

Как сейсморазведка с использованием точечных приемников улучшила изображение месторождения Минагиш в Кувейте

How single-sensor seismic improved image of Kuwait's Minagish Field

Айман Шабрави¹, Энди Сمارт¹ и Бофф Андерсен² из WesternGeco, с Хасаном Рашидом³ и Адель Эль-Эмам³ из Kuwait Oil Company рассказывают, как точечная, цифровая сейсмическая запись, примененная к наземным данным в условиях сильной сейсмической зашумленности, позволила повысить разрешенность изображения коллектора.

Кувейтская Нефтяная Компания (Kuwait Oil Company (KOC)) и WesternGeco провели первую наземную сейсмическую съемку с точечным источником и точечным приемником на Ближнем Востоке в начале 2004 года. Это был первый этап исследований по Двустороннему Технологическому Соглашению.

В ходе исследования выяснилось, что точечные измерения и методика обработки Q-Land могут улучшить качество сейсмического изображения и описания коллектора на месторождении Минагиш (Minagish), где предыдущие попытки определить свойства коллектора окончились неудачей. Ключом к успеху оказалась способность эффективно подавлять шум, сохраняя точность сигнала и высокие частоты в данных до суммирования.

Характеристика месторождения Минагиш

На Кувейт приходится около 9% от всей мировой нефтедобычи. Месторождение Минагиш, открытое в 1959 году на юго-западе Кувейта, одно из крупнейших по добыче в стране. Оно было выбрано для пробного изучения, чтобы найти ответ на множество вопросов по разработке и исследованию, один из которых заключался в повышении разрешающей способности периодических сейсмических наблюдений вдоль эксплуатируемого оолитового коллектора. В коллекторе происходят очень сложные перемещения флюидов, а в высокопроницаемых пластах, перекрывающих нефть, обнаружены следы обводнения.

Для проведения сейсморазведки на действующем месторождении требовалось провести детальное планирование, определить потенциальные угрозы, чтобы обеспечить безопасность персоналу и сохранность аппаратуры, и минимизировать воздействие на окружающую среду. Эксплуатационная безопасность особенно важна на месторождении Минагиш. Недавние военные действия в регионе оставили большое количество неразорвавшихся снарядов: от минных полей до кассетных бомб и ручных гранат (Рисунок 1). Для обеспечения безопасности работы на линиях приема и возбуждения была приглашена MineTech International. В случае нахождения какого-либо снаряда его помечали и сообщали о находке в Министерство Обороны Кувейта, которое тут же на месте взрывало снаряд или увозило его.

В районе проведения съемки находились два нефтехранилища, множество факелов, водонагнетающая станция, работающие скважины, карьер, трубопроводы, дороги и навесные линии электропередачи. Кроме того, что все эти сооружения представляют опасность, они так же являются источниками сильного неповторяемого шума.

Вдобавок ко всему, необычно сильные дожди затопили район съемки, добавив еще большие трудности съемочной группе.

Геофизическая характеристика

В 1996 KOC провела 48-кратную 3D съемку на месторождении Минагиш. В 1998 году группа вернулась, чтобы сделать пробную 4D съемку на площади 24 км², в центре которой находилась главная нагнетающая скважина. Базовые сейсмические данные 4D были взяты из куба 1996 года и обе съемки были переобработаны с использованием самых последних технологий.

Проба керна и каротаж показали, что 4D эффекты проявляются в 5% изменении акустического импеданса, возникающего при изменении водонасыщенности от 5 до 95%. Однако, 1998 году 4D изучение показало, что 4D эффекты, наблюдаемые рядом с нагнетающей скважиной, имеют точно такие же амплитуды, что и фоновый шум. Ключевыми факторами невозможности обнаружения съемкой 1998 года чистого сигнала были ограничения по разрешающей способности внутри резервуара, слабое подавление шума при проведения измерений и низкое значение соотношения сигнал/шум.

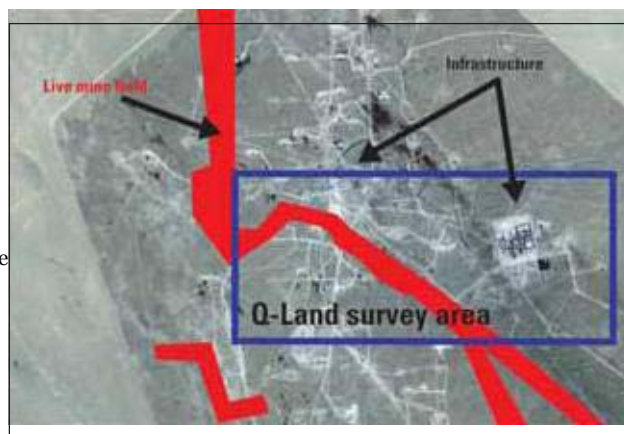


Рисунок 1 Съемка Q-Land 2004 года (синий квадрат), размером приблизительно 8 км x 3 км. Красная полоса означает распространение минных полей, а сооружение на востоке – нефтехранилище, которое было построено после съемок в 1996 и 1998 годах.

