

Специальная тема First Break

Скважинная сейсморазведка

В статьях специального выпуска этого месяца демонстрируется, что скважинная сейсморазведка, в частности, вертикальное сейсмическое профилирование (ВСП), играет значимую роль в улучшенном построении изображения резервуара. Авторы статей также показали, что развитие технологий ВСП, включая получение данных, обработку и интерпретацию является важным инструментом идентификации дополнительных запасов, особенно на разрабатываемых месторождениях.

Fuller и др. предлагают вводную статью о современном состоянии ВСП; Campbell и др. и Rogers и др. представили примеры реальных наблюдений, в которых иллюстрируются вопросы картирования, в приложении к ВСП. На основе данных, представленных в этих работах можно сделать вывод о том, что представители отрасли разведки и разработки всегда должны помнить о возможностях применения ВСП в целях улучшения понимания строения резервуара и увеличения прибылей на инвестиции.



Специальные темы

Январь	<i>IT/Управление данными</i>
Февраль	<i>Наземная сейсморазведка</i>
Март	<i>Визуализация и интерпретация данных</i>
Апрель	<i>Нефтяная геология</i>
Май	<i>Скважинная сейсморазведка</i>
Июнь	<i>Мульти-дисциплинарный выпуск</i>
Июль	<i>Образование и обучение / Горное дело</i>
Август	<i>Экологическая и инженерная геофизика</i>
Сентябрь	<i>Обработка данных</i>
Октябрь	<i>Геофизика резервуара и инженерная геофизика</i>
Ноябрь	<i>Несейсмические методы / Аэрогеофизика</i>
Декабрь	<i>Морская сейсморазведка</i>

В течение года могут быть добавлены новые специальные темы.

Скважинная сейсморазведка

Современное 2х и 3х-мерное ВСП: визуализация коллекторов в скважинах

Modern 2D and 3D VSP: reservoir imaging from downhole

Brian Fuller и Marc Sterling, Sterling Seismic Services, и Larry Walter, Geospace Engineering Resources International (GERI), дают обзор современного ВСП и рассматривают его дальнейший потенциал при развитии технологий.

Наземная полевая сейсморазведка и ВСП использовались в течение многих десятилетий для получения надежных глубинно-временных зависимостей для привязки сейсмических отражений, получения результатов глубинной миграции и существенно улучшали сейсмическую интерпретацию.

В процессе исследования сейсморазведчики также отметили, что у сейсмических данных, зарегистрированных в скважине, более высокая частота отражений, чем у сейсмических данных, регистрируемых на поверхности. Путем практических исследований было установлено, что данные ВСП имеют двойную частоту наземных сейсмических данных. Обычно считается, что сейсмическое частотное затухание сигнала является не столь значительным для сейсмических данных, полученных в скважине, потому, что в ВСП траектория сейсмического луча короче, чем для наземной сейсморазведки и потому, что сейсмический волновое поле ВСП проходит через зону малых скоростей только один раз.

Рис 1. показывает точное сравнение между трехмерным изображением площадной сейсморазведки и трехмерным изображением ВСП. На совмещенных срезах соответствующих трехмерных данных показывались прерывистые песчаные тела, где добыча газа существенно зависит от разломно-тектонических и стратиграфических воздействий. Трехмерное отображение ВСП, однако, содержит двойную частоту поверхностных сейсмических данных и позволяет увидеть резервуар более детально.

Более высокие частоты, получаемые при ВСП, дают возможность использовать 2Д и 3Д ВСП как мощный инструмент при описании резервуара. Детали разломной тектоники резервуара и стратиграфии легче увидеть на данных при 120 гц, чем при 60 гц. Цель этой статьи заключается в том, чтобы предоставить читателю краткий обзор современных 2Д и 3Д методов ВСП и некоторых факторов, влияющих на применение метода.

