

# Морская сейсморазведка Как сейсморазведка с одним датчиком и управляемой косой может улучшить отдачу коллектора.

How single-sensor, steerable-streamer seismic can improve reservoir performance

**Стефен Пикеринг (Stephen Pickering<sup>1</sup>) из WesternGeco приводит пять примеров различного применения цифровых морских сейсмоприемников с одним датчиком, отмечая, что его компания убеждена в успех технологии Q-Marine, которая поможет управлять коллектором на протяжении всего его срока службы.**

**С**егодня сейсмические данные используются в разведке для уточнения границ месторождения и управления разработкой. В последнем случае, это инструмент для мониторинга перемещения флюидов в резервуаре, определения препятствий миграции и картирования продуктивных пластов. Применения как 3D, так и 4D (мониторинг) сейсмике дает возможность достигнуть рекордных коэффициентов извлечения, зачастую на 60-70% превышающих первоначальные оценки запасов. WesternGeco уверена, что их цифровой

сейсмоприемник Q-Marine с одним датчиком, предназначенный для ведения записи в морских условиях, может достигнуть дальнейших успехов в области сейсмических технологий как инструмента для управления коллектором на всем сроке службы. Технология (Рисунок 1) дает возможность увеличить разрешающую способность более чем на 40%, улучшая надежность сейсмических измерений. Это достигается при помощи калиброванного выхода источника, сенсора калибровки и контроля положения расстановки. Такой набор обеспечивает лучшую повторяемость (обычно около 300%), которая получается путем сложения повторяемости от каждой 3D расстановки, и благодаря сохранению положения косы с помощью пилотирования.

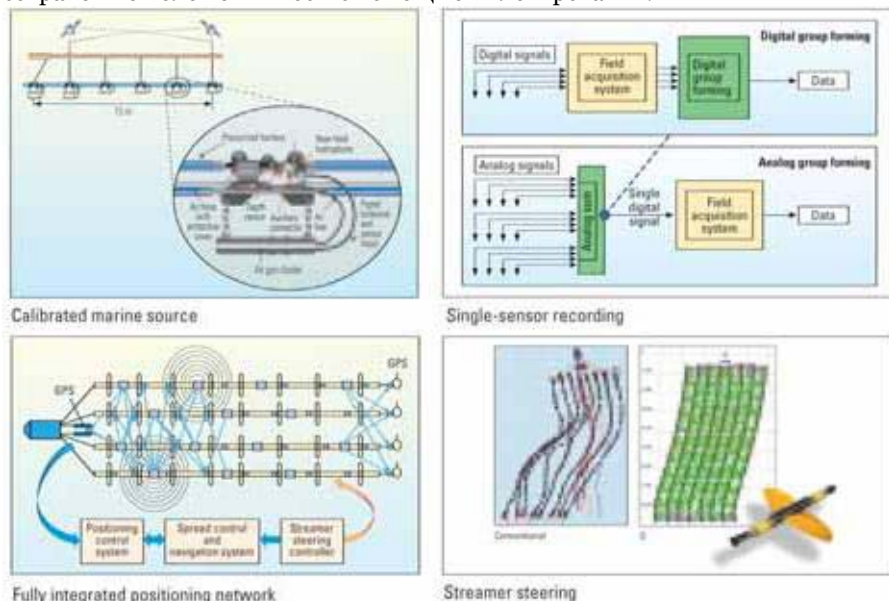
Эта статья дает краткий обзор пяти методов применения Q-Marine для описания резервуара, расположенного на шельфе, и практических требований, предъявляемых определенными операторами. Рассмотренные вопросы включают оценку неопределенности запасов, оптимизацию расположения скважин, мониторинг движения флюидов, подготовка к закачке газа и продление срока разработки месторождения.

## Уменьшение неопределенности запасов

В 2003 эта технология была применена во время разведочных работ на шельфе Мексики для проведения детального картирования слоистых песчаных тел от 12 м до 15 м и определения ранее не найденных сложнопостроенных областей в коллекторе. По результатам проекта оператор Pemex принял решение изменить ранее запланированное положение бокового ствола разведочной скважины во избежание проблем, связанных со структурными особенностями, и попадания в песчаные зоны. Амплитуда аномалий, определенная в 1999 году при построении традиционного 3D сейсмического изображения, и величина разрешающей способности, составляющая только 30м, (Рисунок 2а) первоначально использовались для выбора места бурения вертикальной разведочной скважины, которая должна была пересечь большое количество газовых песков.