¹P.O. Box 1106, 2nd Floor Munira Commercial Complex, Salem Al-Mubarak Street, Salmiya 22011, Kuwait

²Schlumberger House, Buckingham Gate, Gatwick Airport, RH6 ONZ, UK

³Kuwait Oil Company, P.O. Box 9758 Ahmadi, 61008 Ahmadi, Kuwait

Наземная сейсморазведка

Проведенный анализ постановил, что данные, полученные в 1996 и 1998 годах, не могут быть использованы для достоверного выделения 4D эффектов. Даже дополнительная переобработка не смогла бы дать возможность использовать их для 4D изучения. Было очевидно, что будущие 3D (мониторинговые) съемки потребуют изменения методологии проведения сейсморазведочных работ для уменьшения неповторяемого сигнала и когерентного шума.

Внутри района проведения работ находится множество внешних источников неповторяемого шума такие, как газовые факелы и водонагнетающие станции. В процессе работы источников шума возникают звуковые, поверхностные и кратные волны, распространяющиеся в среде и загрязняющие чистую сейсмическую запись. Пространственное группирование приемников и источников при проведении классических измерений не полностью подавляло когерентный и фоновый шум, отрицательно влиявший на точность сигнала, снижая вертикальную и горизонтальную разрешенность и ухудшая качество сейсмического изображения на глубокозалегающих целевых интервалах месторождения.

Тесты показали, как увеличение длины расстановки уменьшает точность сигнала и ограничивает полосу частот (Рисунок 2). Это вызывается наложением сигнала и энергии волн-помех. Раньше данные обычной съемки на месторождении М получали при расстояниях между сейсмоприемниками 50м, при условии удовлетворительного качества изображения для структурной интерпретации,

но не для описания коллектора. Детально описывать резервуар не позволял эффект аляйсинга на высоких частотах. Для дальнейшего определения свойств коллектора очень важно, чтобы они не были искажены эффектом аляйсинга при сохранении истинных амплитуд и фаз.

Использование точечных датчиков

Было установлено, что мониторинг закачки воды в скважину на Минагише с использованием обычных технологий может быть затруднительным, поэтому Kuwait Oil Company попросило WesternGeco помочь в решении этой проблемы. Было установлено специальное Двустороннее Технологическое Соглашение, целью которого было выяснение возможности использования Q- Technology компании WesternGeco для решения вопроса.

Требовалась новая базовая съемка для новой 4D съемки с использованием точечных датчиков и специальной методики обработки. Эти данные позволили бы получить лучшее соотношение сигнал/помеха и повысить вертикальную и горизонтальную разрешенность по сравнению с обычной съемкой. Также было выяснено, что неповторяемый шум, наблюдаемый на данных 4D 1998 года, был вызван неточностью установки косы (приемников и источников).

