

Высокоразрешающее трехкомпонентное вертикальное сейсмическое профилирование 3D

High resolution 3D seismic imaging using 3C data from large downhole seismic arrays

Бьёрн Паулсон (Björn Paulsson), Мартин Кэрренбах (Martin Karrenbach), Поль Миллиган (Paul Milligan), Алекс Герц (Alex Goertz) и Алан Гардин (Alan Hardin) из сервисной геофизической компании Паулсон (Paulsson), вместе с Джоном О'Брайном (John O'Brien) и Доном МакГиром (Don McGuire) из нефтяной компании Анадарко (Anadarko) дают разъяснения, почему запись многокомпонентных сейсмических данных с приемниками, располагающимися в скважинах, а значит ближе к целевому интервалу, поможет избежать многих ограничений наземной сейсморазведки

Скважинная сейсморазведка, известная больше как вертикальное сейсмическое профилирование (ВСП), на протяжении нескольких десятилетий оставалась стандартным геофизическим методом. Хотя, в основном, эта методика раньше использовалась для получения связи время-глубина и трассы однократных отражений в точке скважины. Эти 1D-измерения могут быть распространены на 2D-случай путем использования различных выносов пункта возбуждения на поверхности. 2D-методика вполне подходит для интерпретации горизонтально-слоистого разреза, но для сложно построенных структур требуется 3D-регистрация данных и соответствующая 3D обработка. Помещение сейсмических приемников в нефтегазовые скважины, как показано на рис. 1, позволяет записывать более высокочастотные данные по сравнению с наземными методами. Причина этого проста: сейсмические волны должны всего один раз преодолеть исследуемую толщу пород по пути источник – приемник. При наземной же съемке волны должны пробежать по толще дважды. А каждый переход через слои пород вызывает более сильное затухание высокочастотных составляющих по сравнению с низкочастотными, что заметно ухудшает качество волновой картины. Частотный спектр скважинных данных обычно примерно в 2 раза шире наземных, что дает лучшее разрешение разреза.

В добавление к наличию более высоких частот, у скважинных данных есть и другие преимущества: данные ВСП обладают гораздо более высоким соотношением сигнал-шум, чем при наземных измерениях. Такое соотношение

Получается, благодаря низкому уровню шума в скважинной среде в сочетании с большой чувствительностью приемников, плотно прижатых к стенке скважины. Поверхностные приемники, наоборот, имеют плохой контакт с выветренными породами на поверхности и подвержены влиянию промышленных помех и шума окружающей среды. Жесткий контакт приемников со стенкой скважины обеспечивает регистрацию трехкомпонентных (3C) данных с высокой точностью. А это, в конечном счете, позволяет использовать при интерпретации поперечные и обменные волны и определять степень анизотропии с помощью анализа двойного преломления поперечных волн (см. Maultzsch, 2003). Наблюдение на одной волновой картине продольных и поперечных волн делает возможным атрибутивную интерпретацию таких свойств как флюидосодержание, поровое давление, направление деформации и характер распространения трещин. О'Брайн и др. (2004b) используют сейсмический мониторинг скважин для картирования изменений наиболее важных качественных признаков при контроле добычи. Другое преимущество ВСП заключается в удобной геометрии наблюдений, позволяющей фиксировать такие сложные структуры как подсолевые отложения, крылья соляных куполов или крутопадающих разломов.

Схематическое изображение среды при применении метода ВСП представлено на рис. 1. Типичное 3D сейсмическое изображение имеет форму конуса, в вершине которого располагается приемник. Размер конуса определяется глубиной приемника и величиной выноса пункта возбуждения.

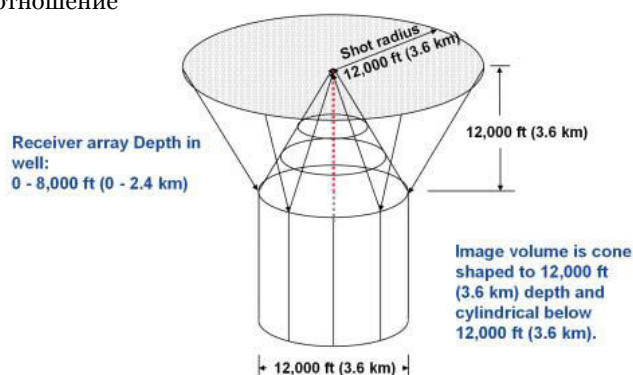


Рис. 1 Схематическое изображение среды при 3D ВСП с использованием одной длинной сборки приемников в скважине и круговой расстановки источников на поверхности.

Скважинные измерения на кабеле

Почему же при всех своих очевидных преимуществах перед наземными методами многокомпонентное ВСП так редко используется в нефтяной индустрии? Ответ прост: самая распространенная до сих пор приемная сборка ВСП состоит всего из 7 сейсмоприемников. Такая расстановка слишком короткая и имеет слишком мало каналов для эффективной регистрации огромных объемов данных, требующихся для 3D сейсмических построений. Стандартная расстановка из 7 приемников на кабеле имеет максимальную скорость передачи данных 500000 бит/сек, что ограничивает количество каналов до 48 (т.е. 16 трехкомпонентных приемников) при шаге дискретизации 2 мс. С другой стороны, при проведении ВСП можно зарегистрировать частоты 200 Гц и более, используя наземные источники (McGuire и др. 2002,

Геофизическое изучение коллекторов

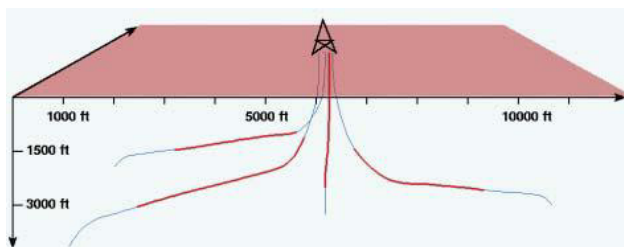


Рисунок 2 Пример четырех 80-уровневых расстановок, развернутых одновременно в четырех сильно наклонных скважинах, начиная от общей площадки; активные приемные секции показаны красным, траектории стволов скважин показаны голубым.



Рисунок 3 Буровое оборудование, развертываемое на насосно-компрессорной колонне, к которой прикреплена скважинная приемная расстановка.

2004). В такой обстановке требуется шаг дискретизации 1 мс или меньше, что ограничивает число уровней сейсмодатчиков ЗС до восьми или даже четырех, если требуется шаг дискретизации 1/2 мс.

Скважинные приемные расстановки, развертываемые в насосно-компрессорной колонне.

С целью преодоления ограничений технологий скважинных расстановок, необходимо увеличивать как число одновременно записывающих каналов, так и скорость передачи данных. Эти цели были достигнуты, используя собственный метод развертывания ЗС сейсмодатчиков, подсоединяемых к скважинной насосно-компрессорной колонне, для каждой компоненты датчика обеспечивается отдельный канал записи. С появлением длинных расстановок, развертываемых в насосно-компрессорной колонне, сейсмическое картирование 3D стало жизнеспособной и экономичной альтернативой. Изображения, получаемые с использованием этой съемки, обычно превосходят по точности и разрешенности записи изображения, получаемые при наземных сейсмических исследованиях. Современные технологии делают возможным развертывание до 1200 каналов в одной или более скважинах (O'Brien, 2004). Более того, распределяя длинные скважинные расстановки по широкой площади, можно увеличить объем куба данных. Эта идея продемонстрирована на Рисунок 2, в исследованиях на северном склоне Аляски участвовали четыре скважины



Рисунок 4 Корпуса сейсмодатчиков удалены один от другого на расстояние 50 футов, они соединены двумя трубопроводными соединениями.