Возможности технологий

Способность получения больших объемов информации скважинных данных была ключевой для успеха в визуализации результатов скважинных сейсмических проектов, особенно для трехмерного ВСП. Теперь мы знаем, для того, чтобы полностью смоделировать резервуар на глубине 4000 м., например, зона перекрытия наблюдений вертикальных приемников в буровой скважине должна быть не менее 2000 м с расстоянием между приемниками 15-20 м. Мы предпочли бы иметь все 3000 м вертикального профилирования в этом случае. Уже в конце 1990-ых крупнейшие скважинные системы регистрации сейсмических данных имели от 5 до 10 трехкомпонентных приемников на медном семижилном кабеле. Стоимость регистрации съемки с 2000 м и зоной перекрытия вертикальных приемников с 5-10 приемниками

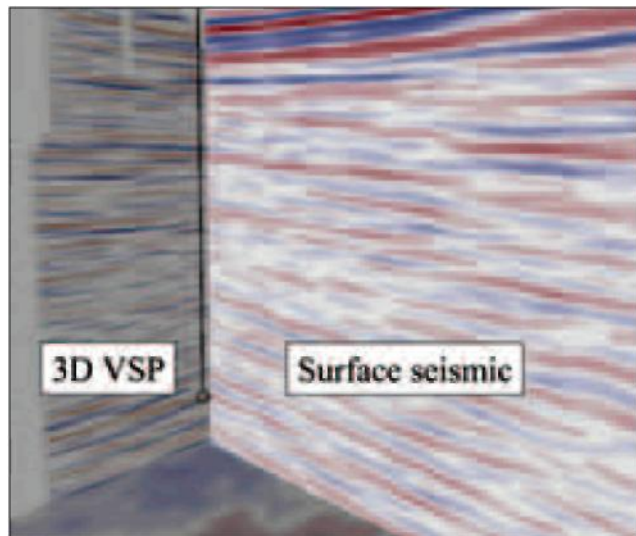


Рис 1 Показано сравнение изображений трехмерного ВСП и площадной сейсморазведки. Два совмещенных среза от трехмерного изображения ВСП (слева), и трехмерная наземная сейсморазведка (справа). Неравномерно залегающие пески и сланцы отображаются двумя методами, но трехмерное ВСП имеет двойную частоту поверхностных сейсмических данных, таким образом, небольшие разломы и изменения в стратиграфии, которые влияют на добычу, более легко идентифицировать на трехмерном изображении ВСП.

в буровой скважине была бы чрезмерно высокой для большинства 2Д съемок ВСП и не рассматривалась бы для трехмерных съемок ВСП.

Современная скважинная система получения данных должна обладать некоторыми особенностями, чтобы минимизировать риск неудачи съемки и ее чрезмерную стоимость. Эти особенности должны включать минимум 80-200 трехкомпонентных зондов приемников, оперативную передачу данных от приемников до систем регистрации на поверхности, переносить высокую температуру и изменение давления при развертывании и свертывании оборудования, иметь высокую точность сигнала, идентичность горизонтального и вертикального отклика приемника, аппарат для подавления уровня шумов и высокую достоверность.

Сегодня существуют многокомпонентные системы скважинных датчиков, которые рекламируются, позволяющие использовать 400 или более 3С приемников. На Рис 2 показано ВСП для скважины малого диаметра, скважинный прибор изготовлен компанией GeoSpace и может использоваться на волоконном оптическом кабеле или стандартном кабеле на всем протяжении до поверхности. Показанный прибор весит всего 5 фунтов (~2 кг)

Скважинная сейсмозвездка

позволяет применить сотни зондов, установленных на стекловолоконном кабеле, не увеличивая вес традиционно применяемого кабеля. Полоса пропускания частот волоконной оптической передачи данных – на порядок больше, чем имеют медные семижильные кабели и она обеспечивает оперативную, непрерывную, высокоскоростную регистрацию с широким диапазоном пропускания от сотен многокомпонентных зондов.