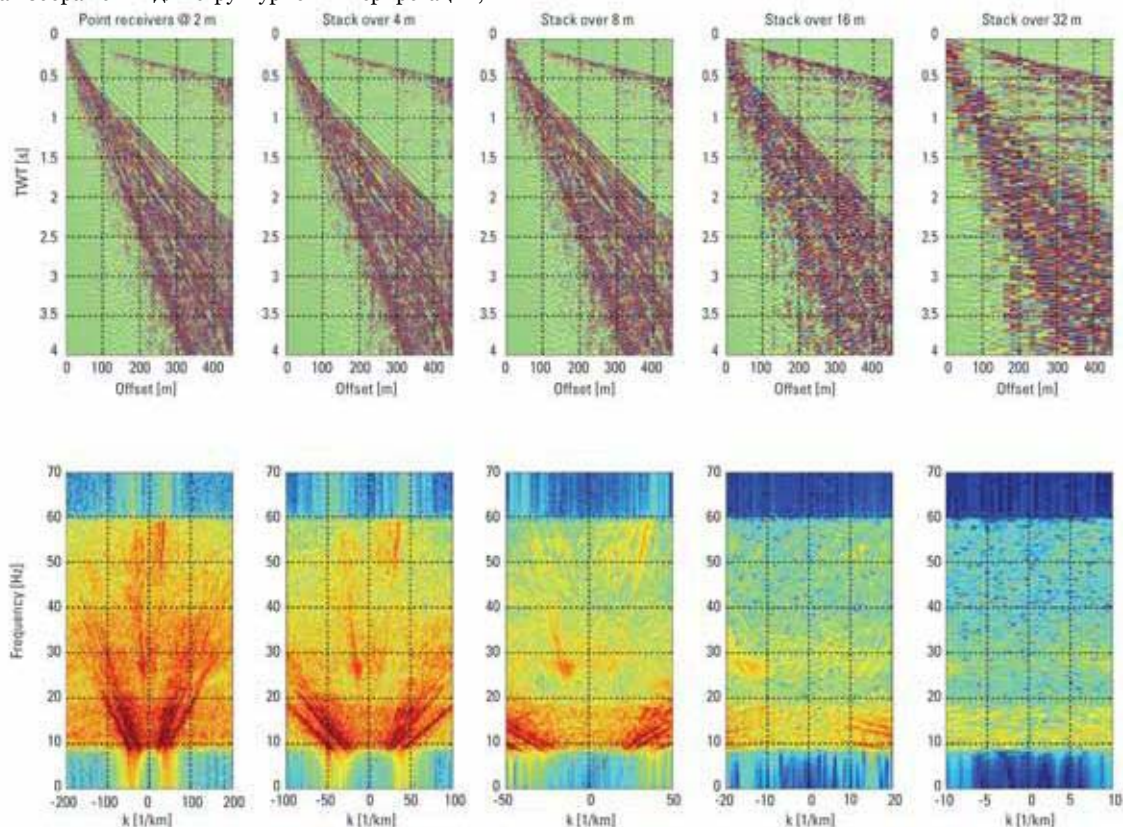


Рисунок 2 Тест проводился с точечными приемниками, расположенными через 2 м, и точечными вибраторами. При двухметровом шаге запись данных велась без эффектов наложения. При увеличении шага последовательно накладывались звуковая волна, поверхностная волна и, наконец, первые вступления. Это проявлялось в виде крестообразных участков сигнала в x -области и кругового шума в f -области. Кроме кругового шума, наблюдалось более сильное затухание сигнала на высоких частотах.

Во время предварительного изучения в рамках Двустороннего Технологического Соглашения были использованы 4 новых технологии:

○ Точечные измерения Q-Land и система обработки, которая может записывать 20,000 активных каналов (с частотой 2 мс) и подавлять помехи запатентованным методом (Ozbek, 2000) Digital Group Forming (DGF).

○ Пиковое усилие вибраторов Desert Explorer достигало 80,000 фунтов, что обеспечило возбуждение сверхнизких сейсмических частот.

○ Многоуровневое, точечное устройство Q-Borehole Versatile Seismic Imager (VSI), с помощью которого получают данные для нулевого выноса и уровня ВСП

○ Технология Well-Driven Seismic, которая использует данные VSP и каротажа для привязки на каждом этапе данных до и после суммирования к скважинным данным.

Успешное выполнение проекта с использованием новых технологий включало формирование многодисциплинарной команды специалистов клиента и сервисной компании, которые придерживались структурированному обобщенному рабочему потоку, показанному на рисунке 3. Команда определяла, какие данные ей требуются для достижения поставленных целей и, исходя из этого, разрабатывала план съемки.

Ожидалось, что возможно удастся подавить шум и сохранить полезный сигнал, используя новые технологии. Это позволило бы улучшить изображение не только целевых меловых отложений Минагиша, но и других потенциальных объектов мелового, юрского и пермского периодов. Целевые меловые отложения показаны в Таблице 1.

Formation	Depth (m)	Lithofacies	Objective
Mishrif	1650	Fractured shallow marine limestone	Imaging fractures
Wara/Burgan	1875-1940	Deltaic sands and shales	Vertical and lateral resolution of channel sands
Minagish	2940	Shallow marine oolitic limestone	Mapping flood fronts

Таблица 1 Целевые меловые отложения в коллекторе

Успех достигался шаг за шагом с установлением геологических и геофизических показателей, которые включали в себя отношение сигнал/шум, полосу частот, корреляцию сейсмических трасс Q-Land с синтетическими трассами скважины и измерение продолжительности неоднородности структурных элементов (Таблица 2). Второй целью проекта было построение структурного изображения и описание коллектора, в частности юрских наймахских, саргелуйский и марратских отложений (the Jurassic Najmah, Sargelu, and Marrat) вместе с пермскими кхуффскими и докхуффскими отложениями (Permian Khuff and Pre-Khuff). Достигнутый результат не рассматривается в рамках этой статьи.