(Sullivan et al., 2002). Все скважины на Рисунок 2 наклонные, некоторые из них имеют угол наклона порядка 75° относительно вертикали, что делает очень трудным развертывание кабельной расстановки без укладчика. Наоборот, расстановки, развертываемые в насосно-компрессорной колонне можно устанавливать без труда с большой точностью для случая сильно наклонных скважин.

Трубы являются структурным элементом системы и состоят из стандартных соединений лифтовой колонны, которые изготовлены с допуском по длине +/- 6 мм (+/- 1/4 дюйма). Точный допуск по длине и известные значения механических свойств и теплового расширения системы труб позволяют точно помещать приемники, как в вертикальные, так и в горизонтальные скважины. Развертывание длинных скважинных расстановок с использованием установки для капитального ремонта скважин показано на Рисунок 3. на Рисунок 4 показан корпус одного сейсмодатчика крупным планом на добывающем трубопроводе.

Фиксирование приемников достигается путем надувания вкладыша, расположенного за корпусом сейсмодатчика ЗС. Давление, необходимое для надувания, передается по системе труб, обычно перепад давления достигает 0.6 - 0.7 МПа. В качестве примера качества получаемых данных, на Рисунок 5 показана вертикальная компонента исходной записи съемки, датированной июлем 2004, в которой использовалось самое последнее поколение подобных расстановок. Данные, приведенные на Рисунок 5, были записаны расстановкой, начиная с поверхности до глубины 5500 футов с шагом 25 футов между уровнями приемников. Во время съемки использовалась скважинная 80-уровневая расстановка длиной 2000 футов с шагом между приемниками 25 футов. Вся расстановка перемещалась три раза, каждый раз в качестве источника служил взрыв динамита весом 2 фунта в скважине глубиной 20 футов.

План исследований и предварительное моделирование

Одна из трудностей планирования скважинных сейсмических работ 3D заключалась в обеспечении равномерного распределения поля в целевом объеме вблизи скважин, в которых располагались приемники. Как

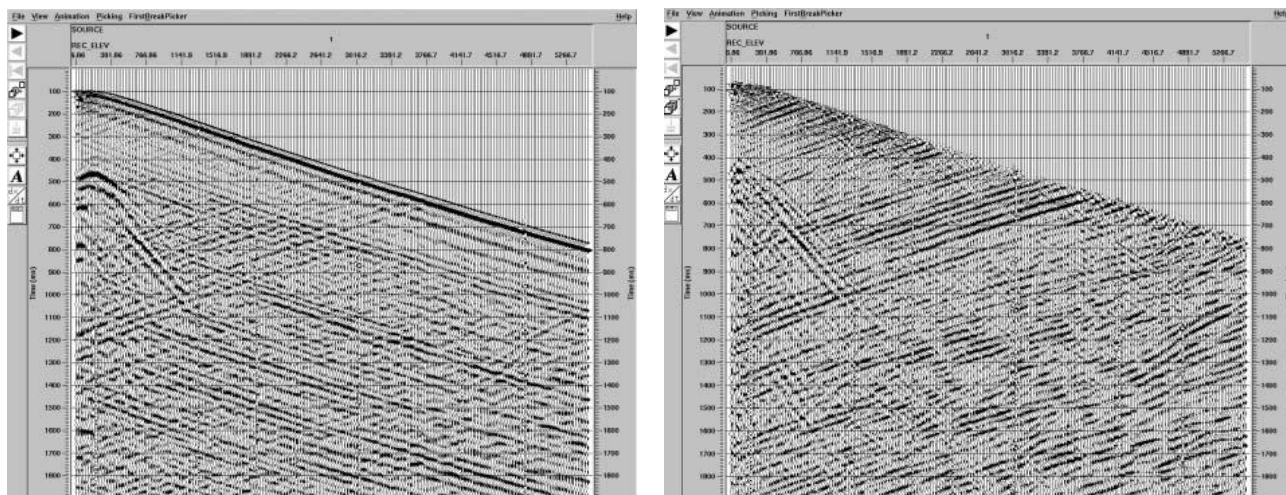


Рис. 5 (а) Необработанные данные, (б) поле восходящих волн для вертикальной компоненты, записанное с одной длинной расстановкой приемников. Всего использовалось 320 точек приема, зарегистрированные с помощью четырех последовательных перемещений сборки в 80 приемников. В качестве источника применялся заряд динамита (2 фунта), расположенный близко к скважине. Обратите внимание на высокое соотношение сигнал-шум для восходящих волн.

показал Van Gestel et al. 2003), на разрешенность полученного волнового поля и наличие помех сильно влияет выбор длины установки приемников и шаг между ними. В общем случае, чем длиннее расстановка, тем больше данных можно записать с хорошим разрешением. В то же время необходимо, чтобы приемники в расстановке располагались достаточно часто, т.к. иначе не удастся избежать эффекта аляйсинга на высоких частотах. В добавление, на качество волновой картины оказывает влияние расположение пунктов возбуждения на поверхности. Оптимальное расположение пунктов возбуждения нужно, чтобы обеспечить одинаковую зону охвата для каждого приемника в скважине. На основании теории зон Френеля (Кравцов и Орлов (Kravtsov & Orlov), 1980; Герц (Goertz) и др., 2003) вычисляется минимальный размер бина и таким образом определяется шаг между пунктами возбуждения, необходимый для получения поля, не осложненного аляйсингом на данной частоте. При задании однородной скоростной модели и одной вертикальной приемной скважины, этот оптимальный подход дает постепенно увеличивающийся шаг между источниками по мере удаления от скважины, как показано на рис. 6. При равном качестве разрешения такая схема требует примерно на 30% меньше пунктов возбуждения по сравнению с общепринятой методикой, где применяется равный шаг между источниками.

На рис. 6 отображена геометрия наблюдений и целевой горизонт газоносного пласта. Предварительное моделирование числа попаданий и углового перекрытия было сделано с помощью трассирования лучей (Vinje и др., 1996) для существующей 3D скоростной модели. Число попаданий получается при подсчете количества отраженных лучей в одном бине целевого горизонта (Рис. 7а). Анализ числа попаданий дает оценку размеров конуса, отображающего разрез на интересующем нас интервале, в зависимости от формы горизонта и 3D скоростной модели.

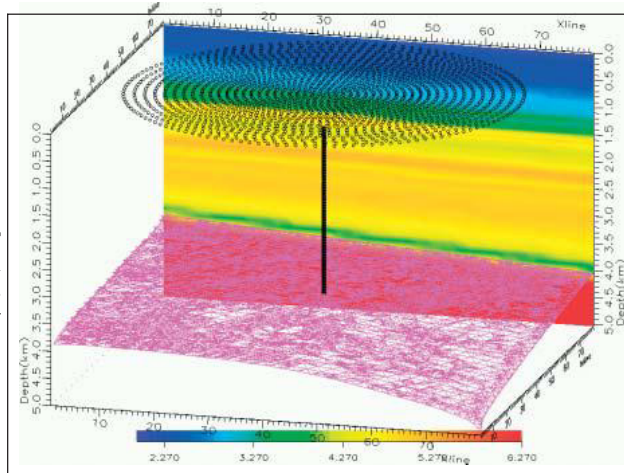


Рис. 6 Оптимальная геометрия наблюдений для одной приемной скважины. Продуктивный пласт находится как раз под приемной расстановкой. Применяется цветовая шкала скоростей Р-волн из 3D модели. Шаг между источниками последовательно возрастает в зависимости от расстояния до приемной скважины согласно теории зон Френеля.