Преимущество современной съемки, особенно для метода "Вибросейс", в том, что системы регистрации имеют несколько секунд промежутка между окончанием регистрации одной записи и началом регистрации на другом источнике.

Волоконные оптические кабели имеют такую полосу пропускания для записи в режиме реального времени, что никакой временной интервал не теряется при передаче данных от скважинных систем до систем регистрации. Традиционные медные кабельные системы имеют время запаздывания до 20 секунд с окончанием свип сигнала при передаче данных по скважине, даже для наименьшей расстановки приемников с кратностью 24.

Многокомпонентная обработка данных ВСП

Большой прорыв в получении данных имел бы минимальную ценность без технологии обработки всех доступных данных. Геометрия 2Д и 3Д получения данных ВСП вызывает проблемы обработки данных, сводит на нет суммирование по ОГТ, которое можно применить к наземным сейсмическим методам (Рис 3). В весьма упрощенных терминах суммирование по общей срединной точке наземных сейсмических данных уменьшает проблему изображения и использования данных, при определении скорости нормального приращения (NMO), которая перемещает отражения в двойное время пробега с нулевым выносом. Асимметрия идущих вверх и вниз траекторий лучей при получении данных ВСП в настоящее время устраняет простое уравнение, аналогичное уравнению NMO.

Более ранние усилия создать 2Д и 3Д изображения отражений ВСП были ограничены отображением точки отражения, обычно называемой ВСП-ОГТ, преобразование ВСП-ОГТ часто используется как одномерный скоростной закон или одномерная глубинная модель.