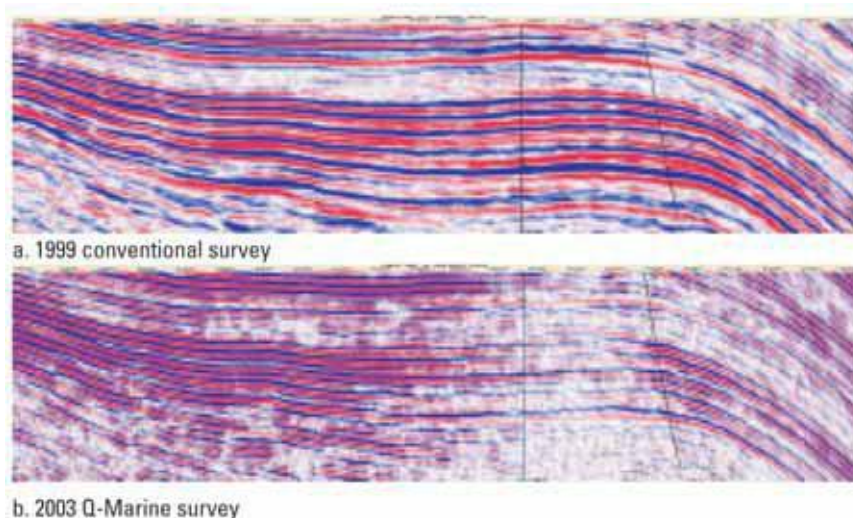
Однако, вспомогательная скважина, пробуренная по соседству в той же амплитудной аномалии, обнаружила непромышленные запасы газа и внесла на рассмотрение новые структурные и стратиграфические вопросы.

**Рисунок 1 Система Q-Marine**  
- усовершенствование чувствительности приемника и точности позиционирования;  
- регулируемая сейсмическая коса;  
- улучшенный контроль над источником;  
- измерения точечным приемником для непрерывного обеспечения повторяемости;  
- высокое качество данных. Коса, позиционирование и связанные с источником шумы, вечная проблема традиционных сейсмических измерений, проектировались отдельно от системы.

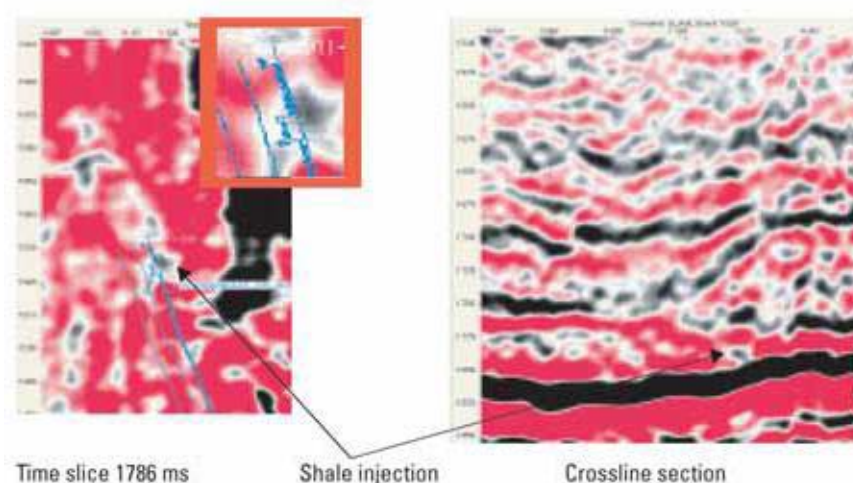


<sup>1</sup>Schlumberger House, Buckingham Gate, Gatwick, West Sussex, RH6 ONZ, UK

## Морская сейсморазведка



**Рисунок 2** Сравнение: а) традиционной сейсмической съемки 1999 года, использовавшей расположенные в Мексиканском заливе разведочную и вспомогательную скважину; б) Q съемка показала невыявленную ранее структурную и стратиграфическую деталь в межскважинной области.



**Рисунок 3** Показаны характерные черты выдавливания глин на временном срезе и разрезе кросслайн Q съемки. В некоторых скважинах, выдавленные глины, имеющие протяженность более трети от горизонтального разреза, сильно влияют на стабильность и уровень добычи.