По эмпирическим данным, отображаемая площадь равна половине максимального выноса источника (см. рис. 1). Особый интерес при динамической интерпретации скважинных сейсмических данных представляет возможность AVO/AVA-анализа (амплитуда отражения в зависимости от удаления/угла падения). За исключением контрольных записей данных и ручной обработки амплитуд, для извлечения AVO-атрибутов требуется строго определенная расстановка.

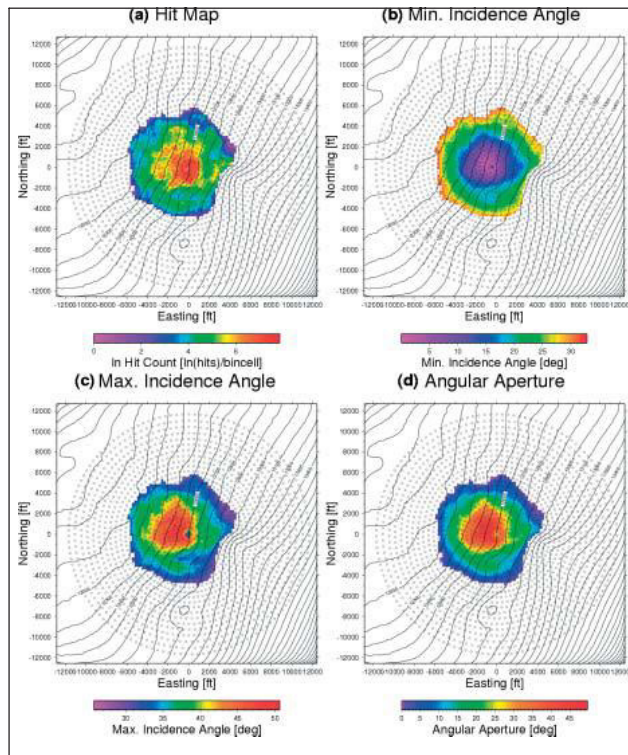


Рис. 7 Результат предварительного моделирования для геометрии наблюдений, изображенной на рис. 6. Незаштрихованные окружности означают точки возбуждения на поверхности, а черные линии представляют глубинные изолинии целевого горизонта. Часть (a) отображает распределение попаданий, (b) минимальный угол падения (c) максимальный угол падения, и (d) угловая апертура целевого горизонта.

В скважине отраженные амплитуды, как правило, измеряются более достоверно, чем на поверхности, т.к. поле отраженных волн не осложнено ВЧР и приемники сильно прижаты к обсадной колонне скважины. Тем не менее, угловое покрытие площади для 3D ВСП обычно менее единообразно, чем в сетке наземных наблюдений. Поэтому диапазон углов падения для каждой площади изображения должен быть определен заблаговременно. На рис. 7b и с изображены минимальный и максимальный углы падения для точек целевого горизонта. Вычитая минимальный угол падения из максимального, мы можем получить угловую апертуру (рис. 7d), а значит извлечь диапазон углов, в котором можно выполнять AVA-анализ.

Предварительное моделирование особо важно для того, чтобы удостовериться, что будет получено нужное нам 3D изображение. Параметры, которые должны быть определены во время проектирования для достижения цели и получения нужного разрешения, - это шаг между сейсморисерами, длина расстановки и расположение источников на поверхности.

Сейсмическое изображение данных 3D при длинных скважинных расстановках 3C

Использование длинных спускаемых в скважину установок приемников обеспечивает достаточную апертуру и частоту выборки для получения высокоразрешающего изображения 3D ВСП. Сейсмические данные с использованием длинных скважинных расстановок могут быть одновременно записаны в нескольких скважинах, оснащенных несколькими сотнями каналов, и эти скважины могут достаточно сильно отклоняться от вертикали. Учитывая огромный объем данных, получаемый при такой съемке, становится очевидным, что при обработке должны применяться некоторые новые методики по сравнению с традиционным ВСП.

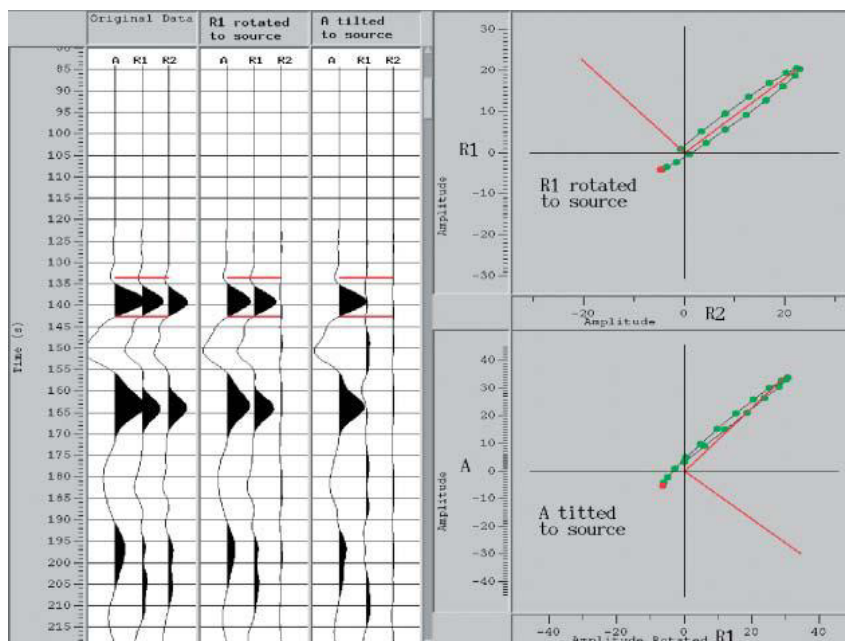


Рис. 8 Диаграмма смещения частиц используется для определения ориентации компонент сейсморисерников. Левое окно с трассами - необработанные трехкомпонентные данные, с осевой, первой (R1) и второй (R2) радиальными компонентами соответственно. В центральном окне изображены трассы после ориентации первой компоненты по направлению к источнику в плоскости перпендикулярной к скважине. В правом окне изображены трассы после ориентации и поворота осевой компоненты по направлению к источнику. Т.к. расположение осевой компоненты известно из инклинометрии скважины, нам нужен только угол поворота для сосредоточения максимума энергии на первой компоненте, соответствующей верхней диаграмме смещения частиц. Диаграммы смещения справа показывают превосходную точность в задании направления.