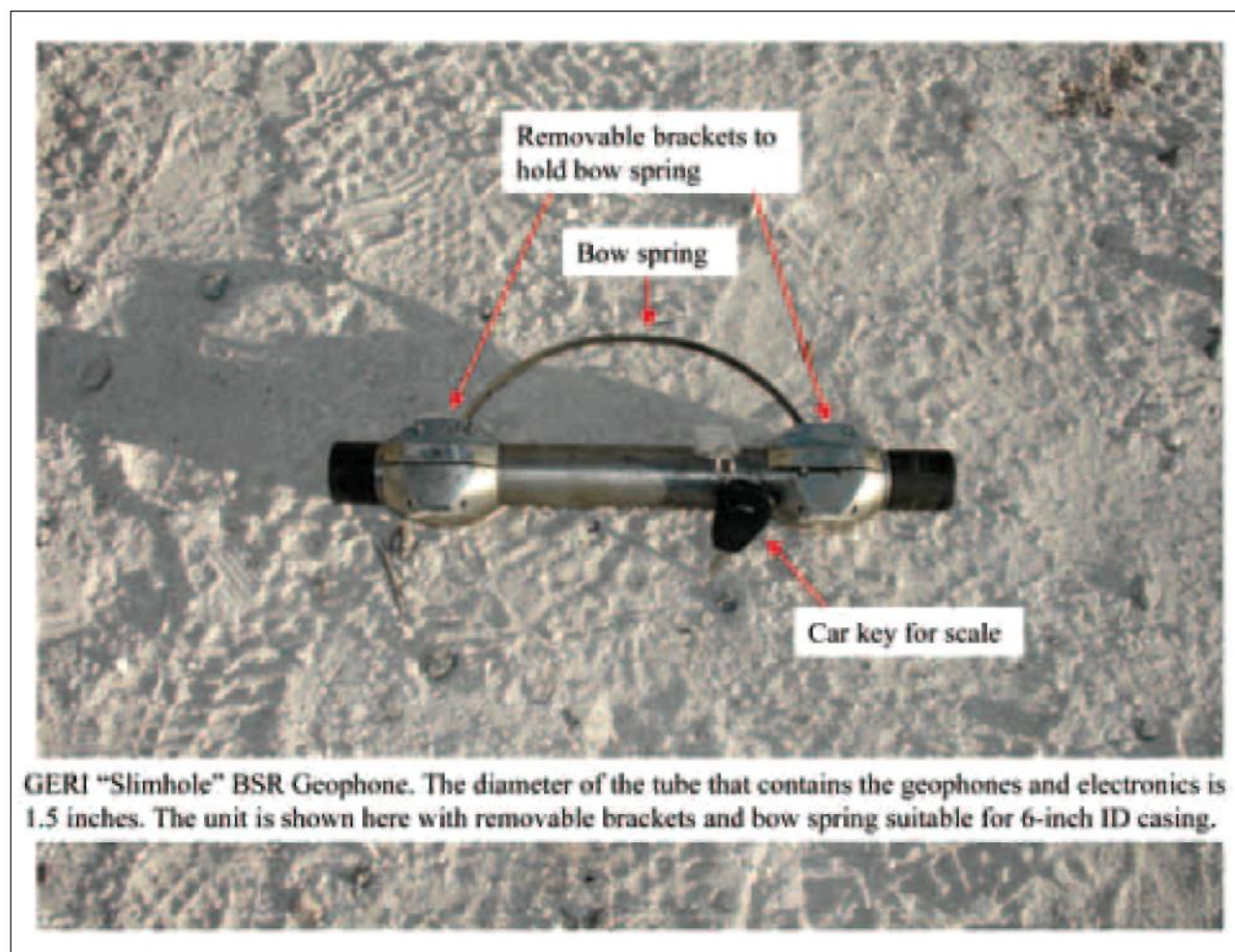


Рис 2 Зонд скважины малого диаметра. Трехкомпонентный зонд – приемник показан с устройством зажима. Вес показанного устройства - приблизительно 2 кг. До 480 этих зондов могут размещаться на кабеле из стекловолокна. Фактически, не существует запаздывания между приемниками и системой регистрации с максимальным числом зондов на кабеле.

Скважинная сейсморазведка

Последние версии преобразований Кирхгофа и конечно-разностной глубинной миграции до суммирования обеспечили большую гибкость для использования моделей со сложными скоростными функциями, но требуют детального знания переменной в пространстве скорости, переменной в пространстве анизотропии и скоростей в верхней части разреза для расчета статических поправок. Обычно эта детальная информация недоступна и трудно извлекаема из данных.

Дальнейшее развитие технологий обработки привело к обработке 2Д и 3Д ВСП во временной области. В этом методе не требуются условия, накладываемые в методе глубинной миграции, где скорости и анизотропные параметры могут быть получены из данных и может быть рассчитана поверхностно-согласованная статика. Изображения в этой статье получены с помощью современного метода во временной области. На Рис. 4 показан пример трехмерных данных, зарегистрированных в Западном Техасе в январе 2006. Цель съемки заключалась в том, чтобы использовать поисковую скважину, пробуренную за пределами разведанной площади, в которой был проведен комплекс трехмерных исследований ВСП. На рис. 5 показано соответствующее сравнение трехмерного изображения ВСП и 2Д сейсмического профиля, который проходит в 35 м от скважины с трехмерным ВСП. 2Д база данных была создана в этой бедной данными области в конце 2005 года. Несмотря на современные методы получения и обработки, получающееся изображение имело низкое качество по сравнению с трехмерным ВСП. Примеры из Западного Техаса и примеры, показанные на рисунке 1, доказывают, что трехмерные данные ВСП могут быть инструментом для определения площадок под бурение, в целях увеличения добычи.

Независимо от метода обработки, используемого для получения изображения, обработка 2Д и 3Д данных ВСП должна всегда включать по крайней мере следующие этапы обработки: редакция трасс, суммирование по серии взрывов, описание геометрии, расчет поправок за рельеф, регулировка усиления, поверхностно-согласованную деконволюцию и тщательный ручной расчет статических поправок за зону малых скоростей. Фактически все современные данные ВСП зарегистрированы трехкомпонентными приемниками, таким образом, граф обработки данных должен использовать возможности усиления сигнала, предоставленные 3С сейсмоприемниками посредством переменного во времени вращения или используя алгоритмы 3С миграции.

