

Двойная инверсия, применяемая к многокомпонентным сейсмическим данным 2D по прибрежной зоне Ливии Dual inversion applied to 2D multi-component seismic data onshore Libya

Кристиан Ханиш,^{1*} Лука де Винченци,¹ Вольфганг Хеерде,¹ Жан Марк Мишель,² и Дамьен Семонд²

Введение

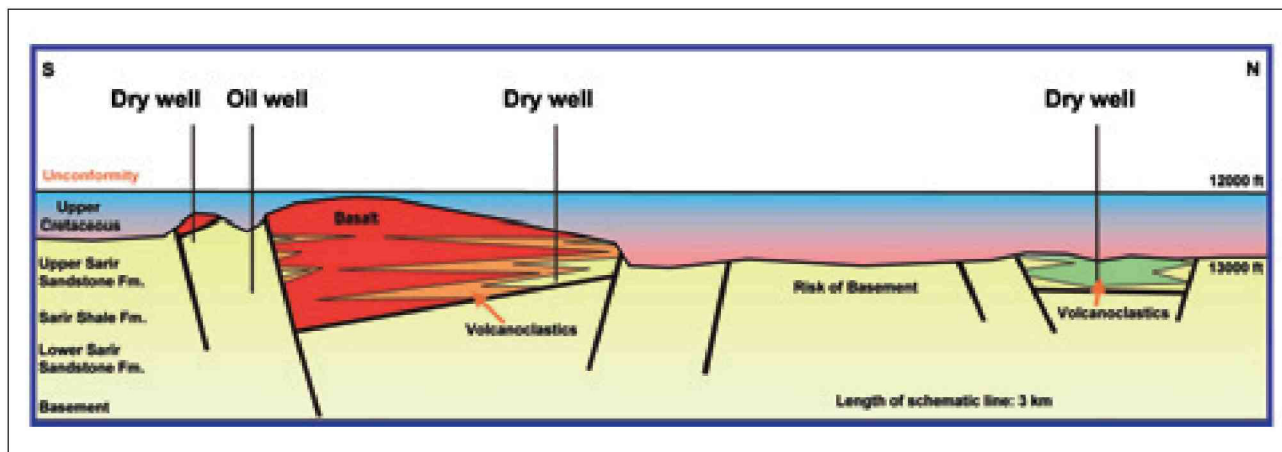
Наземная концессия 97 компании Wintershall-Libya включает месторождение Nakhla, где нефть добывается из песчаного коллектора Sarir глубиной почти 4 км. Для каждой новой разведочной скважины на месторождении, равно как и для каждой оценки месторождения или разведочной скважины в концессии и окружающих участках основной риск представляет отсутствие песчаного коллектора Sarir. Песчаные коллекторы могут частично или полностью отсутствовать из-за базальтовых интрузий, вулканогенно-обломочных отложений или малоглубинного геологического фундамента. Изображение 1 иллюстрирует связанные с этим риски, демонстрируя схему трехкилометровой линии, являющуюся наихудшим случаем с тремя сухими скважинами и только одной нефтяной. Глядя на статистику по скважине, можно заключить, что совокупный риск ниже, но тем не менее существенен, примерно 10-30%.

На протяжении многих лет было потрачено много усилий со стороны геофизики и геологии, чтобы понять проблему и, несмотря на большие успехи в области качественного понимания (Weihe et al., 2004; Fornaciari et al., 2003), был лишь ограниченный успех в плане количественной предсказательности, то есть ответе на вопрос, каков риск встретить неколлектор в новом положении скважины. Эта статья рассматривает многокомпонентную сейсмику, которая, как мы полагаем, формирует значительный шаг по направлению к количественной предсказательности.

Однако следует всегда помнить о том, что способность ответить на вопрос требует полного понимания всех геолого-физических характеристик и, благодаря их сложности, не может быть ограничена только техническим подходом.

Современный уровень обработки, применяемый к стандартным (основанным на продольных волнах) сейсмическим данным, не дает нам возможности провести различие между нефтеносным песчаником Sarir глубиной почти 4 км, от геологического фундамента, вулканогенно-обломочных отложений, базальтовых препятствий и селевых потоков в изучаемой области. Только крупные базальтовые объекты могут быть обнаружены в процессе основанного на продольной волне определения характеристик коллектора.