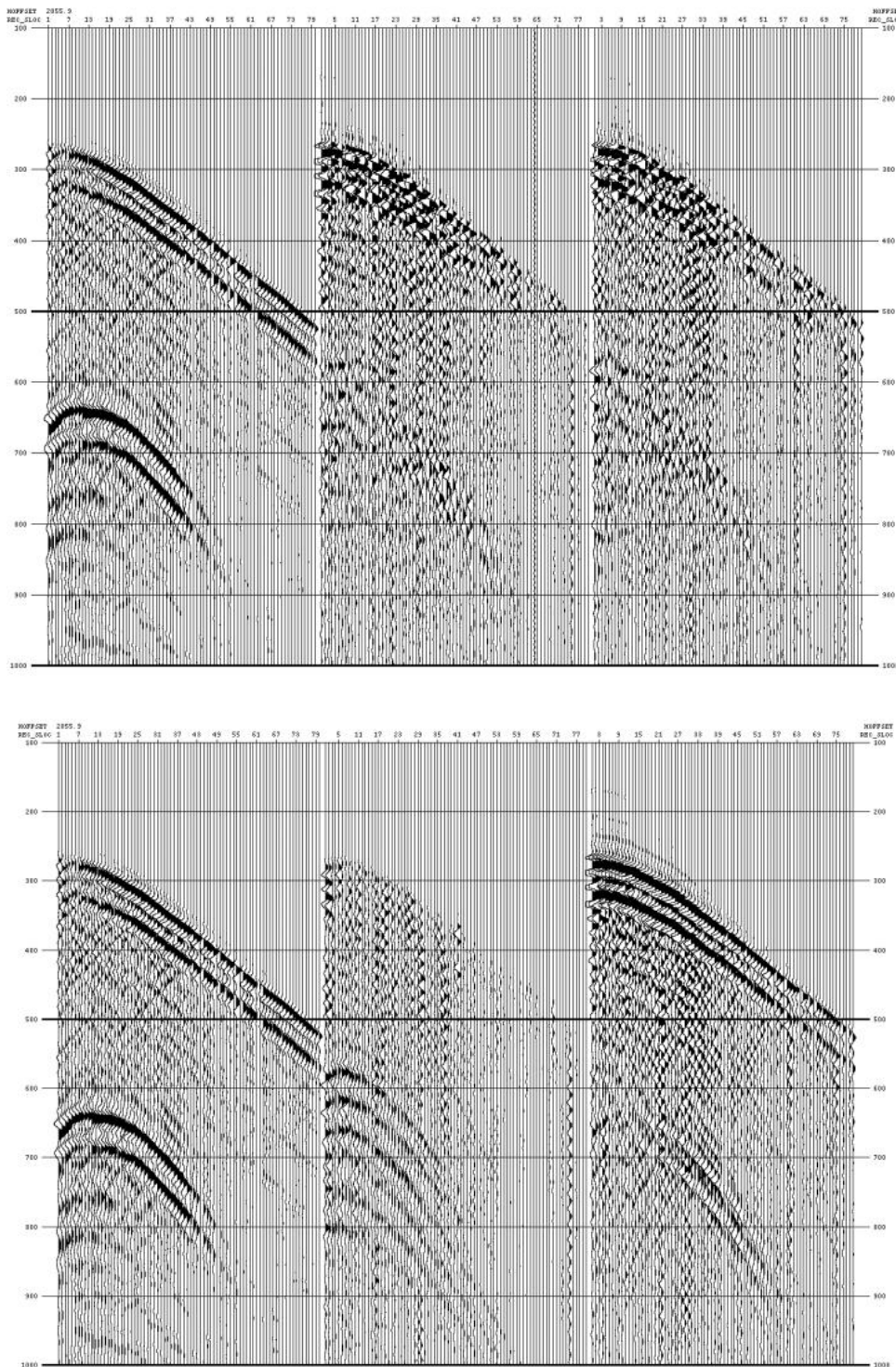


Рисунок 9 Исходные записи ЗС (а) до вращения; компоненты осевые, радиальные 1, радиальные 2; (б) после поворота относительно фактической XYZ; теперь осевая компонента вертикальна (Z), компонента радиальная 1 указывает на восток (X), а радиальная 2 указывает на север (Y). Мы можем заново обозначить эти компоненты как V, H1, H2 соответственно. Этот источник располагался 2055 футов к востоку от приемной скважины, поэтому компонента H2 соответствует максимальной энергии прямой волны и минимальной энергии соответствует компонента H1 (которая указывает на север).

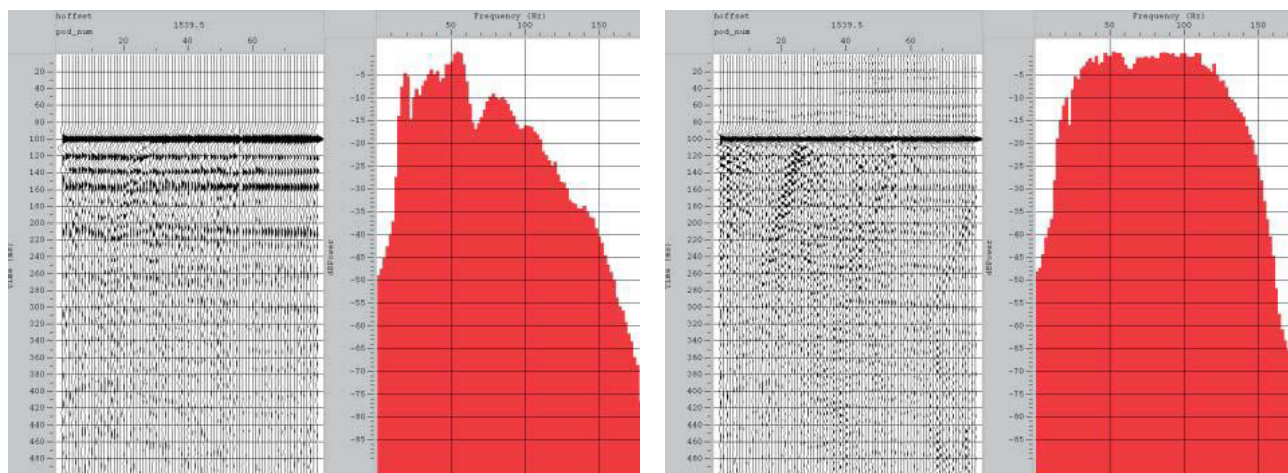


Рисунок 10 Спектр записи вертикальной компоненты, повернутой по направлению к источнику и выровненной по пикам первых вступлений; (а) перед деконволюцией с использованием формы импульса источника; (б) после деконволюции с использованием формы импульса источника. В данном случае мы использовали способ инверсии на основе нуль-фазового импульса для первых 200 мс.

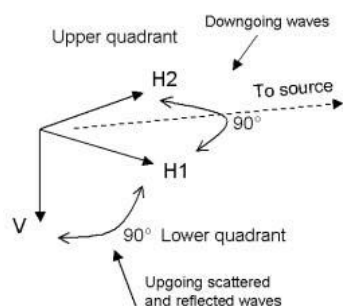


Рисунок 11 Ориентация компонентов сейсмоприемников, используемая для 3D-ЗС разделения полей волн. Три ЗС с компонентами, ориентированными на восток, север, и компоненты ориентированы так, чтобы азимут вертикальной компонентой, соответственно. Отдельные источники разделялся равным образом между H1 и H2 компоненты типичной сейсмограммы ОПВ показаны на компонентами, тогда как вертикальная компонента Рисунок 9а до вращения (осевая, радиальная1 и радиальная2), оставалась бы вертикальной (V). Приход искомой моды и на рисунке 9б после вращения относительно истинных XYZ восходящей волны ожидается где-то в нижнем квадранте (H1, H2, V).

3D по направлению к источнику.

Многокомпонентная ориентация

Расчет ориентации вектора приемника является уходом от традиционных способов обработки ВСП. Поскольку в расстановках не используется шарнирно-закрепленных сейсмоприемников, две радиальные компоненты ориентированы случайным образом после развертывания и закрепления в скважине. Однако, как только они были развернуты и закреплены в скважине, длинные скважинные расстановки остаются на своем месте на протяжении выполнения съемки 3D, что позволяет получать точную ориентировку радиальных компонент путем осреднения ее по набору пунктов возбуждения.