Объединенный проект планирования и выполнения съемки

Оценка объединенного плана была одним из важнейших этапов проекта. Необходимо было быть уверенным, что план съемки, параметры источников и обработки были оптимально определенными для достижения всех целей. При проведении точечных измерений и обработки, в частности особое внимание уделяется тестированию параметров источника, так как качественный сейсмический источник имеет огромное влияние на конечный регистрируемый сейсмический сигнал, который может быть более точно сохранен.

Тестовое изучение Q-Land состояло из четырех различных этапов, в каждом из которых получали информацию для следующего этапа. Двустороннее Технологическое Соглашение требовало от некоторых этапов включить дополнительные цели.

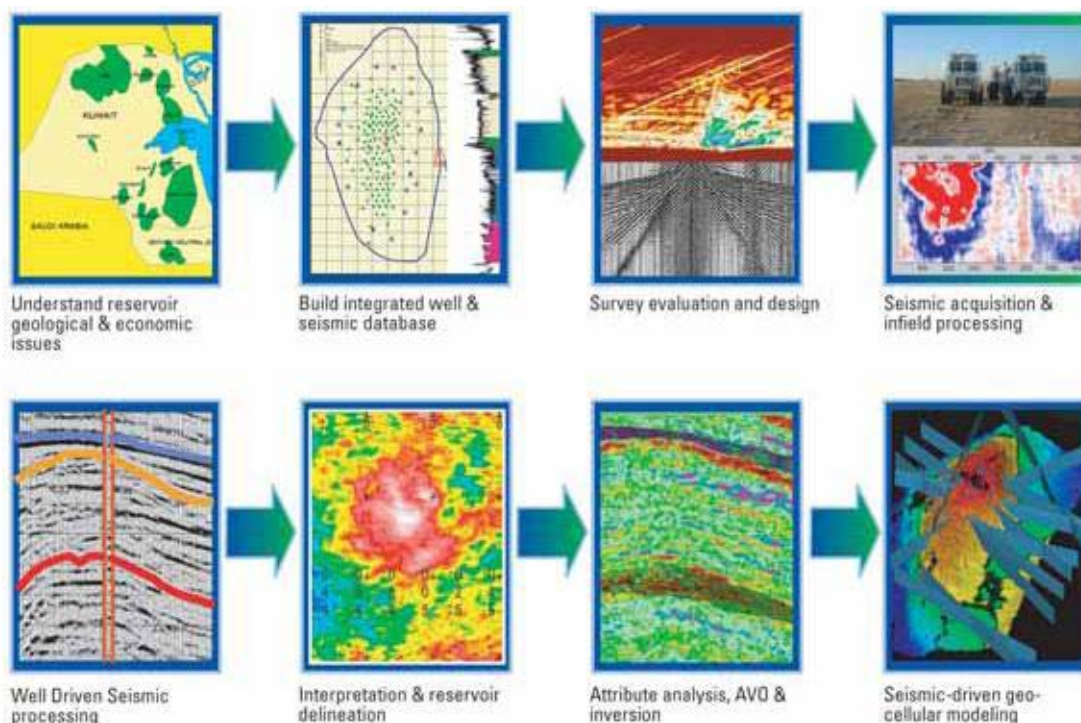


Рисунок 3 Многодисциплинарная команда работала по объединенному структурированному рабочему потоку для достижения оптимальных результатов.

Наземная сейсморазведка

Metric	Base	Target	Achieved
Minagish metrics – 85% weighting			
Bandwidth @ 12dB down	44Hz	70Hz	70Hz
Correlation coefficient between the well synthetic and the Q seismic trace and the reprocessed seismic	80.2%	85%	86.96%
Wara-Burgan metrics – 3% Weighting			
Bandwidth @ 12dB down	50Hz	70Hz	70Hz
Separation between signal and noise at 40Hz	18dB	21dB	22dB
Coherency cube – Measure cumulative heterogeneity lengths of structural elements	0%	+20%	+20%
Mishrif metrics – 1% Weighting			
Bandwidth @ 12dB down	50Hz	70Hz	70Hz
Separation between signal and noise at 40Hz	18dB	21dB	22dB
Correlation coefficient between the well synthetic and the Q seismic trace and the reprocessed seismic trace	80.20%	85%	86.96%
Coherency cube – Measure cumulative heterogeneity lengths	0%	+20%	+20%

Таблица 2 Полученные и многократно согласованные результаты измерения целевых параметров.

