника с автоматической ориентировкой // Поперечные и обменные волны в сейсморазведке. 1967. С. 141–145.
- Виноградов Е.А., Чигрин А.Д.** Порог чувствительности аппаратуры ВСП // Технологии сейсморазведки. 2006. № 3. С. 90–95.
- Воронин Ю.А., Жадин В.В.** О частотных искажениях сейсмического сигнала при регистрации трехкомпонентным скважинным сейсмоприемником // Геология и геофизика. 1964. № 3. С. 154–156.
- Воцалевский З.С., Лабковский Б.З., Шехтман Г.А., Тараненко В.В.** Сравнительные испытания зондов ВСП // Геофизический вестник. 1998. № 7. С. 10–18.
- Гальперин Е.И.** Поляризационный метод сейсмических наблюдений. М.: Недра, 1977. 279 с.
- Гальперин Е.И.** Вертикальное сейсмическое профилирование: опыт и результаты. М.: Наука, 1994. 320 с.
- Гуленко В.И.** Пневматические источники упругих волн для морской сейсморазведки. Краснодар, 2003. 313 с.
- Детков В.А., Шадин П.Ю.** Некоторые результаты полевых испытаний водного электромагнитного источника “Енисей-ВЭМ-100” // Приборы и системы разведочной геофизики. 2005. № 1. С. 29–30.
- Жадин В.В.** Трехкомпонентные измерения амплитуд и скоростей распространения продольных и поперечных волн в глубокой скважине // Геология и геофизика. 1960. № 10. С. 129–136.
- Зарипов С.М., Детков В.А., Копылов М.А., Карстен В.В.** Импульсный источник поперечных волн // Нефтегазовая Вертикаль. 2012. № 22. С. 26–30.
- Иванов М.П., Шехтман Г.А.** Устройство для проверки идентичности сейсмических каналов // Разведочная геофизика. М.: Недра, 1980. Вып. 91. С. 51–56.
- Карус Е.В., Руденко Г.Е., Худзинский Л.Л.** Трехкомпонентный четырехточечный скважинный зонд и некоторые результаты его опробования // Геология и разведка. 1978. № 3. С. 147–154.
- Куликов В.А., Куликов В.М., Подбережный М.Ю.** Многоволновая сейсморазведка: Курс лекций. Ч. 3: Методика и приложение к задачам нефтяной геологии. Новосибирск: Изд-во НГУ, 2008. 206 с.
- Куповых П.Н., Гогоненков Г.Н., Рябков В.В., Благов В.В.** Скважинный сейсмический прибор. Авторское свидетельство СССР № 254803, кл. G01 V 1/16, 1967.
- Лангхаммер Я., Эрикруд М., Накстад Х., Кригнглобтн Д.Е.** Опволоконные донные регистрирующие системы для повышения эффективности разработки месторождений нефти и газа // Приборы и системы разведочной геофизики. 2009. № 3. С. 31–35.
- Лебедев К.А.** Многоволновые сейсмические исследования в глубоких скважинах // Многоволновые сейсмические исследования. Новосибирск: Наука, 1987. С. 87–92.
- Лебедев К.А., Болотов Ю.А., Авербух В.А., Воевода В.В.** Цифровой трехкомпонентный зонд с гироскопической ориентацией // Многоволновые сейсмические исследования. Новосибирск: Наука, 1987. С. 97–103.
- Лебедев К.А., Суздальницкий Ф.М., Максимов В.И., Меньтюков А.А., Сафиуллин Г.Г.** Скважинная трехкомпонентная аппаратура // Многоволновые сейсмические исследования. Новосибирск: Наука, 1987. С. 103–108.
- Ленский В.А., Мамлеев Т.С., Даниленко В.Н.** Скважинная сейсморазведка. М.: ВНИИГеосистем, 2012. 312 с.
- Мирзоян Ю.Д.** Исследование и развитие поляризационного метода вертикального сейсмического профилирования на акваториях: Дис. ... д-ра тех. наук. Краснодар: КубГУ, 2010. 102 с.
- Мосякин А.Ю., Гавшин А.Н., Берешполец А.И., Касунов Э.А.** Сейсморазведочные работы 3D в сложных поверхностных условиях переходной зоны суша–море с использованием источников сейсмических сигналов различного типа // Приборы и системы разведочной геофизики. 2009. № 3. С. 52–53.
- Пузырев Н.Н., Тригунов А.В., Бродов Л.Ю. и др.** Сейсмическая разведка методом поперечных и обменных волн. М.: Недра, 1985. 277 с.
- Уотерс К.Х.** Отражательная сейсмология – метод отраженных волн как инструмент для поисков нефти и газа. М.: Мир, 1981. 452 с.
- Хауэр Г., Джеймс Г.** Сейсморазведка в переходных зонах: работы с наземным оборудованием на мелководье // Приборы и системы разведочной геофизики. 2009. № 3. С. 54–56.
- Худзинский Л.Л.** Техника и технология поляризационного метода ВСП при решении структурных задач: Автореф. дис. ... д-ра тех. наук. М.: Изд-во ВНИИгеоинформсистем, 1990. 39 с.
- Череповский А.В.** Пришло ли время отказаться от группирования в пользу одиночных сейсмоприемников? // Геофизика. 2010. № 3. С. 22–28.
- Чигрин А.Д.** К вопросу о динамическом диапазоне и использовании время-импульсной модуляции в методе ВСП // Технологии сейсморазведки. 2010. № 4. С. 91–95.