Ориентация двух радиальных компонент приемников определяется путем анализа диаграмм смещения частиц для первых вступлений для подгруппы пунктов возбуждения. Для вертикальных скважин, выбирается окружность расположения пунктов возбуждения при одном и том же удалении от глубины расположения приемников. Использование полной окружности помогает ослабить эффект изгиба луча вследствие латеральных изменений скорости. Однако, для сильно наклоненной скважины, имеется возможность расположить

линию точек возбуждения сразу над приемниками. Преимуществом использования подобных систем наблюдения для анализа диаграммы смещения частиц – является относительно прямолинейные траектории лучей, которые отвечают первым вступлениям, что ведет к уменьшению неоднозначности в ориентации радиальной компоненты. На Рисунке 8 показан анализ типичной диаграммы смещения частиц для ориентации компоненты приемника по одной точке возбуждения.

Как только выполнен анализ диаграммы смещения частиц, и все ориентации приемников известны, следующим основным шагом обработки является поворот совокупности исходных данных ЗС по истинной ориентации XYZ. Результатом этого является получение нового набора данных ЗС с компонентами, ориентированными на восток, север, и компоненты ориентированы так, чтобы азимут вертикальной компонентой, соответственно. Отдельные источники разделялся равным образом между H1 и H2 компоненты типичной сейсмограммы ОПВ показаны на компонентами, тогда как вертикальная компонента Рисунок 9а до вращения (осевая, радиальная1 и радиальная2), оставалась бы вертикальной (V). Приход искомой моды и на рисунке 9б после вращения относительно истинных XYZ восходящей волны ожидается где-то в нижнем квадранте (H1, H2, V).

Обработка продолжается, следующим ее этапом является пикирование времен первых вступлений (FB), за этим идет анализ формы импульса источника и расчеты обратного фильтра. Для того чтобы облегчить пикирование первых вступлений и анализ формы импульса источника, данные ЗС поворачивают для усиления компоненты прямой Р-волны, или компоненты прямой S-волны. Получаемые обратные фильтры учитывают неидентичность условий возбуждения-приема и являются детерминистскими, результатом их применения является получение импульса, пригодного для использования в глубинной миграции до суммирования (PreSDM). На Рисунке 10 показан пример сравнения типичной сейсмограммы ОПВ до (а) и после (б) деконволюции и применения полосовой фильтрации. Времена первых вступлений используются позже для построения скоростной модели и расчета 3D статических поправок за пункт взрыва.

Многокомпонентное разделение волнового поля

Вторым основным отличием от традиционной обработки данных 2D ВСП является метод разделения волнового поля до картирования 3D. Целью разделения волнового поля является изолирование отраженных восходящих волн и рассеянной энергии, которые затем используются в качестве входных данных в процедуру скалярной глубинной миграции Кирхгофа до суммирования (PreSDM). Традиционно, разделение

Геофизическое изучение коллекторов

волнового поля для построения изображения с помощью отраженных волн 2D ВСП выполнялось с упором на однократно отраженные волны в вертикальной плоскости источника-приемника, или напрямую путем максимизации энергии отраженного сигнала, или косвенным способом, путем максимизации энергии сигналов, приходящих под ожидаемым углом однократно отраженных волн от горизонтальных слоев. Для достижения этих целей могут использоваться оба метода: 3С вращение и регулировка направленности расстановки. Отраженные и дифрагированные волны приходят под различными углами в картируемом объеме, и все эти волны должны использоваться для построения изображения. Поэтому желательно, чтобы апертура приемной антенны была как можно более широкой в трех направлениях для того, чтобы обеспечить запись всех возможных рассеянных/отраженных волн. Вследствие этого, технология разделения волнового поля 3D-3С помогает выбирать необходимую моду восходящей волны из самого широкого диапазона углов падения (в идеале с изотропным откликом), при этом происходит ослабление нежелательной моды нисходящей волны.

Процедура разделения волнового поля 3D-3С начинается с поворота горизонтальных компонент по направлению к источнику (смотрите Рисунок 11). Затем три компоненты математически комбинируются для выделения требуемой восходящей волны с единичным откликом независимо от угла подхода в нижнем квадранте 3D, при этом также происходит ослабление нежелательной нисходящей волны, подходящей из верхнего квадранта. Затухание становится максимальным, если нежелательная нисходящая волна подходит с углом падения 45°, в противном случае она ослабляется в соответствии с характеристикой направленности диполя (смотрите Рисунок 12). Остаточная энергия прямой нисходящей волны максимальна в первом вступлении после проведения деконволюции и может быть подавлена с помощью мьютинга. Для выбора моды восходящей волны, т.е. восходящей Р, или восходящей SV перекладывается полярность компонент, в то же время ослабляется дополнительная нисходящая мода. Для областей, для которых характерен сильный обмен мод, имеется одно предостережение: выделение восходящих волн Р-Р может быть осложнено нисходящими волнами Р-S, и наоборот. Эти нежелательные моды волн дают артефакты в изображениях после суммирования, необходимо провести фильтрацию таур для их подавления до миграции.

Кроме того, технология разделения волнового поля 3D-3С невозможно использовать традиционные методы, такие как разрешает наклон всех осей 3С, при сохранении кинематические поправки для преломленной волны или ортогональности, что позволяет иметь дело с наклонными томография на криволинейных лучах для определения (не вертикальными) скважинами, в которых приемник скорости в слое выветривания или изменений мощности на может быть непосредственно под точкой положения области, покрытой источниками. Вместо этого для расчета источника на поверхности. При вертикальном угле, времен вступлений прямых волн от источника к приемнику в традиционное разделение поля волн 3С ВСП прибегает копеночной скоростной модели используется алгоритм скоростной фильтрации, или изменению диаграммы построения лучей. Расчетные времена вступления направленности приемной расстановки, что может сравниваются с реальными пикировками первых вступлений. значительно сузить апертуру приемной антенны и Разность между пропикированными и расчетными неблагоприятно ослабляет отраженные/дифрагированные временами прихода для каждого из источников может быть волны, приходящие во всех направлениях. Это может быть усреднена и применена в качестве статической поправки как вредно для картирования сложных структур 3D, например, показано на рисунке 13.

Статика в скважинной сейсморазведке 3D источником на поверхности

Ввод 3D статик в скважинной сейсморазведке с источником на поверхности является сложной задачей, если нет точной скоростной модели приповерхностного слоя. Из-за того, что все приемники обычно располагаются под зоной

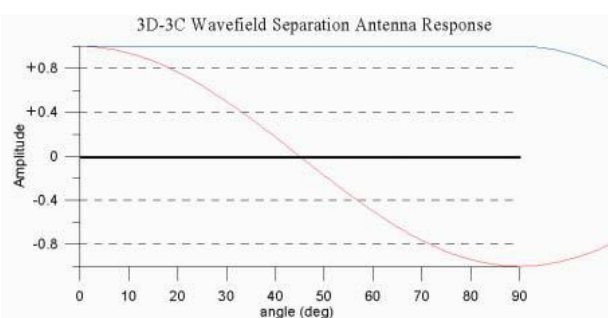


Рисунок 12 Диаграмма угловой направленности приемной антенны после разделения поля волн. Ось со значениями 0-90° соответствует горизонтальной или вертикальной плоскости в нижнем или верхнем квадранте 3D по направлению к источнику. Красная кривая - затухание нежелательной (нисходящей) волны. Голубая кривая - характеристика для желательной (восходящей) волны. Можно видеть, что при угле падения 45°, наблюдается максимальное затухание нисходящей волны.

