

Скважинные многоуровневые зонды компании SERCEL и их практическое применение

■ Валишин О.С., Череповский А.В., СЕРСЕЛЬ, г.Москва

Компания SERCEL выпускает оборудование для скважинной сейсморазведки уже более 30 лет. Продукция SERCEL с успехом используется всеми крупными сервисными компаниями на мировом рынке.

Всё выпускаемое оборудование проходит детальное тестирование в соответствии со стандартом контроля качества ISO 9001, и включает контроль и аудит поставщиков, входной контроль и тестирование комплектующих деталей, испытания на всех этапах производства, в т.ч. на термостойкость, вибрацию и давление. Барокамера SERCEL для проведения комплексных динамических испытаний оборудования температурой и давлением является одной из самых крупных в Европе. Окончательные производственные испытания всего выпускаемого оборудования выполняются в скважине глубиной 3000 м; параллельно проводится полноценное обучение заказчиков.

На сегодняшний день компания SERCEL предлагает 4 типа скважинных зондов:

GeoWave II: новинка, представленная в октябре 2014 года на международных выставках SEG в Денвере (США) и ATCE в Амстердаме (Нидерланды), является самым универсальным и высокотехнологичным скважинным прибором на мировом рынке. Этот модульный зонд подходит для любых скважинных сейсмических исследований, в конфигурациях от 1 до 120 модулей. Каждый модуль имеет 3 компоненты (рис.1). Зонд диаметром 70 мм может работать в скважинах с температурой до 205 градусов Цельсия под давлениями до 1725 атмосфер. Зонд

GeoWave II, как и все скважинные зонды компании SERCEL, использует высокоскоростную передачу данных на стандартных геофизических кабелях (до 4,2 Мбит в секунду), что позволяет выполнять скважинные наблюдения с большим количеством каналов и высокой частотой дискретизации. Например, в этом зонде возможно использовать до 120 трёхкомпонентных модулей в режиме реального времени и без потерь данных при интервале дискретизации 2 мс, и до 45 трёхкомпонентных модулей при интервале дискретизации 0,5 мс. Что особенно важно для российских подрядчиков, зонд GeoWave II, наряду со SlimWave, является единственным зарубежным оборудованием, способным работать на трехжильных геофизических кабелях российского производства. В конструкции зонда GeoWave II воплощено большинство пожеланий многих заказчиков и нефтяных компаний по техническим характеристикам, универсальности, безопасности и простоте обслуживания.



▲ Рис. 1. Трёхкомпонентный модуль зонда Geowave II.

SlimWave: Этот скважинный модульный зонд малого диаметра может использоваться в скважинах с температурой до 150 градусов Цельсия под давлениями до 1000 атмосфер в конфигурациях от 1 до 24 трёхкомпонентных модулей.



▲ Рис. 2. Трёхкомпонентный модуль зонда SlimWave.

Зонд диаметром 43 мм (рис.2) позволяет выполнять исследования в любых типах скважин, включая работы под башмаком НКТ и в скважинах малого диаметра. Зонд может применяться как в нефтегазовой, так и в горной промышленности. SlimWave, как и GeoWave II, может работать на трехжильных геофизических кабелях российского производства, и является единственным продуктом на мировом рынке, способном работать на любом типе геофизического кабеля (от одножильного до семижильного). Как и GeoWave II, SlimWave может использоваться со скважинными тракторами, позволяя использование этих зондов в крутонаклонённых и горизонтальных скважинах. Зонд SlimWave широко используется на всех континентах для любых типов скважинных сейсмических исследований, включая 3D ВСП и долгосрочный (дольше года) пассивный мониторинг месторождений. Системы SlimWave успешно используются в России такими компаниями как Башнефтегеофизика и Weatherford для проведения работ ВСП и мониторинга ГРП.

MaxiWave : Этот скважинный модульный зонд специально разработан для крупных работ ВСП с конфигурацией до 100 модулей. Характеристики системы позволяют использовать зонд в скважинах с температурой до 150 градусов Цельсия под давлениями до 1200 атмосфер. Зонд MaxiWave отлично себя заре-



▲ Рис. 3. Трёхкомпонентный модуль зонда MaxiWave в скважине.

комендовал для работ 3D ВСП, в том числе в комбинировании с наземной сейсмикой и при проведении высокопроизводительных работ на суше и на шельфе. На сегодняшний день большинство работ 3D ВСП выполнено именно с использованием зондов MaxiWave. Высокое качество данных, большое количество каналов и возможность использования стандартного геофизического кабеля получили свое признание у многих нефтяных компаний, некоторые из которых уже выполнили, выполняют в настоящее время или планируют многолетние геофизические проекты, спроектированные именно под технические возможности зондов MaxiWave.