Данные акустического каротажа скважины (изображение 2) показывают низкое соотношение скоростей продольных/поперечных волн для коллектора (1.55 – 1.7) и высокое (1.8 – 2.1) для всех нерезервуаров (геологический фундамент, вулканогенно-обломочные отложения и базальт) с одним исключением. Это наводит на мысль, что соотношение скоростей продольных/поперечных волн должно быть физическим параметром, который допускает дифференциацию между резервуаром и нерезервуаром в этом участке. Однако приводимое исключение осложняет исследование. В данном участке были описаны четыре типа геологического фундамента. Один из них, Gargalf Group, также демонстрирует низкое соотношение скоростей продольных/поперечных волн (примерно 1.7 по данным акустического каротажа). Gargalf Group представляет сильно раздробленный геологический фундамент и весьма насыщен флюидом, что объясняет низкое значение соотношения скоростей продольных/поперечных волн. Таким образом, соотношение скоростей продольных/поперечных волн (или смежный коэффициент Пуассона) является физическим параметром, который позволяет дифференциацию между резервуаром и большинством (но не всеми) нерезервуарами.



Изображение 1 Схема, иллюстрирующая риск попадания в нерезервуар (базальтовые интрузии, вулканогенно-обломочные отложения, малоглубинный геологический фундамент) и представляющая наихудший вариант с тремя сухими скважинами и только одной нефтяной вдоль одной линии. Совокупный риск гораздо ниже, порядка 10-30%

¹ Wintershall Holding AG.

² CGGVeritas.

Соответственный автор, E-mail: christian.hanitzsch@wintershall.com.

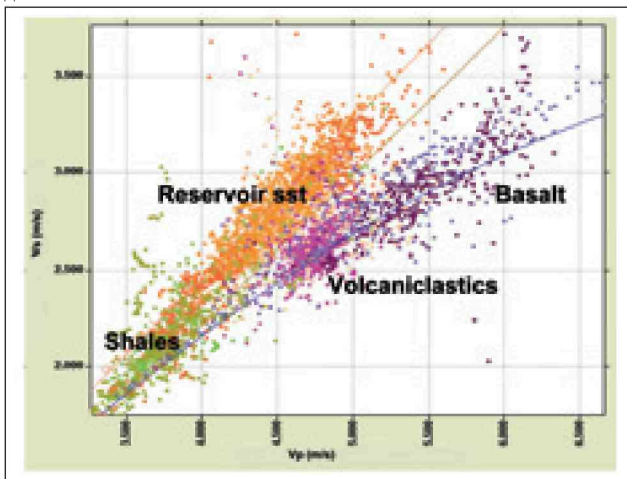
Многокомпонентная регистрация и обработка.

Сложной задачей было точно предсказать соотношение скоростей продольных/поперечных волн в глубокозалегающем объекте исследований до начала бурения. Таким образом, компаниями AGESCO/CGG в 2004 г. было проведено 2D3C (многокомпонентное) исследование, состоящее из 11-ти профилей (общая длина 212 км.). Обработка была выполнена компанией CGG в 2005 г. от имени компании Wintershall-Libya. Это было первым многокомпонентным исследованием в Ливии. Группа вибраторов использовалась в качестве источника продольных волн, а трехкомпонентные сейсмоприемники исполняли роль многокомпонентных датчиков. Максимальное удаление 5.5 км обеспечило захват углов отражения волны до 40 градусов и сделало возможным дать наиболее точную оценку скоростям продольных и поперечных волн. Координаты устья скважины (в P и S режимах) записывались каждый километр, чтобы свести к минимуму проблемы со статическими поправками поперечной волны (оказалось, что такая высокая плотность была обоснована для данного района работ).

Граф обработки являлся специфическим для проекта, так как это был один из первых случаев, когда для выявления литологии была применена технология. Для данных по PP-PS-волнам последовательно был применен граф обработки с истинной амплитудой и полной временной миграцией до суммирования по алгоритму Кирхгофа. Сильные регистрационные помехи были отфильтрованы по сейсмотрассам PP и PS. Наличие данных о скоростях продольных и поперечных волн в скважине от мелководья до изучаемого участка было одним из ключевых элементов успешной обработки. Полярность контролировалась с помощью PP и PS коэффициентов отражательной способности скважин, а амплитуда сейсмической волны была точно определена для коэффициентов отражения скважин.

Непрерывная интерпретация перед двойной инверсией

Перед тем как использовать результаты обработки для одновременной упругой инверсии ("двойной инверсии"), необходимо было построить априорную модель соотношения интервалов скоростей продольных/поперечных волн по различиям во времени прихода. PP- и PS-сейсмика непосредственно связана неизвестным полем соотношения скоростей продольных/поперечных волн, поэтому вместо двух отдельных интерпретаций требовалась одна одновременная интерпретация двух массивов сейсмических данных.



Изображение 2 Сводный график скоростей волн сжатия и разрежения в сопоставлении со скоростями сдвиговых волн по диаграммам акустического каротажа по скорости на изучаемом участке, показывающий, что соотношение скоростей продольных/поперечных волн (или смежный коэффициент Пуассона) является физическим параметром, который позволяет дифференциацию между резервуаром и большинством (но не всеми) нерезервуарами.