Полевые работы

Плотность источников

Рис 6 показывает расстановку пунктов возбуждения крупномасштабного трехмерного ВСП, проведенного в 2005 году. Она включает 1114 точек расположения источника вокруг скважины. Высокая плотность источников вблизи скважины нужна для того, чтобы точки расположения источника около ствола скважины обеспечивали меньшую область зеркальных отражений, чем точки расположения источника, далекие от ствола скважины.

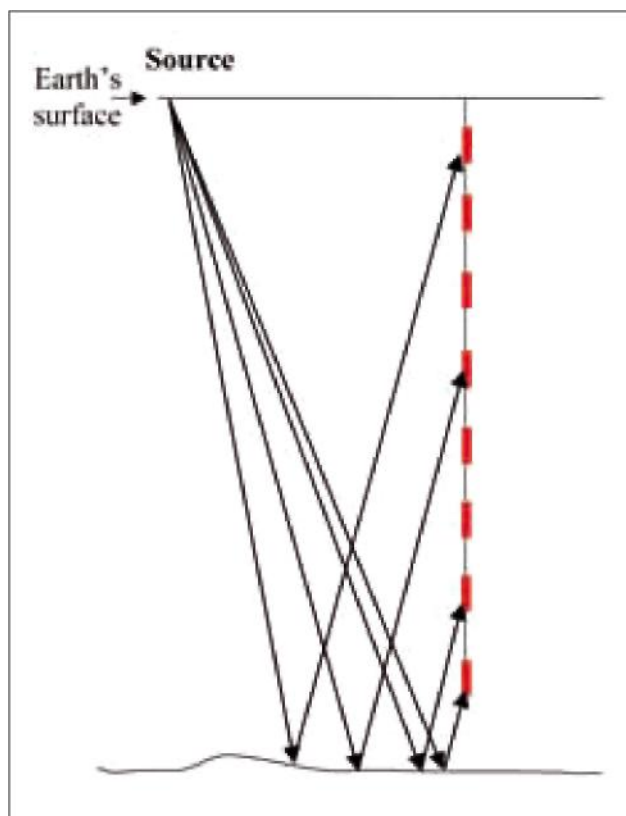


Рис 3 Геометрия ВСП с выносом. Асимметричные нисходящие и восходящие траектории луча, в конфигурации ВСП сходящихся в точках отражения, являются функцией источника, положения приемника и поля скоростей, в отличие от традиционного суммирования по общей средней точке. Асимметрия осложняет скоростной анализ отраженных волн, по сравнению с обработкой поверхностных сейсмических данных. Более высокая частота данных ВСП накладывает дополнительные условия на точность скоростного поля.

Перемещение приемников.

Для неглубоких резервуаров около 2400 м или менее, одиночный зонд высокой плотности последовательных 80 - 100 приемников, с расстоянием между зондами 15 м, может обеспечить апертуру в 1200-1500 м при вертикальном профилировании для каждого пункта взрыва. Источники должны занимать одну точку только в один момент времени. Более глубоководными продуктивными объектами поисков было бы разумно сделать запись до 3000 м вертикального профилирования, когда продольная группа сейсмоприемников должна быть перемещена в новое положение и точки расположения источника должны быть заняты повторно. Источник должен быть помещен в каждую точку для каждого нового положения продольной группы сейсмоприемников. Цель перемещения связки сейсмоприемников и многократно повторяющихся позиций источников состоит в том, чтобы моделировать, имея непрерывное расстановку сейсмоприемников в буровой скважине, которая имеет 3000 м в длину. Многократные возвращения в точку расположения источника требуют повторяемости формы сигнала; это в свою очередь требует, чтобы источник вибрационной сейсмике возвратился в то же положение при каждой регистрации. Взрывчатые вещества должны быть помещены по возможности в те же самые