Проиллюстрируем практическое применение зондов SERCEL на двух примерах успешных наземно-скважинных исследований: на нефть и газ в Катаре и на платиновые руды в Южной Африке.

1. Комплексирование наземной сейсмике и 3D ВСП в Катаре

На месторождении Духан (Катар) во время выполнения высокоплотной наземной съёмки 3D были также зарегистрированы восемь массивов данных ВСП с использованием 100-уровневых трёхкомпонентных зондов MaxiWave [2]. Интервал между уровнями был равен 15 м, что позволило перекрыть глубинный интервал от 800 до 2300 м. Свип-сигнал от 6 до 120 Гц, применявшийся при наземной

сейсморазведке с одиночными виброисточниками Nomad-65, определял в т.ч. частотный состав данных ВСП.

Все данные ВСП были получены во вновь пробуренных скважинах с полным набором каротажных исследований и отбором керна. На каждой скважине работы 3D ВСП планировались так, чтобы получить массив полноазимутальных данных в радиусе до 2 км от скважины. Были поставлены следующие задачи: 1) уточнить параметры, используемые при обработке данных наземной сейсморазведки 3D, путём идентификации границ, образующих полнократные и неполнократные (внутрипластовые) волны, и оценки поглощения; 2) проконтролировать выбор параметров и результаты инверсии наземных данных; 3) проанализировать трещиноватость.

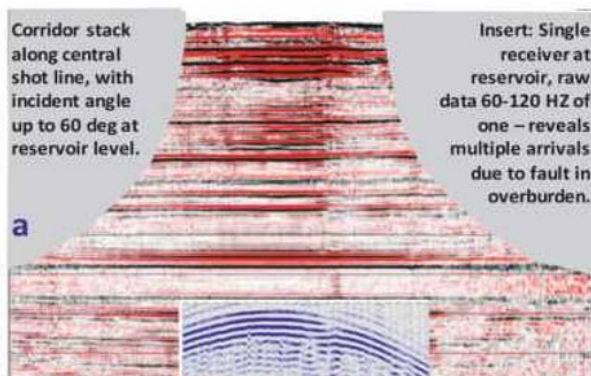
На первом этапе анализа данных ВСП была сделана попытка выявить природу кратных волн. Для этого использовались данные продольного ВСП. Наличие внутрипластовых неполнократных волн выявить не удалось. Помимо этого, не удалось выявить приповерхностные кратнобразующие границы из-за плохих скважинных условий в неглубокой части разреза. В результате анализа были получены коридорные суммы «однократных и кратных волн», «только однократных» и «только кратных». Эти суммы скорее полезны для контроля качества окончательных результатов обработки наземных данных, чем для определения параметров процедур подавления многократных волн в наземных данных. В связи с этим для идентификации границ, образующих внутрипластовые кратные волны, было предпринято моделирование с использованием каротажных диаграмм.

Анализ параметра поглощения (Q-фактора) был выполнен по данным

продольного ВСП. Был получен ряд Q-функций, использованных при обработке наземных сейсмических данных. Хотя для точек расположения восьми упомянутых скважин результаты были достаточно хорошими, реалистичную интерполяцию между ними было выполнить трудно. В связи с этим, для оценки оптимального параметра поглощения на площади сейсморазведочных работ 3D использовался более простой метод сканирования наземных данных.

По данным ВСП также был выполнен анализ расщепления (двоякого преломления) поперечных волн по горизонтальным компонентам нисходящих обменных P-S волн. Было установлено, что поляризация этих волн устойчиво линейная, совпадающая с радиальным направлением для всех азимутов. Во всех восьми скважинах в коллекторском интервале не было выявлено значительного расщепления поперечных волн, что говорит об отсутствии открытых трещин в радиусе 50 м от скважин.

Полный граф обработки был применён ко всем восьми массивам данных 3D ВСП, включая временную миграцию до суммирования и определение коллекторских свойств. Чтобы получить оптимальные амплитудные и фазовые характеристики сигнала на уровне коллектора, массивы данных 3D ВСП подвергались деконволюции с использованием формы вибросейсмического импульса в дальней зоне поля (ниже коллектора) для каждой отдельной виброточки. Причиной, по которой это было сделано, было наличие целого ряда разломов в покрывающей толще, которые генерировали кратные волны, четко выделяемые по первым вступлениям. Минимизируя различия в путях пробега нисходящей и восходящей волн, процедура деконволюции позволила исключить эффекты от