Для разрешения неопределенности, оператор решил провести полностью интегрированное сейсмическое изучение площади. Оно включало в себя рабочий поток, состоящий из комплексирования количественного прогнозирования свойств по данным полноволновой инверсии до суммирования в сочетании с качественным анализом сейсмических атрибутов.

Тестовый профиль с датчиками точечных измерений был проведен в январе 2003 года для улучшения достоверности сейсмических амплитуд и вертикальной разрешенности, что в свою очередь позволило точно откартировать ранее определенные перспективные структуры. Также это дало возможность оператору лучше интерпретировать и описать структуру и стратиграфию резервуара, и распределение свойств внутри него. Последующая обработка и оценка были завершены в марте 2003 года. Короткое время от начала съемки до получения интерпретируемых материалов было необходимым условием для этого проекта из-за необходимости быстрой дополнительной оценки резервуара и разработку месторождения.

Начальная обработка, включающая в себя присвоение геометрии, редакцию данных и контроль качества калиброванного морского источника, была выполнена автономно.

Была разработана последовательность обработки, основанная на требованиях к новым сейсмическим данным и имевшая целью улучшение разрешенности, отношения сигнал/шум и точности определения амплитуд, для получения записи истинных амплитуд. Окончательные сейсмические данные стали значительно четче на участке между двумя первоначальными скважинами; улучшение записи также наблюдается и при анализе сейсмических атрибутов и инверсии. Как можно более полное понимание поведения резервуара было достигнуто при помощи объединения прямой калибровки гибридных кубов инверсии в свойства коллектора с качественным описанием резервуара с помощью атрибутного анализа.

Новая съемка отчетливо показала степень сложности структурного и стратиграфического строения в межскважинной области, (рисунок 2b) которая не столь очевидна в предыдущей сейсмической съемке. Были откартированы тонкие коллекторские песчаники мощностью около 12 и небольшие разломы, которые могут разбивать на части область между двумя скважинами. Этот проект позволит точнее оценить резервуар по данным измерений расширенной 350 км<sup>2</sup> съемки и наилучшим образом определить

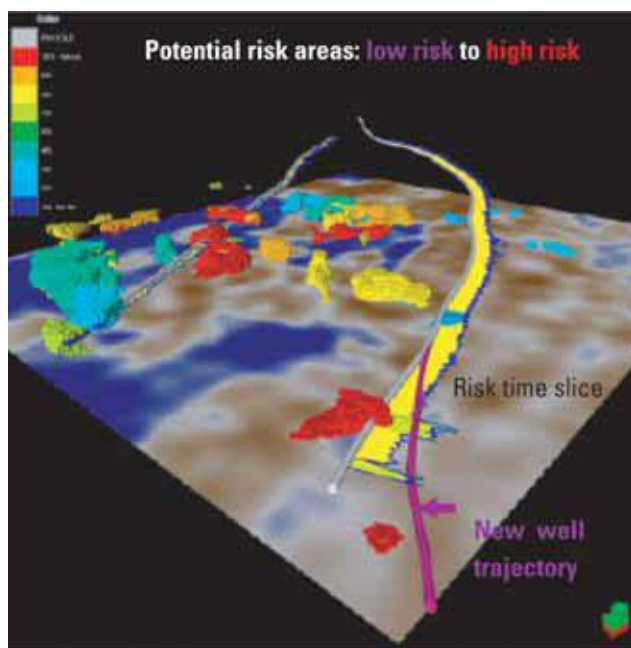


## Морская сейсморазведка

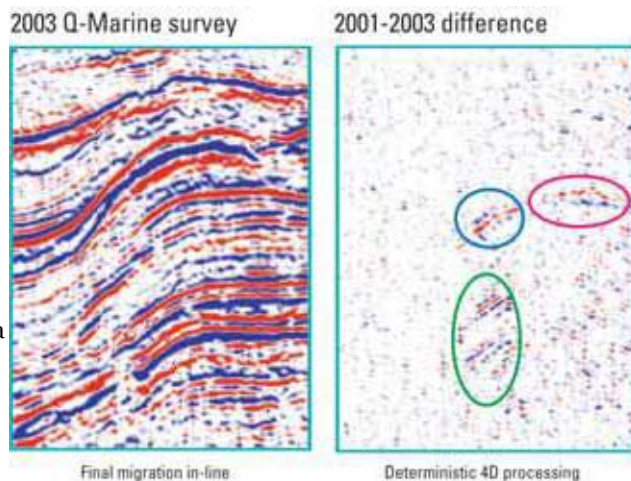
положение будущих скважин и способствовать быстрой разработке месторождения.