как продемонстрировано на изображении 3, интерпретация была выполнена при помощи специальной рабочей станции Vector Vista компании CGG(Wild and Souffez, 2006). Это гарантировало, что соотношение интервалов продольных/поперечных волн от проинтерпретированных различий во времени прихода везде сохранялось в физически значимых рамках.

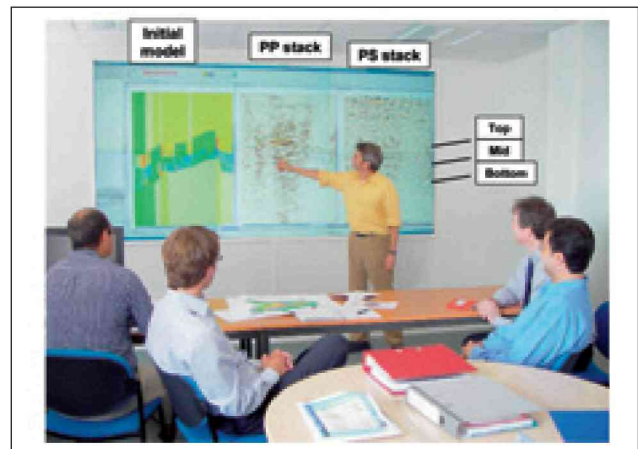
PP- и PS-сейсмика была последовательно проинтерпретирована по трем горизонтам: верхнему, среднему и нижнему перспективному пласту (изображение 4). Изображение слева показывает PP-сейсмику в истинной амплитуде (т.е. без какого-либо усиления, выравнивания трасс или иных методов, обычно применяемых для улучшения изображения). Для объекта исследований между PP-временем пробега равным 2 – 2.5 качество изображения удовлетворительное. Слабые амплитуды под грабенном являются хорошим напоминанием о затухании и рассеянии продольных волн в сложных участках. Изображение посередине показывает PS-сейсмику, еще раз в истинной амплитуде, при этом объект исследований расположен между PS-временем пробега равным 3.4 – 4.1. Непрерывность отражений низкого качества, но этого было достаточно, чтобы продолжать проект. Изображение справа показывает априорную модель, рассчитанную по проинтерпретированным различиям по времени прихода.

Имели место проекты, когда такой тип модели скоростей продольных/поперечных волн считался окончательным результатом. Сравнение со скважинными данными быстро обнаружило тот факт, что выявленная литологии, основанная лишь на различиях по времени прихода, будет недостаточно, по крайней мере, для изучения данной проблемы из-за неоднозначности пропикированных времен прихода. Также, скоростей продольных/поперечных волн, полученных от обработки, недостаточно из-за неточности пропикированных скоростей и нехватки разрешения.

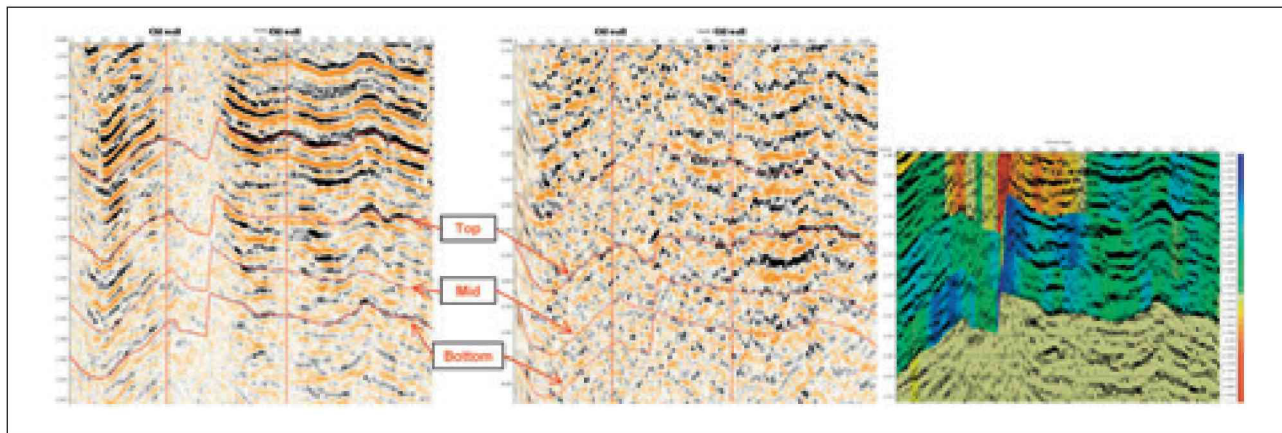
Двойная инверсия

Вводимые данные по двойной инверсии (изображение 5) представляли PP-AVO параметры Rpp (перехватывание PP-волн), Gpp (градиент PP-волны) и Gps (градиент PS-волны). Основными параметрами для инверсии были: априорная модель скоростей продольных/поперечных волн, границы площади разведки и плотность. Комбинированная инверсия характеристик PP- и PS-волн AVA увеличивает надежность и разрешение определения соотношения скоростей продольных/поперечных волн. Сопоставление данных по времени пробега и амплитуде по геологическим волнам позволяет последовательно выполнять скрепление данных PP- и PS- волн.