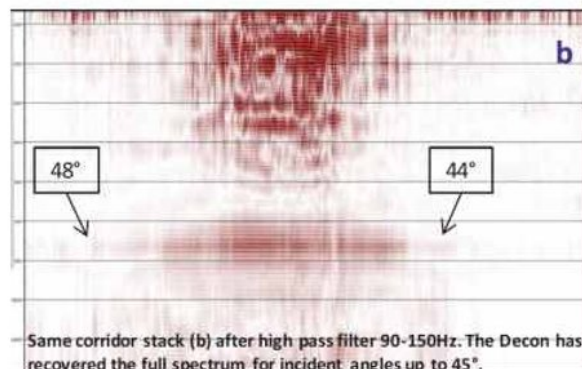


▲ Рис. 4. Коридорная сумма вдоль центральной линии возбуждения, с углами падения до 60° на уровне коллектора. На вставке синим цветом – запись общего пункта приёма на уровне коллектора. Видны кратные волны, образованные разломом в покрывающей толще.

разломов из поля волн, отражённых от пласта-коллектора (рис.4).

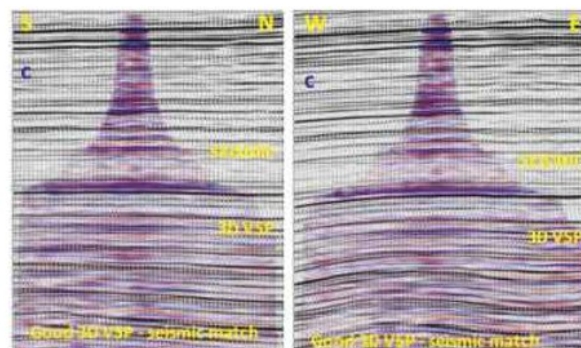
На следующем этапе обработки анализировался частотный состав данных ВСП. При анализе коридорной суммы для 10 уровней, находящихся непосредственно над той или иной отражающей границей, вдоль одной линии возбуждения (рис.5), было установлено, что полный спектр восстанавливался для волн, отражённых от коллекторского интервала, для углов до 45 градусов, – значение, примерно соответствующее максимальным удалениям в наземных данных. На рис.6 можно видеть отличное соответствие между данными ВСП и наземными сейсмическими данными.

Времена первых вступлений использовались для построения скоростной модели для миграции массивов данных 3D ВСП и расчёта остаточных статических поправок. Первые вступления также участвовали в томографической инверсии, использованной для построения глубинно-скоростной модели. Полученные результаты, как и углы поляризации, не выявили заметной трансверсальной анизотропии с вертикальной осью симметрии (VTI). Поскольку скважинные и



▲ Рис. 5. Та же коридорная сумма после высокочастотной полосовой фильтрации 90-150 Гц. Деконволюция восстановила полный диапазон частот до углов падения 45°.

наземные записи регистрировались совместно, при одних и тех же точках возбуждения, массивы данных 3D ВСП были получены с разным шагом точек возбуждения: 7,5 м по линиям возбуждения и 90 м в поперечном направлении. Чтобы обработать каждый пункт приёма независимо, до миграции была выполнена регуляризация (пересчёт) на сетку 7,5 на 7,5 м. Отобразить малоамплитудные нарушения было затруднительно (рис.7) из-за ограниченного диапазона углов, свойственного массивам данных 3D ВСП, и большого шага ПВ в одном из направлений. Несмотря на это ограничение, оптимизированная процедура деконволюции повысила разрешённость данных



▲ Рис. 6. Отличная корреляция данных 3D ВСП и наземных данных 3D на меридиональном и широтном профилях. Тот и другой массивы данных содержат высокие частоты до 90 Гц.

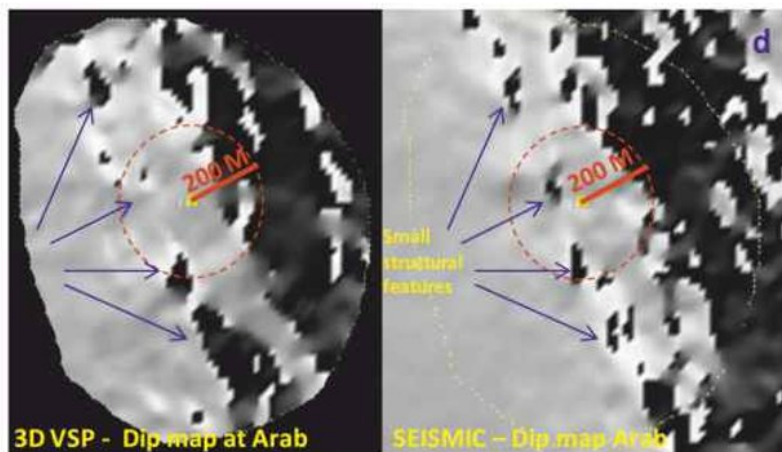


Рис. 7. Малоамплитудные структурные элементы, показанные синими стрелками, увереннее выделяются на данных наземной сейсморазведки 3D (справа), чем на данных 3D ВСП (слева).