### Оптимизация размещения скважин

В норвежской части Северного моря месторождение, где добывается тяжелая нефть, состоит из массивных, гомогенных, морских турбидитных песчаников с великолепными коллекторскими свойствами. Однако пост-осадочные разломы и смещения образовали сильнодеформированные границы в коллекторе, в которых глина выжата в песчаник, а песчаник внедрен на налегающие глины в форме дайек и силлов. Эти факторы осложняют выбор положения скважин и придают еще большую значимость процессу управления скважинами. В некоторых скважинах протяженность глиняных внедрений составляет более чем 33% горизонтальных разрезов. Пересечение внедренными глинами таких скважин сильно влияет на их стабильность и продуктивность (рисунок 3). На месторождение проводилось изучение неоднородности коллектора с помощью сейсмических данных Q-Marine с целью понимания процесса распределения внедренных глин. Общая схема инверсии включала анализ 3D сейсмических фаций, который является мощным количественным методом, пришедшим из сейсмической стратиграфии. Сейсмические фации определяются как группы сейсмических отражений, чьи свойства, такие как амплитуда, непрерывность, геометрия отражений и частота отличаются от смежных групп. Классы неоднородности были выделены в геологические тела 3D. В дальнейшем они были наполнены физическими свойствами пород и включены в шкалу риска.



**Рисунок 4** 3D карта, полученная при изучении неоднородности коллектора по данным Q съемки. Отображает потенциальные риски для бурения в областях внутри месторождения (красный цвет – высокий риск).



**Рисунок 5** Сравнительный анализ базовой Q съемки, проведенной в 2001 году на месторождении Норн, и последующей съемки-мониторинга на два года позже. На разностной сейсмограмме видны 4D эффекты. Перемещение флюида показано красным кругом; эффект нагнетания – синим и 4D эффекты, причина которых понижение скоростей, выделены зеленым кругом.

Окончательная классификация результатов была объединена в куб 3D рисков бурения (рисунок 4), который может быть использован оператором для планирования и оптимизации расположения (в интервалах наибольшей продуктивности) и рационального бурения (уменьшая простой, сокращая сетку бурения, увеличивая скорость бурения) будущих добывающих скважин.

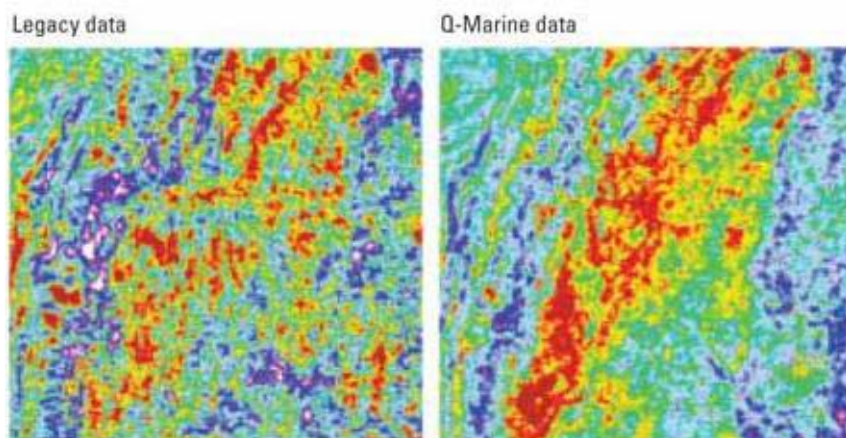
### Мониторинг движения флюидов

Использование 4D (мониторинг) сейсмических съемок неуклонно возрастает. Некоторые операторы подтверждают, что данные 4D значительно влияют на принятие ими решений по управлению резервуаром. К примеру, Statoil ввел первый промышленный 4D проект Q-on-Q. Местом проведения было месторождение Норн в Норвежском море, на котором сейчас добывают газ и нефть из нижне- и среднеюрских песчаников на глубине около 2.5 км.

На Норне проводится программа нагнетания газа и воды для повышения отдачи извлекаемых запасов, объем которых оценивается в 1 миллиард баррелей. 4D мониторинг использовался для составления максимально долгосрочного плана эксплуатации. В результате проведенная съемка помогла откартировать уровень заводнения, определить экранирующие барьеры и обнаружить продуктивные пласты. Statoil поставила задачу увеличения добычи на этом месторождении от 40% до 52% к 2015.