Двойная инверсия (Garotta et al., 2002; Dariu et al., 2003) представляет собой метод получения свойств упругой породы по комплексному обращению многокомпонентных данных AVO. В отличие от стандартной инверсии,



Изображение 3 Командная работа: интерпретация с использованием специального ПО.



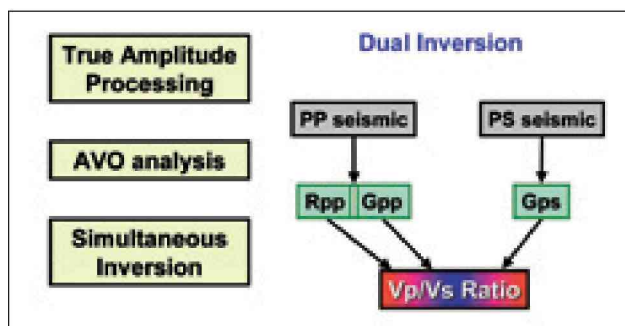
Изображение 4 Изображения с сохранением истинных амплитуд (подробнее в тексте) PP- сейсмики (слева) и PS- сейсмика (справа). Последовательная интерпретация верхнего, среднего и нижнего перспективных пластов была использована, чтобы рассчитать априорную модель скоростей продольных/поперечных волн (справа).

использующей волны с одним типом колебаний в процессе инверсии, двойная инверсия одновременно согласовывает данные по времени пробега и амплитуде по PP- и PS-данным. Инверсия осуществляется в два этапа: сначала вычисляются скорости продольных и поперечных волн, чтобы свести к минимуму несоответствие между A (скорости продольных и поперечных волн), полученное по интервальному времени пробега PP и PS и A (скорости продольных и поперечных волн), полученное по амплитуде сейсмической волны. На втором этапе полученные оптимальные значения скорости продольных и поперечных волн могут быть использованы для оценки значений скорости продольных, поперечных волн и значений плотности. Значения скорости продольных, поперечных волн и значения плотности искажаются в случайном порядке, и вычисляются синтетические параметры AVO. Реальные и синтетические параметры AVO сравниваются в схеме общей оптимизации 1D с использованием вариационного математического аннелинга для нахождения оптимального решения. Длина шага автоматически регулируется во время программы охлаждения, устойчивой методики для улучшения точности результатов инверсии. Априорные ограничения параметров гарантируют, что конечный результат будет близким к тенденции изменения параметров по низкой частоте. В нашем случае был необходим только первый этап для инвертирования скоростей продольных и поперечных волн.

Анализ влияния

В районе работ было обнаружено двенадцать резервуаров, шесть из которых имели данные акустического каротажа по продольным и поперечным волнам над уровнем резервуара. Данные о скважине были лишь косвенно использованы в инверсии (для масштабирования по амплитуде и контроля полярности). В качестве слепого испытания было использовано несколько массивов данных по резервуару, но только впоследствии их сделали доступными для сравнения. Эти жесткие массивы данных были наиболее пригодны для того, чтобы добиться доверия, а также понять ограничения технологии, применяемой к массиву данных.

Было выполнено несколько анализов влияния. Изображение 6 (слева) показывает две разных априорных модели (рассчитанных по различиям во времени пробега двух разных интерпретаций "А" и "В", верхнее и нижнее изображения). Двойная инверсия (с одновременным использованием данных по амплитуде и времени пробега) вычислила улучшения, показанные в середине, которые различаются для двух случаев. Сравнение окончательных результатов (справа) показывает очень похожие изображения. Существует две зоны четкого отличия, которые выделены белыми эллипсами — одна в области слабых PP-амплитуд под грабенном (как показано на изображении 5, очевидно, амплитуды неэффективны, когда они слишком слабые),



Изображение 5 Схема двойной инверсии.