ВСП до эквивалентного диапазона частот от 6 до 120 Гц (как и в наземных данных).

Дополнительное преимущество одновременной регистрации наземных и скважинных данных – это более надёжный контроль амплитудных и фазовых характеристик на этапе обработки. Окончательная инверсия данных 3D ВСП позволила получить более стабильную форму импульса, но радиус надёжных результатов не превышал 550 м от скважины. Поэтому результаты инверсии данных 3D ВСП использовались только в порядке контроля качества, а не для параметризации процедур, направленных на определение характеристик пласта-коллектора с использованием полного волнового поля.

Модельные исследования показали, что оценки скоростей и анизотропии имеют ограниченную точность при использовании только наземных данных,

Табл. 1. Невязки (в метрах и процентах), полученные различными методами для двух горизонтов.

Горизонт	Симсима	Араб
Многослойная томография	-10,7 м (2,5%)	-29,1 м (1,5%)
Одномерная калибровка	-1,4 м (0,3%)	-20,3 м (1,1%)
Совместная (с 3D ВСП) инверсия	-0,5 м (0,1%)	-9,5 м (0,5%)

даже если точно известны глубины залегания коллекторов или если имеются данные сейсмокаротажа. В порядке эксперимента были получены два массива данных 3D ВСП на одном из полигонов, и было показано, что совместная томографическая инверсия данных наземной сейсморазведки и времён пробега из массивов 3D ВСП позволяет уточнить глубинно-скоростную модель. Точность привязки к скважинам резко повышается при использовании совместной инверсии (Таблица 1).

2. Комплексирование наземной сейсмики и 3D ВСП в Южной Африке

Второй практический пример – это одновременная регистрация полноазимутальных площадных однокомпонентных (1С) данных наземной сейсмики и трёхкомпонентных (3С) данных ВСП с целью картирования разломов и оптимального планирования новых стволов дорогостоящих платиновых шахт [1]. Ожидалось, что данные ВСП, благодаря более высокой верхней частоте полезного сигнала, позволят более уверенно выделить маломощные рудные тела и малоамплитудные разломы в окрестности скважины.

Источником колебаний служил вибратор, отработавший 1966 точек по равномерной сетке 40 на 40 м в радиусе до 1 км от скважины. Свип-сигнал был выбран

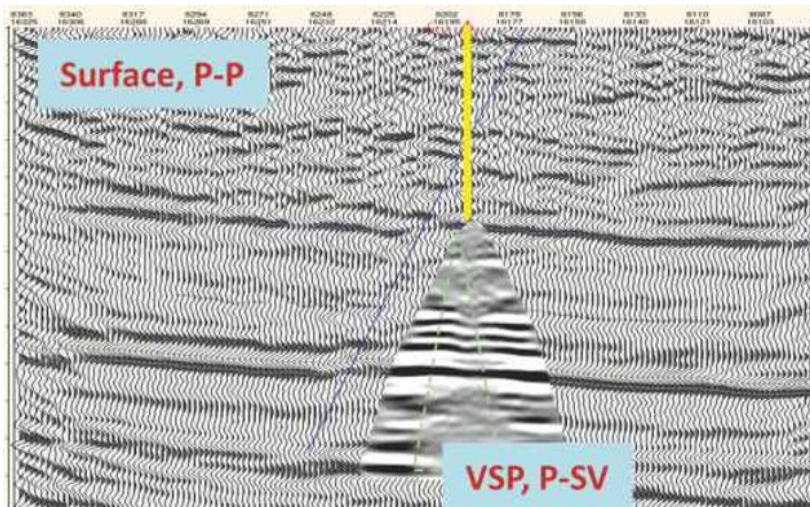


Рис. 8. Глубинные мигрированные разрезы на P-P волнах (по данным наземной сейсмики) и на P-SV волнах (по данным ВСП, во вставке). Жёлтым цветом показано положение скважины.

довольно высокочастотным (30-220 Гц) во избежание высокоамплитудных поверхностных волн. Наземные данные регистрировались приёмниками, расположенными по сетке такой же плотности, как и виброточки, 40 на 40 м. Скважинные данные регистрировались зондом SlimWave, предназначенным для скважин малого диаметра. Поскольку приборов в зонде было только 12, то для перекрытия нужного глубинного интервала (от 305 до 635 м) понадобилось трижды обрабатывать одни и те же виброточки при трёх положениях зонда.