- Шехтман Г.А.** Супервайзерство в методе ВСП: пределы возможного // Приборы и системы разведочной геофизики. 2011. № 1. С. 18–22.
- Шехтман Г.А., Каплунов А.И.** О влиянии силы прижима скважинных приборов на характер регистрируемых сигналов при вертикальном сейсмическом профилировании (ВСП) // Прикл. геофизика. 1974. Вып. 73. С. 95–101.
- Шехтман Г.А., Нарский Н.В.** Факторы, влияющие на качество данных вертикального сейсмического профилирования // Технологии сейсморазведки. 2011. № 2. С. 59–69.
- Шехтман Г.А., Коробов В.И., Курасов М.И.** Скважинный сейсмический прибор. Авторское свидетельство СССР № 1073725, кл. G01 V 1/40, 1984.
- Шехтман Г.А., Курасов М.И., Корнилин Б.П.** Скважинный сейсмический прибор. Авторское свидетельство СССР № 1448902, кл. G01 V 1/40, 1986.
- Шехтман Г.А., Кузнецов В.М., Редкоп В.А.** Низкое качество полевых записей – причина нереализованных возможностей многоволнового ВСП // Тез. докл. науч.-практ. конф. “Гальперинские чтения-2008”.
- Шехтман Г.А., Касимов А.Н., Редкоп В.А.** Скважинный сейсмический прибор. Патент РФ № 2444030 от 21.12.2010.
- Шадин П.Ю., Богдан В.А.** Импульсные источники “Енисей-ВЭМ” для водных акваторий и транзитных зон // Приборы и системы разведочной геофизики. 2010. № 2. С. 42–48.
- Юшин В.И.** Мифы и парадоксы вибрационной сейсморазведки // Приборы и системы разведочной геофизики. 2007. № 2. С. 1–4.
- Aronstam P.S., Yasuda K.** A new generation of borehole receivers // Presented at the 49<sup>th</sup> EAGE Annual Meeting. Belgrad, 1987.
- Beydoun W.B.** Seismic tool-formation coupling in boreholes / Eds. M.N. Toksz, R.R. Stewart // Vertical seismic profiling, Part B: Advanced concepts: Geophysical Press, 1984. P. 177–188.
- Caldwell J.** Marine multicomponent seismic-acquisition technologies // Offshore Technology Conference, 1999, paper OTC 10981.
- Gaiser J.E., Fulp T.J., Petermann S.G., Karner G.M.** Vertical seismic profile sonde coupling // Geophysics. 1988. V. 53, N. 2. P. 206–214.
- Hardage B.A.** Vertical seismic profiling: principles // PERGAMON. 2000. P. 552.
- Hardage B.A., DeAngelo M.V., Murray P.E., Sava D.** Multi-component seismic technology // Soc. Explor. Geophys. 2011. P. 318.
- Heath B.** Time to re-evaluate our approach to 3C land seismic acquisition // First Break. 2007. V. 2. P. 51–59.
- Hons M.S., Stewart R.R., Hauer G., Lawton D.C., Bertram M.B.** Accelerometer Versus Geophone response // A Field Case Study: 70<sup>th</sup> EAGE Conference & Exhibition, Rome, 9–12 June 2008, Extended Abstracts.
- Jolly R.N.** Investigation of shear waves // Geophysics. 1956. V. 21. P. 905–938.
- Levin F.K., Linn R.D.** Deep-hole geophone studies // Geophysics. 1958. V. 23. P. 639–664.
- Li J., Ronen S.** Estimating and correcting of tilted multicomponent receivers // EAGE 67<sup>th</sup> Conference & Exhibition. Madrid, Spain, 2005.
- Paulsson B., Karrenbach M., Milligan P., Goetz A., Hardin A.** High resolution 3D seismic imaging using 3C data from large downhole seismic arrays // First Break. 2004. V. 10. P. 73–83.
- Tatham R.H., McCormack M.D.** Multicomponent seismology in petroleum exploration // Soc. Explor. Geophys. 1998. P. 255.
- Zachariadis R.G., Thomason H.B., Teague H.E.** Ocean Bottom Seismometers in Seismic Exploration Surveys: Planning and Operations. 53rd Annual Meeting SEG Expanded Abstracts, 1983. Pap. S15.6. P. 468–470.

*Поступила в редакцию 18 января 2013 г.,  
в окончательном варианте – 10 февраля 2013 г.*

#### КОРОТКО ОБ АВТОРАХ

**КУЗНЕЦОВ Василий Маркович** – зав. лабораторией многоволновой сейсморазведки ГФУП “ВНИИГеофизика” (Москва). E-mail: vaskuznt53@yandex.ru

**ШЕХТМАН Григорий Аронович** – главный научный сотрудник лаборатории многоволновой сейсморазведки ГФУП “ВНИИГеофизика” (Москва). E-mail: gregs22@rambler.ru

**ЧЕРЕПОВСКИЙ Анатолий Викторович** – региональный геофизик компании Серсель (Москва). E-mail: acherepovskij@yandex.ru