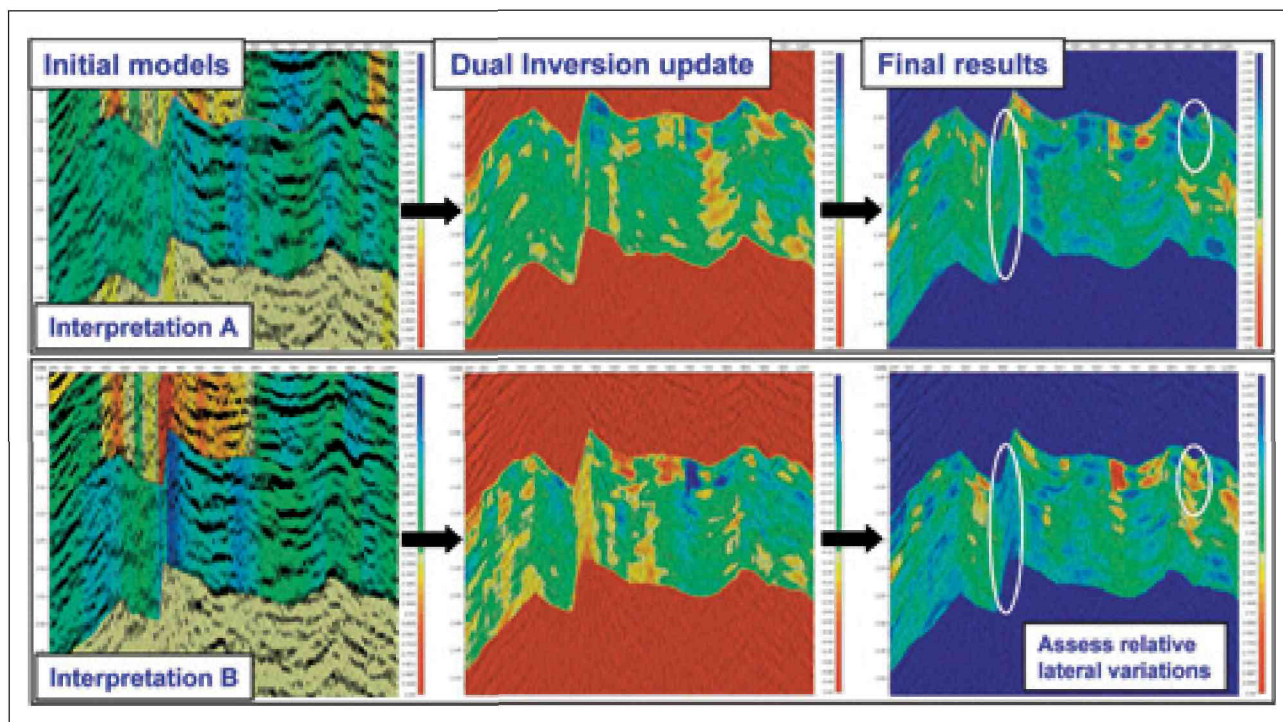
а другая справа, приписываемая непоследовательности интерпретации.

Заключение от этого и других анализов влияния таково, что крайне важным является последовательный пикинг одной и той же оси как на PP-, так и на PS-сейсмическом разрезе. Выбор того, какую волну нам необходимо последовательно пикировать как верхнюю и нижнюю, менее важен. Двойная инверсия была применена дважды с различными априорными моделями как входные данные для каждой линии не только для тестирования, но и для производственной обработки. Сходства и различия очень полезны для интерпретации окончательных результатов.