Если в массиве наземных данных при обработке были выделены только продольные волны (P-P), то в массивах данных ВСП было выделено и обработано 4 типа волн – как продольных, так и поперечных (P-P, P-SV, SV-SV, SH-SH). Анализ различных компонент волнового поля показал, что обменные волны типа P-SV уверенно наблюдаются в широком диапазоне углов падения, причём в интервале от 20 до 30 градусов отражающий коэффициент обменных волн типа P-SV больше, чем у монотипных PP-волн как минимум в три раза. Результаты глубинной миграции для массивов данных наземной сейсмики и ВСП продемонстрировали отличную корреляцию разрезов на P-P и P-SV волнах, без какого-

либо согласования фазовых характеристик. На рис.8 хорошо видно преимущество разреза на P-SV волнах (в окрестности скважины) над разрезом на P-P волнах, полученным по наземным данным. На всех типах волн была получена целевая отражающая граница UG1 и перекрывающие слои с пологим падением на северо-восток (рис.9). Наименее информативным оказалось изображение на волнах типа SV-SV из-за изменения их

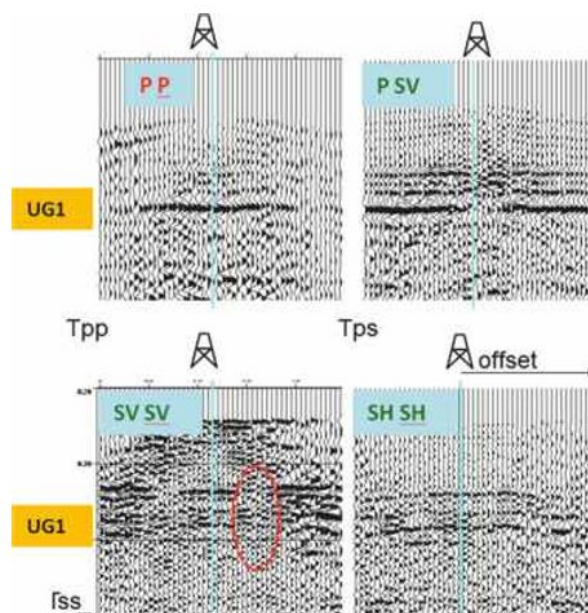


Рис. 9. Отображение целевой отражающей границы UG1 на четырёх типах волн по данным 3D ВСП. Красным овалом отмечена зона изменения полярности на волнах типа SV-SV.

полярности при величине угла отражения порядка 30 градусов (отмечено красным овалом на рис.9).

Выводы

Дополнительная информация, извлечённая из данных 3D ВСП, оказалась очень велика. Это и более точная оценка скоростей распространения волн, расчёт поверхностно-согласованных остаточных статпоправок, выделение низкоскоростных геологических объектов (по всей видимости, вызванных субвертикальными разломами). Такие данные важны для задания параметров процедур обработки наземных данных, таких как скоростные функции и кривые усиления.

Выполненные наземно-скважинные исследования подтвердили, что площадное ВСП повышает разрешённость в окрестности скважины и позволяет уточнить параметры обработки наземных данных. В данном случае Заказчик сместил планируемый ствол шахты на 15 м в зону, свободную от разломов и расланцованных пород.

Подробнее об авторах



Валишин
Олег Сафуанович

Заместитель руководителя
направления скважинной
сейсмики компании SERCEL,
Франция



Череповский
Анатолий Викторович

Региональный геофизик
по России и СНГ
компании SERCEL, к.т.н.

Благодарности

Авторы выражают благодарность Жан Жаку Постелю, главному геофизику компании SERCEL, за помощь в подборе литературы и рисунков. Мы также благодарны авторам приведённых ниже публикаций за разрешение воспроизвести некоторые рисунки в настоящей статье: рисунки 4-7 заимствованы нами из работы [2], а рисунки 8 и 9 – из работы [1].

Литература

1. Michel Denis et al., 2014, 3D 3C Walkaway processing and calibration to surface seismic. – SEG International Exposition and 84th Annual Meeting, Denver, Colorado, 26-31 October 2014. Expanded abstracts, p.5065-5069.

2. Salvarajah Seeni et al., 2014, Processing and preliminary interpretation of the Ultra high-density full-azimuth 3D seismic survey, Dukhan field. – International Petroleum Technology Conference (IPTC), Doha, Qatar, 20-22 Jan 2014.