На первом этапе оцениваются характеристики сигнала и шума в районе работ. Это происходит с помощью двух тестов. В первом тесте было задействовано 1600 точечных приемников, расположенных каждые 2.5 м, длина линии возбуждения – 3 км, пункты вибрирования располагались с интервалом 100м от приемной расстановки. Цель заключалась в описании когерентного шума, генерируемого источником; эта цель направлена на получение оптимальной геометрии на 2 и 3 этапах.

Второй тест этапа 1 был тестом поперечной расстановки, состоящей из полосы точечных сейсмоприемников длиной 4.7 км и шириной 45м с шагом 5 м.

Вторая линия с источниками располагалась перпендикулярно 2D линии приема с интервалом между пунктами взрыва 5м. Полученные результаты были использованы для анализа шума, генерируемого источником и распространяющегося в крестообразном направлении. Тест крестообразной расстановки был необходим для более тщательного изучения 3D природы когерентного шума, генерируемого вибраторами, а также расположенными в районе работ хранилищами и водонагнетающими станциями (Рисунок 4, верхний рисунок).

Анализ когерентного шума включает в себя измерение скорости, частоты и длины волны каждой моды с последующим тестированием различных планов размещения датчиков Q-Land и DGF схем, что может содействовать эффективному подавлению когерентного шума и выделению неизменного полезного сигнала (Рисунок 4, нижний рисунок). Этап 2 заключался в оценке силы сейсмических источников, необходимой для решения задач нового проекта и возможности выявлять разломы. Проводилось планирование заложения трех 2D профилей с частой дискретизацией (шаг между датчиками 5м), проходящих через расстановку по звезде через скважину на месторождении Манагиш, в которой до этого были проведены геофизические исследования до поверхности с использованием полного набора методов каротажа. Каждая линия протягивалась на 7000м и была повернута относительно другой на 60°. При выборе ориентации этих тестовых профилей также учитывалась ориентация разломов на целевой глубине в данном районе.

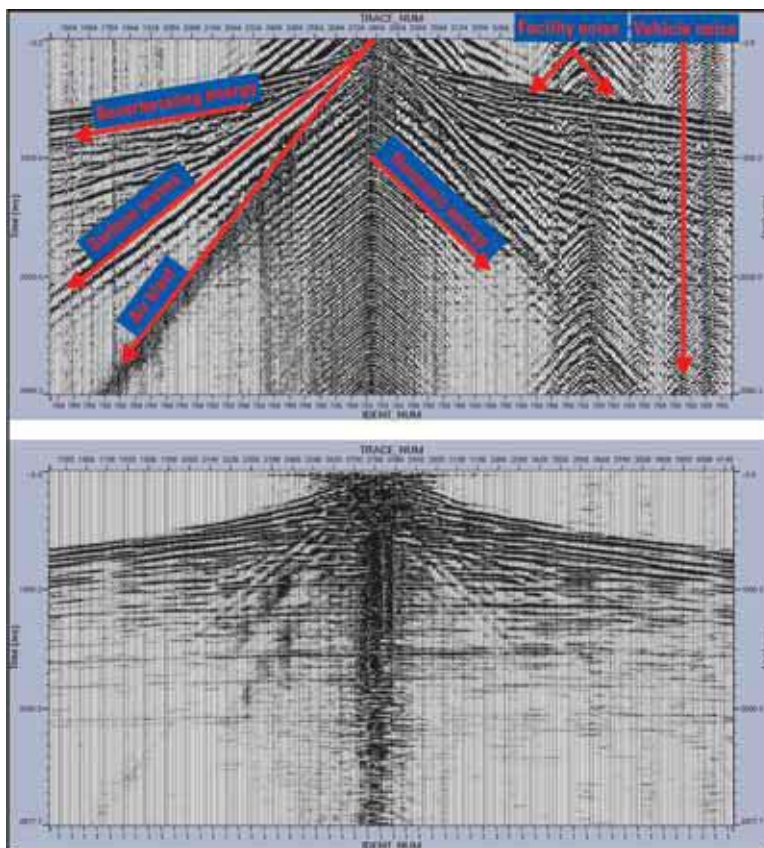


Рисунок 4 Чистая запись точечных приемников поперечной расстановки показывает различные когерентные шумы, возникающие на месторождение Манагиш (сверху). Digital Group Forming (DGF) эффективно подавляет эти шумы в той же самой записи, сохраняя при это полезный сигнал (снизу).