Скважинная сейсморазведка

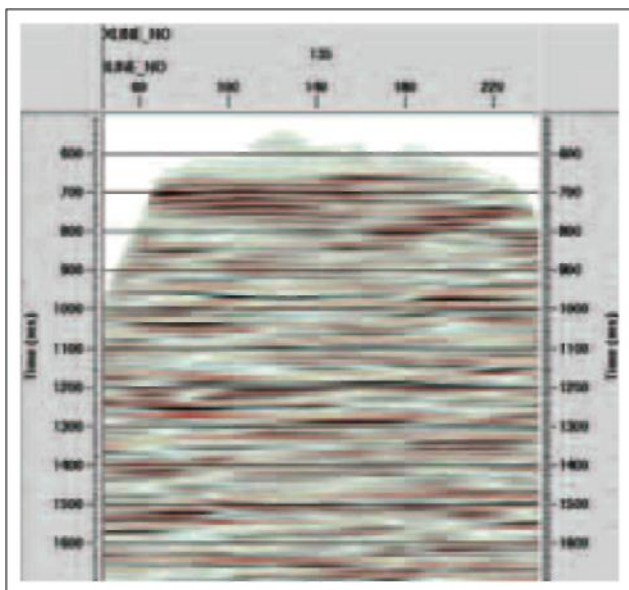


Рис 4 Это изображение - трехмерное ВСП на Западе Техаса. Набор данных был зарегистрирован в январе 2006 и используется для выбора оптимального места положения буровой площадки скважины с трехмерным ВСП. поверхностные условия для каждого положения точки расположения источника.

Проект съемки

Проект съемки ВСП может быть сначала сделан в офисе, но в конечном счете, геолог-разведчик должен будет посетить место проведения работ, чтобы определить проблемы доступа к месту, которые не могут быть обнаружены на карте. Большая часть разведывательной работы может быть минимизирована выбором точек расположения источника в современном пакете программ GIS (Географическая Информационная Система), используя недавно запущенный спутник Лидар, с высокой разрешающей способностью изображения. Геолог-планировщик может избежать расположения источников в местах размещения производственного оборудования, добывающей инфраструктуры или других зонах. Как только полевая партия фактически посетит точки расположения источника, буровые площадки могут быть зарегистрированы с помощью точной системы GPS. Современные бригады Вибрационной сейсморазведки должны избегать использования кольев в земле и флагов для навигации. Вместо этого рабочие на промысле должны иметь навигационную систему GPS, чтобы показать, где расположена каждая точка источника колебаний и траекторию от текущей точки расположения источника до следующего пункта взрыва.

Регистрация GPS

Системы GPS на вибраторах выполняют важную функцию для удобства оператора вибратора. Человеческая ошибка закрадывается во все большие проекты, самая обычная из них - когда наблюдатель записывает неправильное место работы вибратора. Этот тип ошибки обычно обнаруживается после того, как бригада оставила поле, иногда ошибки не могут быть исправлены при обработке. Современное оборудование GPS устраняет

эту проблему в 2Д и 3Д ВСП. Для этого необходимо, чтобы вибратор записывал место работы и время GPS, когда приемник получает электронный тон при свип-сигнале. Начальное время системы регистрации также содержит время GPS в заголовках трасс. Уточнение временных меток GPS обеспечивает точную и автоматическую геометрию источника.

Число источников

Обычно, требуется только одна Вибрационная сейсмическая станция на каждой точке расположения источника ВСП, а не группа вибраторов. Мы также думаем, что даже небольшие вибраторы (40 000 фунтов до 50 000 фунтов) соответствуют задачам 2Д и 3Д ВСП. Небольшие вибраторы минимизируют влияние сейсмического источника на экологию, оно может быть существенным на некоторых площадях работ. Обычно свип сигнал вибратора устанавливается до 160 гц или выше, для 2Д и 3Д съемок ВСП. На высоких частотах, механические системы вибраторов и электроника должны работать превосходно для получения необходимой повторяемости в точках расположения источника.