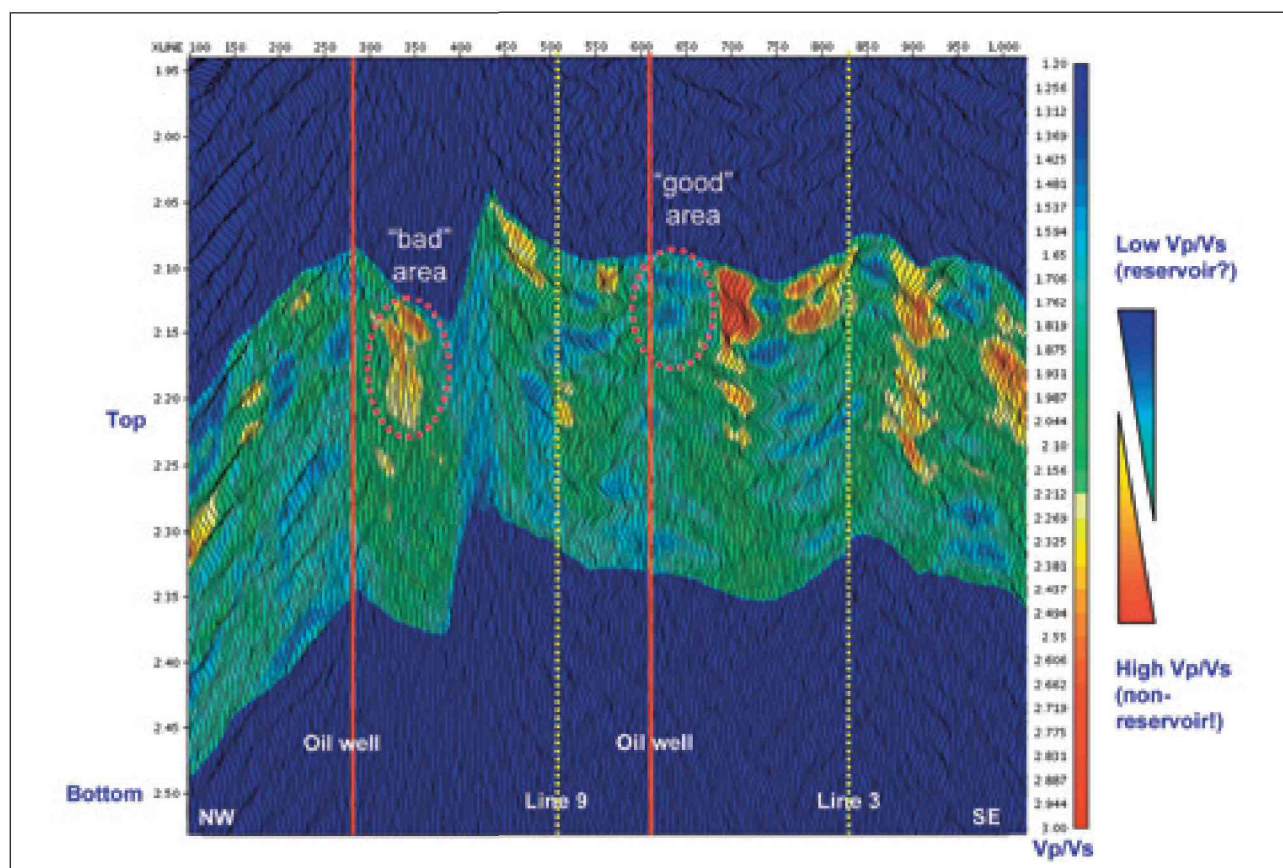
Обсуждение результатов

Качество сейсмических данных было признано ключевым для успешного расчета отношений скоростей продольных и поперечных волн. На участках с хорошим качеством сейсмических данных было возможно последовательно пикировать и соотносить волны на PP- и PS-разрезах, которые могли быть использованы как априорная модель. Это позволило инверсии свести к минимуму несоответствия, полученные от значимых времен пробега волны и сейсмических амплитуд, и, таким образом, получить разрезы соотношения скоростей продольных и поперечных волн (изображение 7), которые хорошо коррелируют с геофизическими исследованиями скважины. Изображение 8 демонстрирует случай нефтяной скважины (с вулканическими циклами, частично замещающими более глубокую часть как верхнего, так и нижнего резервуара), для которой получено очень хорошее соответствие между сейсмически инвертированными соотношениями скоростей продольных и поперечных волн и соотношениями по высококачественному акустическому каротажу.

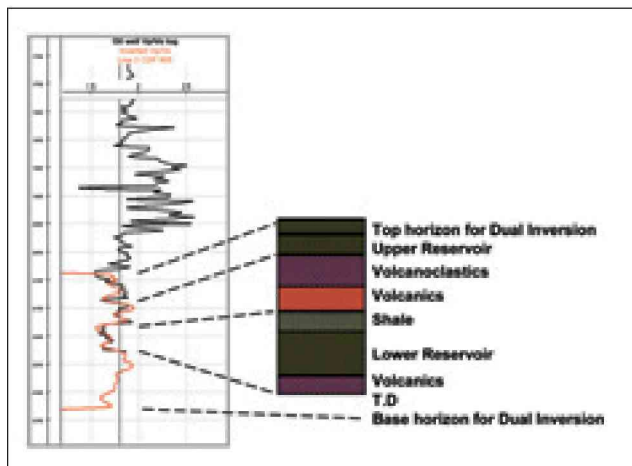
Даже в областях со средним качеством данных возможна интерпретация резервуара. Если PP- и PS-волны могут быть последовательно пропикированы,



Изображение 6 Анализ влияния (подробнее в тексте).



Изображение 7 Разрез соотношения скоростей продольных и поперечных волн, оцененный двойной инверсией. Голубые участки (низкие скорости продольных и поперечных волн) проинтерпретированы как возможное месторождение, оранжевые/красные участки (высокие скорости продольных и поперечных волн) - как нерезервуары. Красные пунктирные линии определяют местонахождения нефтяных скважин - обе в голубых участках. Пересечения с двумя другими линиями также прокомментированы.