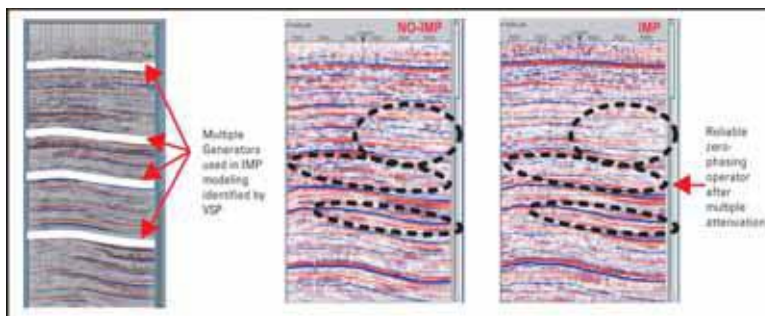


Рисунок 5 Источники кратных волн, определенные по данным ВСП (слева), были использованы на этапе обработки Interbed Multiple Predictor (IMP). Результат показан на рисунке: до обработки (по центру) и после (справа).

Участие специалистов-интерпретаторов из Kuwait Oil Company на всех этапах операции позволило привязать данные сеймики к скважинным данным. Параметры источника, используемого в 3D съемке, были определены с помощью записывающего устройства Q-Borehole VSI, предоставленного Schlumberger, которое располагалось на уровне главного резервуара. Затем интерпретаторы сравнивали данные наземной сеймики после инверсии тестовых данных со скважинными данными на уровне резервуара.

Эта мера обеспечила надежность обработки и позволила членам команды принимать решения по параметрам приема, используя объективный анализ соотношения сигнал/шум, стабильность волновых пакетов и спектральную полосу частот. Был выбран свип-сигнал с усилением высоких частот. Как только параметры свипа были выбраны по скважинным данным, для определения необходимого числа используемых вибраторов были проведены дальнейшие тесты на 2D профилях.

Съемка велась патентованными вибраторами M30/625 Desert Explorer с максимальной нагрузкой 80,000 фунтов. Однако на протяжении всего проекта выходное усилие вибраторов не превышало 48,000 фунтов, что составляет 60% от максимума.

Уменьшенный уровень возбуждения на больших вибраторах позволил получить сигнал в дальней зоне с высокой амплитудой и низкой величиной зашумления. Среднее значение шума, наблюдаемое на всех этапах, составляло менее 10%.

Для уменьшения поглощения и высокого уровня шумов, который наблюдался на 1 и 2 этапах, и ВСП, была выбрана группа из четырех вибраторов для совпадения точки возбуждения и увеличения количества закачиваемой энергии. Хотя группа вибраторов создает более интенсивную поверхностную волну, нежели одиночный вибратор, точечный приемник позволяет эффективно удалять ее при DGF обработке.

При тестировании источника Schlumberger записывала два уровня ВСП в скважине, находящейся в центре площади съемочных работ с использованием метода VSI. Эти данные были необходимы для построения изображения поверхности, примыкающей к скважине, и обеспечения проверки выбора параметров обработки данных, как часть процесса Well-Driven Seismic. В последнюю очередь учитывалась информация о восстановлении амплитуд, коэффициенте поглощения, скорости и анизотропии скоростей, AVO эффектах и данных моделирования и энергии кратных волн. (Morice *et al.*, 2002, 2003). На рисунке 5 показаны результаты определения главных источников кратных волн с помощью данных ВСП и их фильтрации на заключительной стадии обработки.

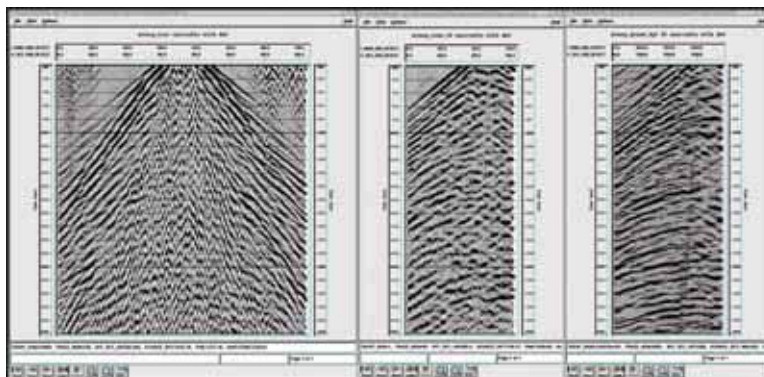


Рисунок 6 Визуальное сравнение показывает отличное подавление шума на результатах съемки Минажи в 2004 году. Слева показана чистая запись взрыва при обычной съемке в 1996 году, к записи был применен F-K фильтр (центральная панель) (выносы ограничены для соответствия записям Q-Land). На правой панели показан разрез Q-Land 2004 года после DGC (Digital Group Forming). Во время съемки 2004 года было зафиксировано больше посторонних шумов, связанных с инфраструктурой месторождения, чем при съемке 1996 года.