Использование сейсмовибраторов

Эффективный способ использования трех или четырех вибраторов при получении данных 3Д ВСП - получение записи от одного пункта вибратора, в то время как остальная часть вибраторов перемещается к следующим точкам расположения источников (напомним, один вибратор на ВП). В хорошо спланированной съемке всегда будет вибратор, готовый начать свипирование, как только последняя запись текущего свипа вибратора завершится. Когда одна запись закончилась, следующий доступный вибратор может начать свипирование, обычно в течение 2-3 секунд. Это говорит об оперативности скважинной системы регистрации. Не должно быть фактически никакой задержки передачи данных от сейсмоприемников к системе регистрации, чтобы свипирование могло быть начато в течение нескольких секунд после окончания предыдущей записи. Количество свипирований обычно колеблется от двух до 10 в зависимости от шумовых помех в буровой скважине и горизонтального выноса вибратора.

Оценка стоимости

Как с поверхностными сейсморазведочными проектами, планирование и опыт улучшают эффективность промысловых работ и минимизируют ошибки. Современные скважинные системы обеспечивают баланс оценки съемки, стоимости работ и рисков. Пределы экологических и ценовых затрат при минимальных усилиях могут быть приведены в соответствие с кратностью, измеряющейся сотнями современных многокомпонентных сейсмоприемников и существенным уменьшением времени работ. Технологии дают возможность устанавливать баланс для каждого отдельного случая.

Перспективы ближайшего будущего

Имеются обозримые цели, которые ставятся перед получением и обработкой данных 2Д и 3Д ВСП.

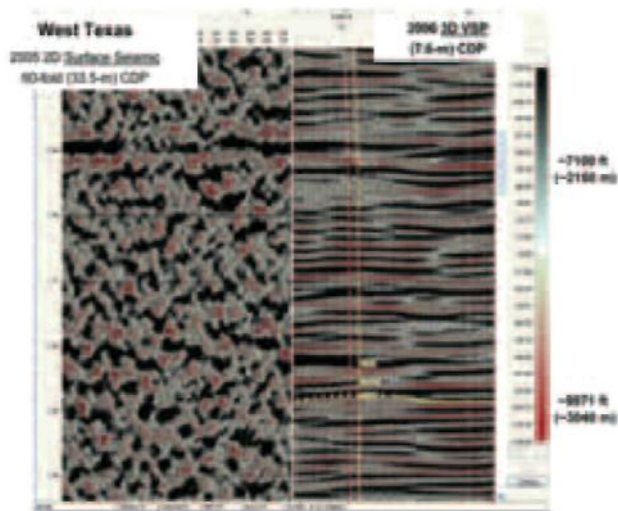
Скважинная сейсморазведка

Скважинные инструментальные средства могут быть собраны для развертывания в более широком диапазоне типов скважин при более низкой стоимости инструмента регистрации. Инновационные достижения помещают цифровые модули датчика в гибком НКТ малого диаметра, позволяющем эффективное развертывание в скважинах, находящихся под давлением, при искривленных стволах скважин и в потенциально опасных необсаженных скважинах.

Более эффективное использование ожидает источники Вибрационной сейсморазведки, когда одновременно будут регистрироваться сигналы от одиночных вибраторов в других местах работ. Индивидуальные исходные записи источников позже будут отсортированы при обработке сигнала. Успешно используется метод HFVS, развитый компанией Mobil, этот метод помогает делать запись трехмерных данных ВСП одновременно от четырех вибраторов. В некоторых случаях этот метод увеличил эффективность съемки более чем в три раза, по сравнению с регистрацией свип-сигнала от одиночных вибраторов при соответствующих точках расположения источника. Идея одновременных вибраторов, возможно, может быть задействована в дальнейшем при использовании комбинации регистраторов GPS и систем, работающих непрерывно в режиме реального времени. Используя эти передовые подходы, можно устранить потребность в тоне начала регистрации и в большой степени потребность в детальных журналах оператора.