Изображение 8 Скорости продольных и поперечных волн, рассчитанные по двойной инверсии многокомпонентных сейсмических данных (красная линия) в сравнении с высококачественными диаграммами акустического каротажа скоростей продольных и поперечных волн (черная линия) совместно с литологической колонкой. Данные по нефтяной скважине изображены справа от изображения 7. Обратите внимание на хорошую корреляцию.

инверсия все еще может дать оценку разрезам соотношения скоростей продольных и поперечных волн, которые могут быть проинтерпретированы латерально в относительном смысле: нижние значения указывают на резервуар, высокие значения - на нерезервуар. На участках с очень слабыми амплитудами невозможно получить достоверные оценки. К примеру, этот факт был замечен под основным грабенom с сопутствующим рассеянием и затуханием сейсмических данных.

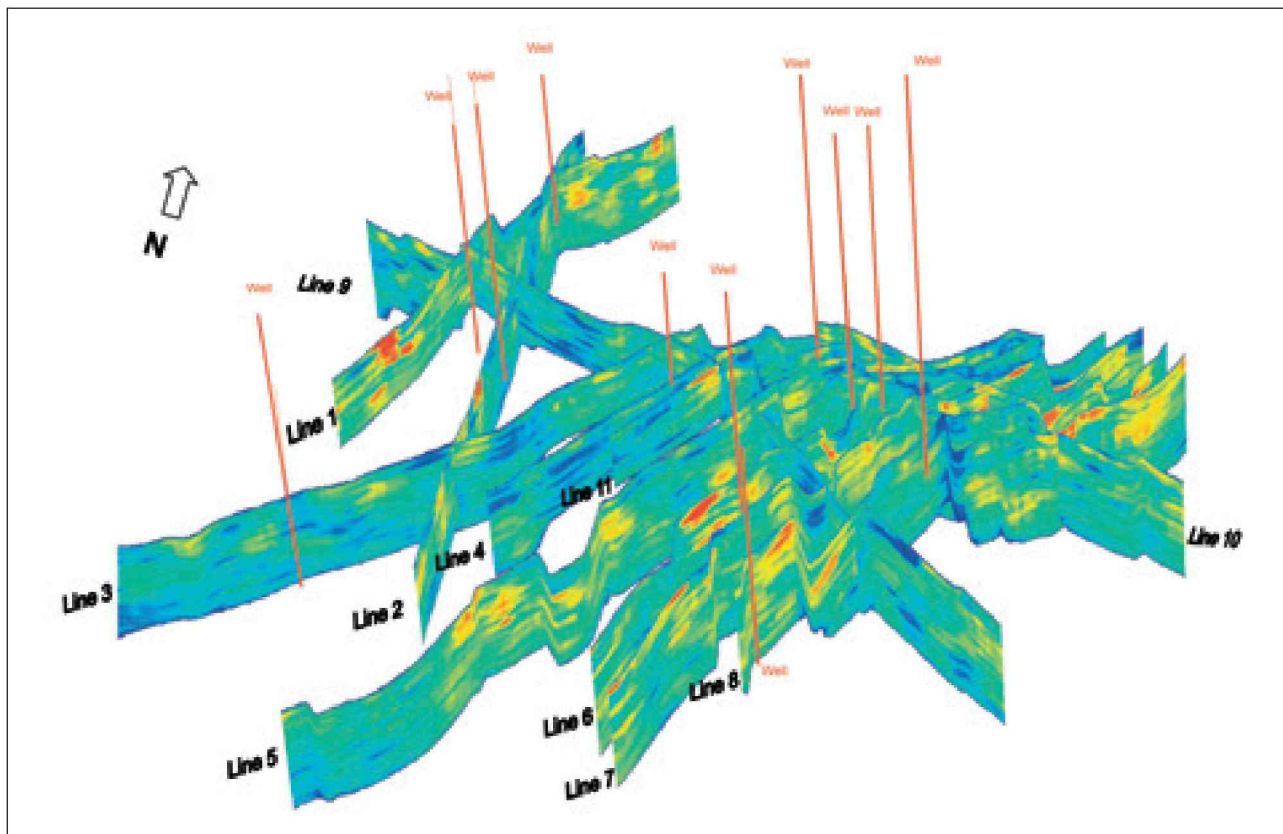
Для многих пересечений 2D линий результаты показывают хорошую корреляцию за исключением некоторых пересечений, находящихся вблизи главных сбросов (изображение 9). В таких случаях трехмерные эффекты влияли на обработку 2D. Многокомпонентная съемка справится с этим ограничением.