Наземная сейсморазведка

Этап 3 заключался в проведении новой 3D тестовой съемки длиной 24 км² с использованием оптимальных параметров источника и приемников, определенных на этапах 1 и 2. Со времени проведения работ в 1998 года на месторождении было построено нефтехранилище с тремя большими факелами и водонагнетательная станция, что стало источником дополнительных шумов. Новые данные были более высокоразрешенными, чем в предыдущей 3D съемке, несмотря на появление инфраструктуры, что свидетельствует о большой эффективности точечных измерений и методики обработки.

На Рисунке 6 показано сравнение записи 1996 года до и после примененного F-K (частота – волновое число) фильтра, и записи недавних цифровых группированных источников Q-Land в 2004 года. Оба источника располагались на расстоянии не более 100м друг от друга. Место, где пересекались две расстановки, помечено красной контрольной меткой. Очевидно, что на съемке 2004 года значительно больше преобладает сигнал и значительно меньше шум, несмотря на увеличение уровня помех от окружающей среды на площади съемки.

4 этап заключался в проведении повторной тестовой съемки в центральной части площади съемки третьего этапа для определения интенсивности неповторяющегося шума, представлявшего большую проблему в тестовых съемках 1998 года, методологических параметров точечного источника/точечного приемника Q-Land. В настоящее время результаты этого этапа анализируются.

Результаты съемки

Относительно простая задача определить успешность съемки, используя представленное сравнение (Таблица 2), внушительные результаты были получены по расширению полосы частот: она была расширена с 44 Гц до 70 Гц. Окончательный результат сравнения разрезов предыдущей съемки и съемки с использованием Q-Land показан на рисунке 7.

Подчеркнем возможность проведения процедуры миграции непосредственно в поле, которая была выполнена командой обработчиков всего через шесть дней с момента окончания съемки. Материал содержал 16 терабайт информации, 384 миллионов некоррелированных точечных сейсмических трасс, плотность которых составляла свыше 16 миллионов трасс на км² – волновое поле с высоким показателем дискретизации. После процедуры DGF выходная плотность составила 304 тыс. трасс на км² и объем данных был уменьшен до 80 гигабайт. Это эквивалентно объему данных в 48 гигабайт для той же площади в 24 км², съемка на которой велась в 1996 году.

Объединение цикла обработки и проведения съемочных работ в единый рабочий поток было ключевым решением для получения мигрированного куба данных в столь короткое время. Данные с записывающих станций поставлялись в вычислительные центры на переносных жестких дисках. Для упрощения процедуры загрузки данных в цикл обработки использовался запатентованный формат записи. Таким образом, была достигнута одновременность выполнения обработки и проведения съемки.

Некоторые процедуры подавления шума были проделаны на некоррелированных данных перед вводом поправок за возмущающие факторы и применения фильтров пространственной передискретизации, применяемыми перед процедурой DGF. Впоследствии к данным группирования был применен «нормальный» цикл обработки без Well-Driven Seismic. Возможность быстрого получения мигрированного куба для работы позволила интерпретаторам Kuwait Oil Company немедленно начать изучать его. Одновременно с этим процессом данные были посланы в региональный центр обработки данных WesternGeco в Каир. Там была произведена процедура обработки Well-Driven Seismic к полученным от специалистов КОС данным.