Первоначальная базовая съемка была проведена в 2001 году. Последующие съемки мониторинга потребовались менее чем через 2 года. Разностный куб 4D был построен на судне по истечении 10 дней с момента последнего отстрела. 4D эффект наблюдается при сравнительном анализе этих двух съемок (рисунок 5), он послужил сигналом оператору изменить дальнейший план бурения менее чем через месяц после того, как был завершен проект второй 4D съемки. Сейсмическая повторяемость Q-on-Q съемок была очень высокой: 90% профилей имели меньше 1% разницы с предыдущим положением приемников.

## Морская сейсморазведка



**Рисунок 6** Съемка Q-Marine проводилась на месторождении Магнус для определения барьеров, влияющих на эффективность вытеснения при выполнении программы улучшения извлекаемости. Временной срез куба акустических импедансов показывает значительное улучшение изображения и качества инверсии, полученных по новым данным.

Высококачественная 4D съемка вскрыла зону нарушений, что позволило изменить план бурения и выбрать оптимальное место для размещения скважины стоимостью \$29 миллионов. Первоначально скважина должна была пересекать водонефтяной контакт.

### Подготовка к закачке газа

Месторождение Магнус (Великобритания) находится в разработке уже больше 20 лет и его процент извлечения составляет около 60%. Однако, оператор ожидает роста добычи нефти с помощью технологии чередующейся закачки воды и газа. Выбор правильного расположения нагнетающей и эксплуатационной скважин – ключевой момент в виду того, что перемещения флюида внутри коллектора контролируются разломами и стратиграфическим выклиниванием.

Было принято решение провести новую сейсмическую съемку с использованием технологии Q-Marine. Эта съемка преследовала две цели: обновление 4D (мониторинг) изображения и улучшение разрешения, наблюдаемого в предыдущей съемке. С помощью этого оператор надеялся откартировать разломы и тонкослойные песчаные образования более тщательно. Результаты мониторинга помогут определить препятствия для перемещений и изолированные песчаные тела. Комплексная интерпретация позволила бы оптимально расположить новые нагнетающие и эксплуатационные скважины в соответствии с программой поочередной закачки газа и воды.

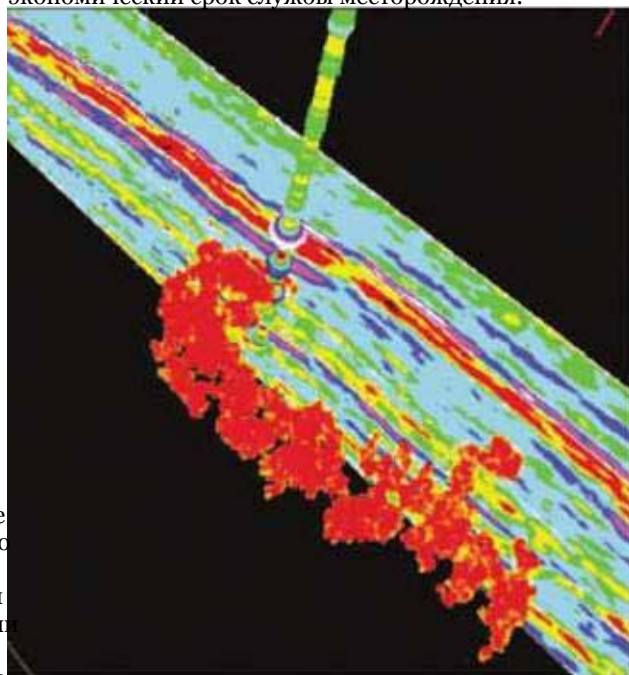
Система шумоподавления сделала возможным буксирование косы при съемке на более мелкой глубине, что дало лучшую разрешающую способность при построении изображения (рисунок 6). Глубина погружения косы во время новой съемки составила 6 м против 10 м в предыдущей. Окончательные сейсмические данные имели частотную область намного шире, чем было получено при использовании традиционных технологий проведения съемок. Стандартные методы дают частотный диапазон 6-50 Гц. При использовании систем с точечными приемниками была получена более высокочастотная информация притом, что на нижних частотах сохранялось хорошее отношение сигнал/шум. Проведенный анализ показал, что срединная частота равнялась 28 Гц, против 21 Гц, достигнутого в предыдущей съемке.