Достижения в обработке данных затрагивают обменные S-волны, которые почти всегда присутствует в 2Д и 3Д данных ВСП. Интересно, что обычно существует прямая S-волна от обычных источников Вибрационной сейсмике, которая может быть обработана как прямое изображение отражения S-S. Способность использовать и P-волну и изображения S-волны увеличивает ценность трехмерных съемок ВСП.

Рис 5 Сравнение Сейсмических данных и трехмерного ВСП. На недавно зарегистрированных 2Д сейсмических данных, состыкованных с трехмерным ВСП, демонстрируется



качество данных по сравнению с трехмерными данными ВСП (справа). Эта область на Западе Техаса плохо отображается на данных поверхностной сейсморазведки, но, очевидно, для трехмерной технологии ВСП существует намного меньше проблем.

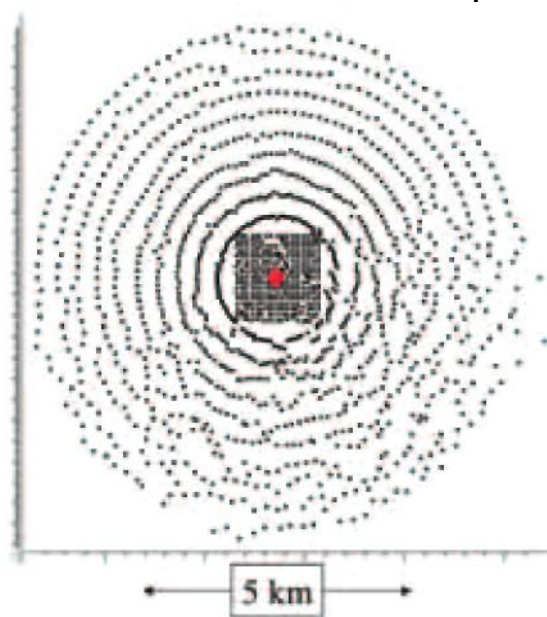


Рис 6 3Д карта расположения точечных источников ВСП. На карте точечного расположения источников нового трехмерного ВСП показано плотное расположение точек источников вокруг скважины с приемником центре съемки. Примерная кольцевая схема расположения источников в группе на сейсмических выносах обеспечивает однородное покрытие отраженными волнами. Целевая глубина для этой съемки составляет около 5000 м.

Предложенная терминология для съемок скважинного профилирования

Трехбуквенный акроним ВСП означает Вертикальное Сейсмическое Профилирование. Классическое название ВСП является соответствующим ВСП с истинным нулевым выносом, при котором источники и приемники занимают почти ту же самую координатную площадку и целью является получение сейсмического профиля МОВ для нормального падения. В 2Д и 3Д волновое поле ВСП преднамеренно регистрируется не в вертикальном положении, чтобы получить информацию об отражениях далеко от ствола скважины. Мы предлагаем, чтобы названия, используемые для обозначения технологии, ее поясняли и шли в ногу с технологией по мере усовершенствования. Мы предлагаем термин (СПС) Съемка с приемниками в скважинах, как общий термин, описывающий сейсморазведку с приемниками в буровой скважине. Например термины 2Д СПС, 3Д СПС, или мониторинговые исследования СПС точно описали бы традиционные приложения многомерной скважинной сейсмической разведки. Термин ВСП был бы специальным 1D случаем съемки СПС. Принятие этой наглядной терминологии обеспечило бы более непосредственное понимание метода, средств, которыми он достигается, и ценности информации, которую он обеспечивает.

Благодарности

Мы благодарим Nancy House и EnCana Oil and Gas, США, Денвер, Колорадо за разрешение на демонстрацию изображения на рис 1. и Jay May и Concho Resources, Midland, Texas за разрешение на демонстрацию сейсмических изображений на рис. 5 и 6.