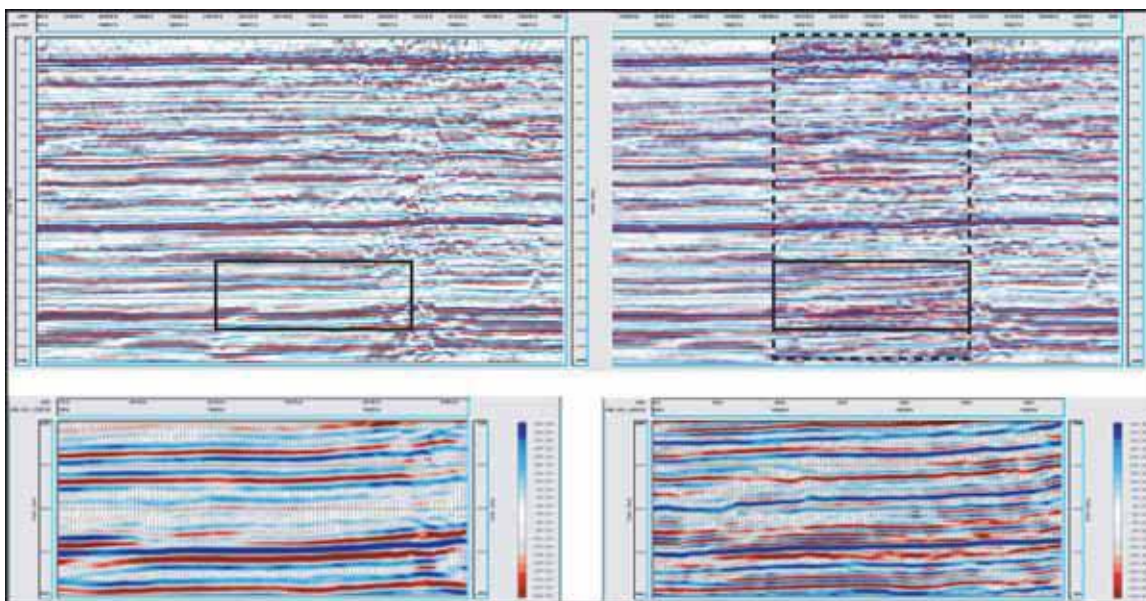


Рисунок 7 Обычный сейсмический разрез 1996 года (слева) в сравнении с тем же разрезом, но с Q-Land съемкой, вложенной в основной разрез и обозначенной пунктирной вертикальной (справа сверху). Разрезы внизу – увеличенные изображения, помеченные прямоугольником в основных изображениях (сверху). Отложения Минагши появляются на глубине около 1500 мс. Обратите внимание, на повышенную вертикальную и горизонтальную разрешающую способность в резервуаре и на более глубоких разрезах.

Прогноз

Нефтяная промышленность только недавно начала исследовать реальные возможности точечных измерений и обработки, при постоянной эволюции возможностей этой технологии. На примере тестового изучения месторождения Минагиш Kuwait Oil Company продемонстрировала технологию Q-Land и методы, способные эффективно и корректно дискретизировать 3D волновое поле, при этом эффективно удаляя шумы и применяя поправки за возмущения перед процедурой DGF. В результате этого была расширена полоса частот, сохранены высокие частоты и зафиксировано значительное улучшения качества сигнала в несуммированных данных.

Хотя на проекте разработки Минагиш велась съемка с высокой плотностью, точечные методы в равной степени применимы к разведочным работам с низкой плотностью. Способность увеличивать соотношение сигнал/помеха при регистрации данных позволяет записывать и обрабатывать материал с низкой кратностью, улучшая его качество по сравнению с неточечной съемкой. Все преимущества этой технологии могут быть в дальнейшем использованы компаниями, выполняющими съемочные работы методами точечной сейсморазведки, для обеспечения высокого разрешения при описании коллекторов и базовой съемкой перед мониторингом резервуара.

В действительности же нефтяная промышленность только начала исследования возможностей точечных измерений и обработки.

WesternGeco продолжит изучение и развитие технологий точечных источников и приемников. Мы убеждены, что это позволит более эффективно подавлять шумы, сохраняя при этом сейсмический сигнал более близким к реальности, чем это возможно при использовании традиционных методов.

Благодарности

Авторы благодарят Стефана Пикерига (Stephen Pickering) из WesternGeco за редакцию статьи и остальных коллег за их неоценимую помощь: Кинг Лай (King Lau) из Kuwait Oil Company, Питер ван Баарен (Peter van Baaren) из WesternGeco, Марк Дали (Mark Daly) и Др Андерас Лаке (Andreas Laake).

Литература

- Morice, S., Volterrani, S., Nafie, T. and Shabrawi, A. [2002] Well-Driven Seismic Processing and Reservoir Characterization. *AAPG International Petroleum Conference and Exhibition*, Cairo.
- Morice, S. [2003] Integrated borehole and surface seismic: New technologies for acquisition, processing and reservoir characterization, Hassi Messaoud Field. *14th SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference (MEOS)*.
- Ozbek, A. [2000] Adaptive Beam Forming with Generalized Linear Constraints. *SEG 70th Annual International Meeting*.