Съемка рассматривается как базовая для будущего изучения мониторингом, предлагающим потенциальное

улучшение соотношения сигнал/шум при Q-on-Q измерениях, и определения, каким образом закаченный газ перемещается через резервуар Магнус на Восточно-Шетландского месторождении.

### Продление срока службы месторождения

Съемка по технологии Q-Marine проводилась на зрелом месторождении (провинция Брент, север Северного моря), которое уже достаточно давно разрабатывается, и местами почти истощилось. Месторождение разрабатывается множеством независимых нефтяных компаний с 1980 года. Целью оператора было получение новых сейсмических данных для уточнения строения межскважинных областей и, таким образом, обнаружение пропущенных нефтяных залежей. Полагалось повысить результативность добычи уплотнением проектной сетки скважин, увеличить извлекаемость запасов и продлить экономический срок службы месторождения.



**Рисунок 7** Тонкослойные песчаные тела, откартированные по данным точечных приемников.



## Морская сейсморазведка

Структура месторождения представляет собой наклоненный, эродированный горст, в котором погружающаяся часть - юрский коллектор Брент, запечатан разломом. Боковая часть ловушки образована серией разломов, ориентированных перпендикулярно основному разлому. Оператор полагает, что в этих узких разломных блоках содержатся тонкие песчанистые тела, являющиеся продуктивными пластами. Эти небольшие тела не могут быть определены с помощью традиционной сейсмики. Причина тому – отсутствие в данных высокочастотной составляющей, несущей информацию о столь малых неоднородностях.

Результатом съемки стало увеличение разрешающей способности приблизительно на 35% по сравнению с традиционными методами наблюдения и улучшение отношения сигнал/шум, которое является отражением повторяемости.

Съемка с одиночными датчиками дает возможность получить более четкую картину структуры месторождения (рисунок 7), позволяя оператору лучше понимать процессы движения флюидов, и должна помочь продлить экономический срок службы месторождения.

### Выводы

Каждый разрабатываемый бассейн, богатый углеводородами, имеет свои собственные перспективы и трудности. Таким образом, сейсмические методы, которые выбирают операторы, отражают, как их заинтересованность в оценке своих активов, так и цели, которые они надеются достигнуть. Сейсмические технологии непрерывно совершенствуются, обеспечивая универсальные решения возникающих задач: неважно для разведки ли, определения границ, разработки месторождения или управления им.

Система Q-Magine является одной из передовых технологий, которую операторы применяют сегодня для увеличения чистой приведенной стоимости их месторождений и разрешения широкого круга специфических проблем. По сравнению с традиционными сейсмическими измерениями, новый вид съемки позволяет расширить частотный спектр, повысить отношение сигнал/шум и повторяемость. Эти факторы оказывают ключевое воздействие не только на количественное описание резервуара, но и на управление разработкой месторождения.

Устанавливая очень специфические цели, уменьшая количество наблюдений, сокращая обработку и время от начала съемки до получения интерпретируемых материалов, технология 4D превратилась из технического эксперимента в ключевое орудие бизнеса.

### Благодарности

Автор благодарит все сервисные компании, чьи проекты в качестве примера были рассмотрены в статье, за сотрудничество и текущую поддержку.

### Дополнительная литература

- Curtis, T., Smith, P., Combee, L., and Olafsen, W. [2002] Acquisition of highly repeatable seismic data using active streamer steering, *Expanded Abstracts*, SEG 72nd Annual International Meeting, Salt Lake City.
- Eiken, O., Aronsen, H., Furre, A-E., Klefstad, L., Nordby, L.H., Osdal, B., and Skaar, M. [2003] Seismic monitoring of the Heidrun, Norne and Midgard fields using steerable streamers, *Expanded Abstract A-30*. EAGE Annual Conference, Stavanger, Norway.
- Goto, R., and Strudley, A., [2002] Seismic repeatability corrections - Quantified. *Expanded Abstract*, PETEX Conference (PESGB), London.
- Khazanehdari, J., et al. [2004] Quantitative analysis on the first Q-on-Q 4D programme. *First Break*, 5. 23.
- Osdal, B. [2004] Using high quality and repeatable Q-Marine data in reservoir monitoring on the Norne field, *Expanded Abstract*, EAGE Annual Conference, Paris.
- Salter, R., Moldoveanu, N., Hultzs, P., and Shelandar, D. [2004] A high-resolution seismic study in the Gulf of Mexico. *OTC 16397*.