Как было указано во введении, был один особенный нерезервуар, ограничивающий значение соотношений скоростей продольных и поперечных волн для дифференциации резервуаров, в частности геологический фундамент Gargaf Group, который также демонстрирует низкие значения скоростей продольных и поперечных волн на диаграммах. Первая скважина слева на изображении 9 по линии обнаружила геологический фундамент Gargaf Group. Разрез соотношения скоростей продольных и поперечных волн, полученный по многокомпонентным сейсмическим данным, показывает низкие значения (голубой цвет), согласующиеся либо с резервуаром, либо с геологическим фундаментом Gargaf Group.

Окончательные результаты, такие как разрез, представленный на изображении 7, должны, в силу вышесказанного, интерпретироваться осторожно. Упрощенное обозначение “резервуаров” голубым и “нерезервуаров” красным показывает лишь общее направление. С одной стороны, качество сейсмических данных и ложные структуры являются ограничивающими факторами, так как латеральные изменчивости необходимо проинтерпретировать; с другой стороны, несовершенство сопутствующих скоростей продольных и поперечных волн фундамента Gargaf Group в качестве дифференцирующего физического параметра также представляет ограничение.

Заключение

Геофизические исследования скважины в изучаемой области показали, что соотношение скоростей продольных и поперечных волн является физическим параметром, который проводит различие между резервуарами и нерезервуарами за исключением случая Gargaf Group, являющегося сильно раздробленным геологическим фундаментом, который не мог быть распознан соотношением скоростями продольных и поперечных волн.



Изображение 9 Трехмерное изображение результатов двойной инверсии для всех двенадцати многокомпонентных линий 2D.

Многокомпонентные данные наземной сейсморазведки были зарегистрированы, обработаны и инвертированы по разрезам соотношения скоростей продольных и поперечных волн. Наличие данных о скоростях продольных и поперечных волн в скважине от мелководья до изучаемого участка было одним из ключевых элементов успешной обработки. Двойная инверсия, в данном случае самая важная новая технология, являлась другим крайне необходимым элементом. Этот процесс одновременно инвертирует амплитуду (AVO) и кинематические параметры. Инверсия кинематических параметров сама по себе не дала в этом случае основательных результатов.

На участках с хорошим качеством сейсмических данных было возможно добиться результатов, которые хорошо коррелируют с геофизическими исследованиями скважины. Даже когда сейсмические данные были сокращены до среднего качества, результаты находятся в соответствии и могут быть латерально проинтерпретированы в относительном смысле.

Мы считаем, что многокомпонентная наземная сейсморазведка представляет важный шаг в пользу анализа риска обнаружения нерезервуара на новом местонахождении скважины. Следует подчеркнуть, что сокращение сложной геологической среды до одного физического параметра, изображенное как цветной разрез (изображение 7) также опасно, поскольку (как уже обсуждалось) очевидная упрощенность может прятать сложные аспекты проблемы. Тем не менее, технология обладает большим потенциалом, чтобы помочь снизить риск обнаружения непродуктивных скважин в случаях, схожих с рассматриваемым в данном исследовании.

Благодарность

Авторы хотели бы поблагодарить Национальную Нефтяную Корпорацию (NOC) Ливии, компании Wintershall-Libya и CGGVeritas за

разрешение опубликовать данные. Мы благодарим наших коллег З. Ажуба, М. Флекенштайна, Р. Моэйса (Wintershall), М. Кинга (Monarch Technical Services) и многих других коллег из CGGVeritas за их техническую поддержку при выполнении этого проекта.

Ссылки

- Dariu, H., Garotta, R., and Granger, P. [2003] Simultaneous inversion of PP and PS wave AVO/AVA data using simulated annealing. *SEG Annual Meeting*, Expanded Abstract, 120-123.
- Fornaciari, M., Seddiq, H. and Dakshi, A. [2003] Hameimat Trough (Sirt Basin-Libya) - Early Stage of Rifting - Depositional and Volcaniclastic Processes. *1st EAGE North Africa/Mediterranean Petroleum & Geosciences Conference and Exhibition*, Expanded Abstract, S011.
- Garotta, R., Granger, P. Y., and Dariu, H. [2002] Combined interpretation of PP and PS data provides direct access to elastic rock properties. *The Leading Edge*, 21, 6, 532-535.
- Weihe, T., Porebski, S., and Dellepiane, S. [2004] Depositional Architecture of the Upper Sarir Sandstone Formation (Lower Cretaceous) in the Nakhla and Tuama Oil Fields, Hameimat Trough, East Sirt Basin, Libya. *Third Symposium on the Sedimentary Basins of Libya, Geology of East Libya*, Conference Manuscript.
- Wild, P. and Souffez, S. [2006] Engineering the future. *Harts E&P, October*, 104-106.