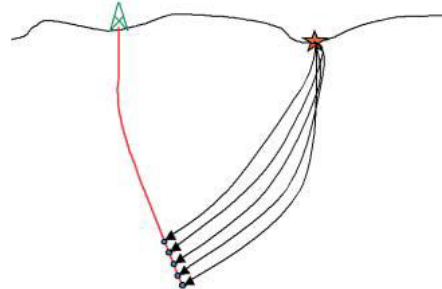


Рисунок 13 Статические поправки в скважинной сейсморазведке с источником на поверхности учитывают среднее значение разности между несколькими значениями времен пробега между временами прихода с использованием алгоритма построения лучей и пропикированными временами первых вступлений, для одного источника, и группы (n) сейсмоприемников. Значение статической поправки является функцией усредненной разности:
$$\sum \frac{1}{n} (\text{первое вступление расчетное} - \text{первое вступление пропикированное}).$$

выветривания и занимают небольшую площадь по латерали, используются моделирование, может содержать в себе неточности скоростной модели на участке между скважиной, где располагается источник и скважиной, где находится приемник, а не относится только к точке источника. Поэтому, каждая статическая поправка, по сути, привязана к заданной скоростной модели, и любое изменение скоростной модели автоматически требует обновления статической поправки.

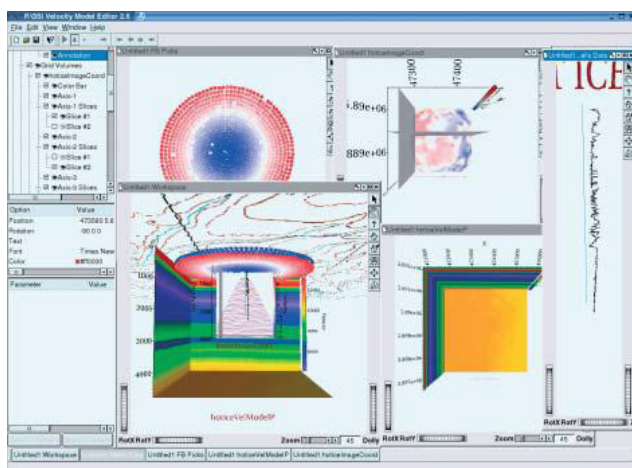


Рисунок 14 Комбинированное 3D изображение и детальное изображение интегрированного набора данных для построения скоростной модели. Вспомогательная информация объединена с данными и результатами обработки для интерактивной коррекции модели и контроля качества.

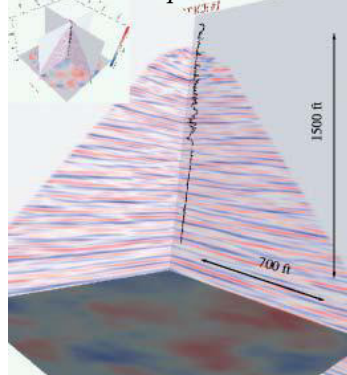


Figure 15 3D представление высокоразрешенного изображения метан-гидратов на Северном склоне Аляски, с наложенной каротажной кривой. Скважина была обсажена в верхней части и необсажена в нижней части. Глубинное изображение 3D точно увязывается с каротажной кривой в деталях, что позволяет проводить детальную интерпретацию на удалении от скважины.

Оценка скоростей и глубинная миграция до суммирования

Вслед за этими этапами предварительной обработки, разделения полей волн и амплитудной балансировки данных, производилась глубинная миграция до суммирования с использованием метода Кирхгофа для построения изображения. Благодаря распределению поля в раскрытие антенны скважинной сейсморазведки 3D, будет удобно параметризовать алгоритм миграции в обозначениях угла падения. Это позволяет проводить пересортировку мигрированных данных в области углов падения, таким образом, чтобы можно было получить сейсмограммы для одинаковых углов падения, как с целью обновления скоростной модели, так и для изучения AVA. Для получения кинематического структурного изображения полных кубов в отраженных волнах P-P или P-S, можно комбинировать частичные изображения после глубинной миграции до суммирования.

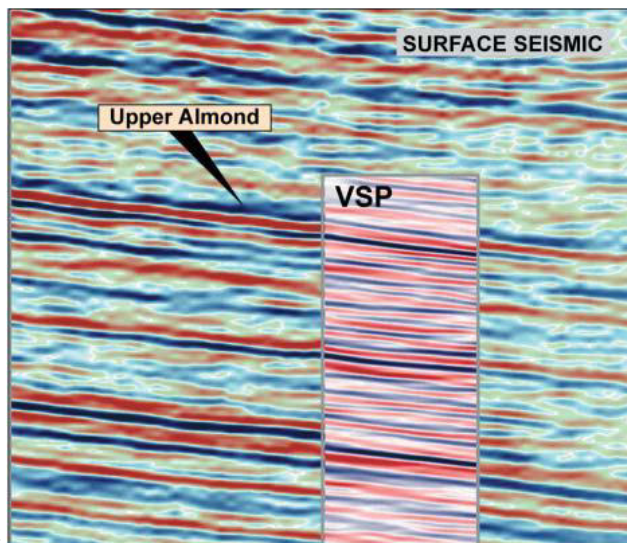


Рисунок 16 Сравнение глубинного среза сейсмической записи 3D, со срезом изображения ВСП 3D на одном и том же участке. Отметим увеличение разрешения и детальности изображения ВСП 3D.

Глубинные отображения чувствительны к скоростной модели, и требуется большая осторожность при построении куба скоростей 3D. Для достижения этой цели используется инструмент для построения интерактивной скоростной модели в итеративном режиме. Используются как данные ВСП, так и априорная геологическая информация. Также могут учитываться проинтерпретированные горизонты или другие априорные данные. При этом используются томография на прямых и отраженных волнах и анализ кинематики в глубинной области. Для анализа кинематики используются сейсмограммы общих углов падения в глубинной области.

Оценка скоростной модели - итеративная процедура по своей природе и для ее обновления используется аппарат интерактивного управления скоростной моделью (смотрите рисунок 14). Для анализа важно использовать всю доступную вспомогательную информацию по району исследований, включая каротажные диаграммы, отбивки по скважинам, информацию по горизонтам, расчет траектории лучей, скоростные модели и изображения мигрированных кубов данных. Только тогда можно эффективно использовать интерактивные процедуры обработки для получения скоростной модели, достаточно точной для использования в PreSDM. Далее мы проиллюстрируем методику ВСП 3D на двух примерах, в них ясно показан диапазон применения данной методики.

Высокоразрешенное картирование 3D при исследовании метан-гидратов

В феврале 2004 года была проведена съемка 3D ВСП в связи с бурением разведочной скважины и постоянным отбором керна (Hot Ice #1) на северном склоне Аляски (McGuire et al., 2004). Целью проведения ВСП была идентификация и оконтуривание латеральных вариаций в толще в пределах зоны стабильности гидратов (HSZ) с использованием группы высокочастотных сейсмических источников 3D на поверхности и длинной приемной расстановки в скважине.

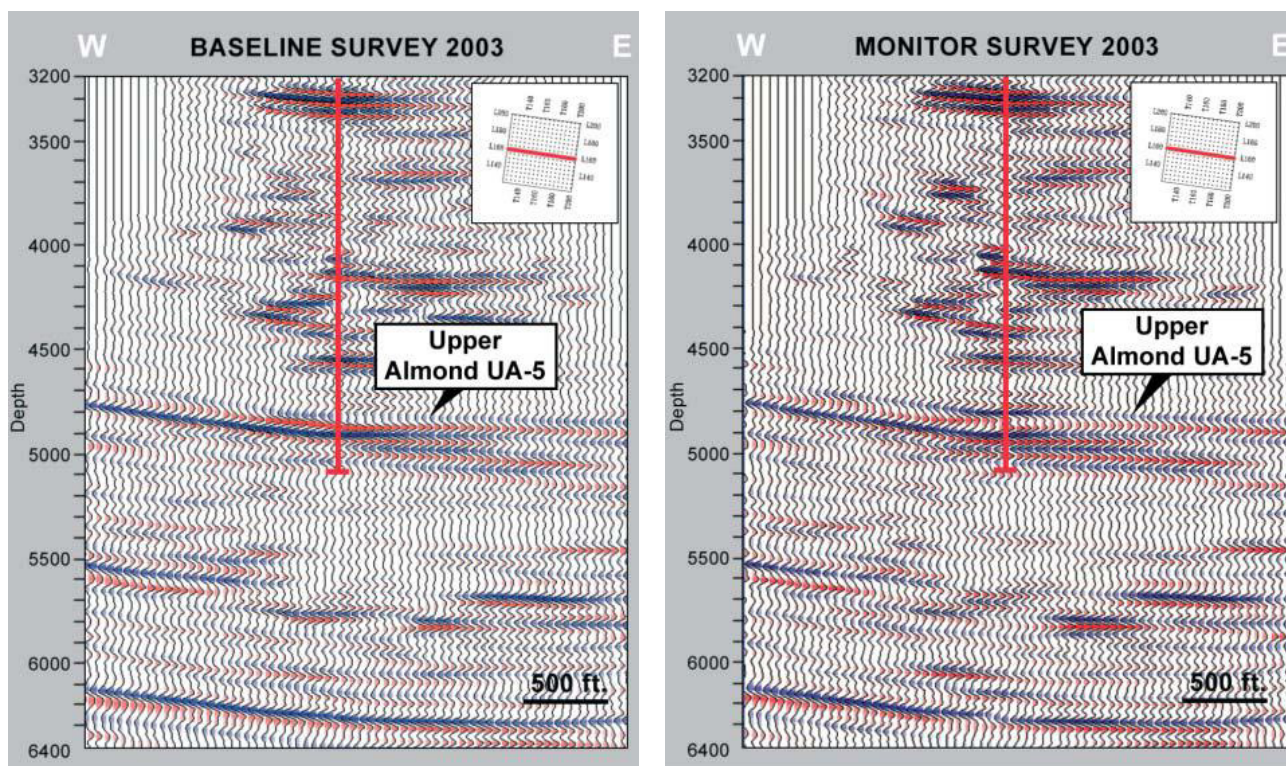


Рисунок 17 Вертикальный глубинный срез изображения 3D ВСП по (а) базисным исследованиям до закачки CO_2 в формацию в Верхнего алмонда, и (b) после закачки CO_2 . Заметим явные изменения в коэффициентах отражения вокруг скважины.

Моделирование, проводимое до проведения съемки, указывало на то, что только скважинная съемка 3D даст возможность использовать достаточно высокую частоту для успешного картирования тонких гидратоносных пластов.

Сигнал сейсмического источника состоял из двух свипов с линейной зависимостью частоты длительностью 10 секунд в диапазоне 8-220 Гц на каждом из 1185 пунктов возбуждения на поверхности. Сейсмические данные были записаны с помощью 80-уровневой скважинной расстановки 3С с шагом между сейсмоприемниками 25 футов.

На Рисунке 14, показан инструмент интегрированного интерактивного построения скоростной модели, который был использован для анализа данных Hot Ice #1. В главном окне показано высокоразрешенное изображение куба 3D, наложенное на скоростную модель 3D, которая была использована для PDSM. На круговой расстановке сейсмических источников показаны времена прихода первых вступлений, отмеченные разными цветами и приведены акустические каротажи. На Рисунке 15 показан общий вид куба данных 3D. Кривая АК наложена в центре изображения 3D имеющем вид конуса. На глубинном срезе на глубине порядка 2200 футов ниже поверхности в деталях видна пятнистая структура распределения амплитуд на этом целевом уровне.

Изображение крупным планом на Рисунке 15 демонстрирует отличную корреляцию между кривой акустического каротажа и глубинным изображением. На каротажной кривой показаны два участка с различными характеристиками. Верхняя секция соответствует обсаженной части скважины, нижняя секция представляет собой необсаженную часть ствола скважины.

Высокоразрешенное изображение 3D согласуется на всем диапазоне скважины и хорошо коррелируется с априорными скоростными скачками на кривой АК.

Высокоразрешенный мониторинг в целях 3D картирования

В 2001 компания Anadarko Petroleum Corp приступила к проекту усовершенствованного извлечения нефти с помощью закачивания CO_2 на участке Monell на месторождении Patrick Draw в штате Вайоминг, описание проекта дается в работе O'Brien et al. (2004). Целями этого проекта было тестирование процедуры закачивания и отклик коллектора на закачку CO_2 . Часть проекта предусматривала мониторинг движения фронта CO_2 с помощью периодических наблюдений 3D ВСП при использовании длинной скважинной расстановки.

Базисная съемка 3-D ВСП проводилась на скважине Monell 180 ST-1 в январе 2002 с использованием длинной скважинной расстановки, затем съемка была повторена в июне 2003 спустя 18 месяцев после закачки CO_2 . Как для базовой, так и для мониторинговой съемки, скважинная расстановка, состоящая из 80 уровней сейсмоприемников с шагом 50 футов, была помещена, начиная с точки вблизи поверхности до глубины порядка 4300 футов. Источник типа вибросейс генерировал сигнал в диапазоне 8 -180 Гц. Пункты возбуждения простирались с полным азимутальным покрытием до максимального выноса порядка 5000 футов от скважины.

На рисунке 16 приведены сейсмические данные и отображение данных ВСП 3D для сравнения. Данные наземной сейсморазведки характеризуются полосой частот до 60 Гц на этих малых глубинах

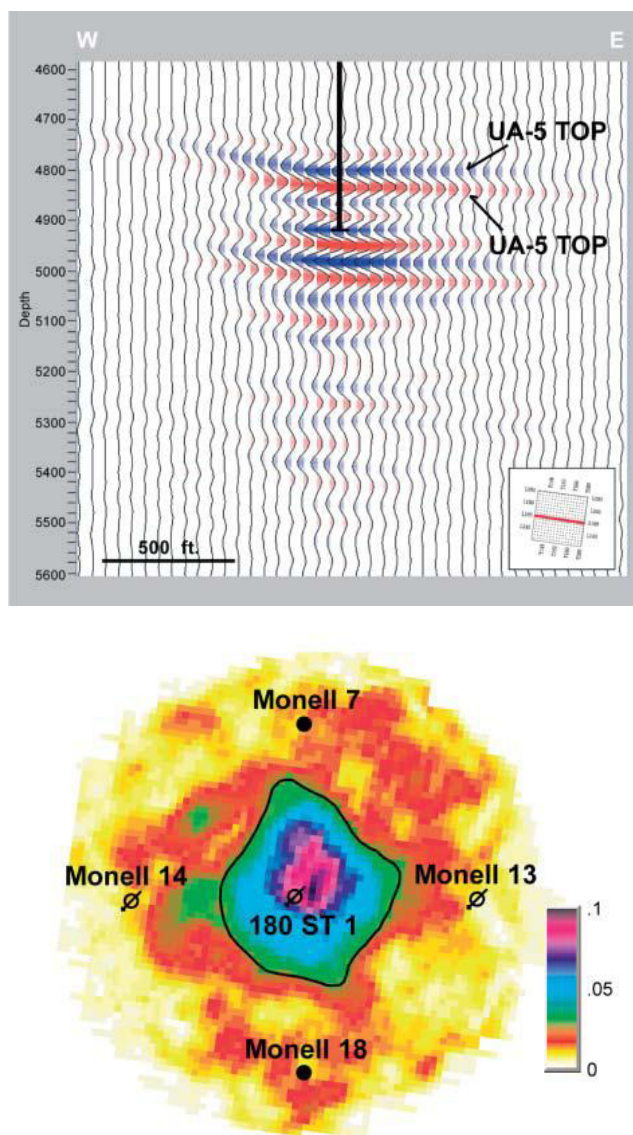


Рисунок 18 а) Вертикальный срез 4D в точке положения скважины разности между базисной съемкой и съемкой после закачивания CO_2 . Заметьте, что кроме изменений коэффициента отражения в верхне-алмондском слое, также имеются явные изменения в подстилающих слоях, они вызваны "проталкиванием вниз" этих отражений из-за изменений скоростей после закачивания- CO_2 . б) Карта горизонтальных амплитуд вдоль кровли верхнего алмонда UA-5 отличается высокой детальностью и высоким отношением сигнал/шум и отражает протяженность и направление нагнетания CO_2 , производившегося в течение 18 месяцев.

а данные ВСП имеют значительно более высокий частотный состав и вертикальное разрешение, которое обеспечивает более детальное отображение.

На рисунках 17а и б показаны результирующие вертикальные срезы с востока на запад через куб 3D изображения для базисной и периодической

съемок, соответственно. На рисунках представлено прекрасное изображение коллектора верхнего Алмонда UA-5, можно провести детальное сравнение изменений амплитуд благодаря закачке CO_2 . На рисунке 18а данные мониторинга были взаимно выровнены и вычтены из данных базисной съемки, после этих процедур четко выделяются изменения, произошедшие в коллекторе в интервале 42 футов; эти изменения можно приписывать закачиванию CO_2 . На рисунке 18б приведена карта разности амплитуд периодических наблюдений на уровне коллектора. Закачивание CO_2 производилось в центре скважины Monell 180. По мере закачивания CO_2 акустические свойства коллектора изменялись незначительно, это давало начало изменениям амплитуд сейсмических волн на изображении 3D. На отображении периодических наблюдений 3D ВСП ясно фиксируется закачивание CO_2 в коллектор, с помощью визуализации можно получить информацию по скорости процесса закачивания и азимутальной однородности потока и убедиться, что нет неохваченных участков.

Выводы

Исследования с использованием длинных скважинных сейсмических расстановок 3С эволюционировало в мощную технологию 3D картирования и получения характеристик коллектора. Скважинная съемка 3D-3С обеспечивает получение данных высокой точности и с высоким частотным составом, что обеспечивает детальность картирования с превосходной разрешающей способностью по вертикали и латерали. Превосходная воспроизводимость съемки и высокий уровень сигнал/шум позволяет применять сложные методики динамического мониторинга коллектора. Возможность привязки глубинных сейсмических данных к данным каротажных кривых обеспечивает точность и уменьшает неточности картирования 3D. По сравнению с данными наземной сейсморазведки, количественные характеристики волнового поля могут определяться напрямую в глубинной области. Несколько примеров, приведенных в данной работе, показывают, как эта методика применяется для определения характеристик сложных коллекторов, которые не могут эффективно картироваться с использованием наземной сейсморазведки. На многих участках со сложным стратиграфическим строением требуется высокоразрешенное картирование, которое удается осуществить только с использованием высокочастотных, высокоточных сейсмических наблюдений в скважине.

Благодарности

Мы хотим поблагодарить компании Paulsson Geophysical и Anadarko Petroleum Corp за предоставление разрешения на публикацию результатов картирования. Данные наземной сейсморазведки любезно предоставлены компанией PGS Onshore. Технология длинных приемных скважинных расстановок финансируется благодаря совместному гранту DE-FC26-01NT41234, получение данных на месторождении метан-гидратов Hot Ice финансируется из общего гранта DE-FC26-01NT4133, который выделен Американским департаментом Энергетики национальной лаборатории энергетических технологий.

Литература

Bredbeck, T. and Buehring, R. [2003] 3D Vertical Seismic Profiles - Implications for Reservoir Characterization, Lithology and Fluid Detection. *EAGE Workshop*, Stavanger, Norway.

- Chopra, S., Alexeev, V., Manerikar, A. and Kryzan, A., [2004] Acquisitions/Processing-Processing/integration of simultaneously acquired 3D surface seismic and 3D VSP data. *The Leading Edge*, **23**, 5, 422.
- Goertz, A., Mueller, C., Buske, S. and Lueth, S. [2003] Elastic Fresnel-Volume True-amplitude Multicomponent Migration. *65th EAGE Annual Conference, Stavanger, Norway*.
- Kravtsov, J. A. and Orlov, J. [1980] *Geometrical Optics in inhomogeneous media*. Springer Verlag.
- Maultzsch, S., Liu, E., Li, X.-Y., Daley, T., Queen, J., Cox, D. [2004] Shear-wave splitting analysis of a 3D VSP from the San Juan Basin. *65th EAGE conference, Stavanger, Norway*.
- McGuire, D., Runyon, S., Williams, T., Paulsson, B., Goertz, A. and Karrenbach, M., [2004] Gas Hydrate Exploration with 3D VSP Technology, North Slope, Alaska. *SEG 74th Annual International Meeting*.
- O'Brien, J., Kilbridge, F. and Lim, F. [2004] Time-Lapse 3-D VSP Monitoring of a CO₂ EOR Flood. *SEG 74th Annual International Meeting*.
- O'Brien, J., Kilbridge, F. and Lim, F. [2004] Time-Lapse VSP Reservoir Monitoring. Submitted to *The Leading Edge*.
- Sullivan, C., Ross, A., Lemaux, J., Urban, D., Hornby, B., West, C., Garing, J., Paulsson, B., Karrenbach, M. and Milligan, P. [2002] A massive 3D VSP in Milne Point, Alaska. *SEG 72nd Annual International Meeting*.
- Van Gestel, J. and Ray, A. [2002] VSP survey design using finite difference modeling, *SEG 72nd Annual International Meeting*, Expanded Abstracts, 2361-2364.
- Van Gestel, J., Hornby, B., Ebrom, D., Sharp, J. and Regone, C., 2003, Effects of changing the receiver array settings on VSP images. *SEG 73rd Annual International Meeting*, Expanded Abstracts, 2278-2281.
- Vinje, V., Iversen, E., Astebol, K. and Gjoystdal, H. Estimation of multivalued arrivals in 3D models using wavefront construction - Part I. *Geophysical Prospecting*, **44**, 819-842.