

### Расширение диапазона частот по данным одиночного сейсмического приемника – исследование примера месторождения Lehib. Increasing bandwidth with single sensor seismic data - the Lehib oilfield case study

AbdulBaset Refae,<sup>1</sup> Sayed Khalil,<sup>2\*</sup> Bob Vincent,<sup>2</sup> and Michael Ball<sup>2</sup> представляют пример наземных сейсмических исследований в Ливии, чтобы показать преимущества использования методики регистрации и обработки данных с одиночным приемником.

С ноября 2006 г. по март 2007 г. Sirte Oil Company (SOC) впервые успешно применила систему одиночного приемника WesternGeco Q-Land в Ливии. Цель этого проекта заключалась в том, чтобы определить, могут ли методики регистрации и обработки данных одиночного приемника повысить разрешающую способность и частотный состав с учетом проведения детального моделирования резервуара на нефтяном месторождении Lehib. Исследования показали улучшение отношения сигнал-помеха (S/N) и более широкий спектр по сравнению с предшествующими работами. Комплексирование геометрии системы наблюдений, модификация генератора (источника) и параметров обработки явилось ключом к успеху проекта.

#### Положение месторождения Lehib

Район исследования находится в концессии 06 в 130 км к югу от Marsa Brega и занимает площадь около 400 км<sup>2</sup>. Эта площадь представляет широкое многообразие сложного пустынного ландшафта. На севере и востоке господствует плато твердых известняков, которое опускается ступенчатыми эскарпами высотой 100-150 м к песчанистой области на юге с несколькими низкими дюнами и обширному району sabkha, недоступному для средств передвижения. Установленная инфраструктура нефтяного месторождения в пределах разрабатываемой части его определила дальнейшее направление поисковых работ.

#### Геофизические предпосылки и задачи

Бассейн Sirte состоит из серии горстов и грабенов, выполненных осадками. Первое открытие промышленных запасов нефти в бассейне Sirte было в апреле 1958 г. Считается, что промышленные запасы составляют около 40 миллиардов баррелей нефти (Le Heron et al., 2007). Месторождение Lehib это дислоцированная антиклиналь запад-северо-западного – восток-юго-восточного простирания, развитая в пределах разбитого на блоки горста на западной окраине платформы Zelten. Оно было открыто в 1965 г. и дает нефть, газ и конденсат, в первую очередь, из Верхне-мелового комплекса Waha, состоящего из пород от песчанистых известняков до известковистых песчаников, и во вторую очередь, из подстилающего Кембрий-Ордовичского комплекса Gargaf, состоящего из песчаников.

Первоочередные задачи новых сейсмических исследований состояли в оконтуривании пространства и мощности резервуара Waha на основной структуре Lehib; установлении межфлюидных контактов и определении возможных дополнительных ресурсов вне этой структуры. Вторая задача была определить плотность трещиноватости и



Рисунок 1 Положение 3D Q-Land сейсмической съемки района Lehib.



Рисунок 2 Эскарпы в районе съемки Lehib.

ориентировку трещин/разломов на поверхности Gargaf.

Формация Waha на глубине приблизительно 2.5 км и продуктивная в пределах до 110 м эффективной мощности, была закартирована, используя вышележащую маркирующую формацию Kalash. Рис 4 показывает основную геологическую модель месторождения Lehib.

#### Анализ разрешающей способности и схема одиночного приемника

При подготовке к съемке было проведено подробное исследование проекта, охватывающее моделирование по коротажным данным и анализ полученных ранее сейсмических данных. Чтобы получить конечную регистрацию и параметры предварительной обработки были проведены новые дополнительные полевые испытания. Предыдущие традиционные сейсмические данные характеризовались частотами около 40-50 Hz. Система Q-Land записывает трассы одиночного приемника, обеспечивая подавление шума и включение статических поправок в систему датчика. Связанная с ориентированным на объект источником, расположенным в другом месте, система, можно предположить, увеличит максимальную извлекаемую полосу частот до 20Hz. Рис 5 демонстрирует предсказанное улучшение разрешимости результатов интерпретации для основных формаций как функцию максимальной извлекаемой частоты.

По этой части исследования был сделан

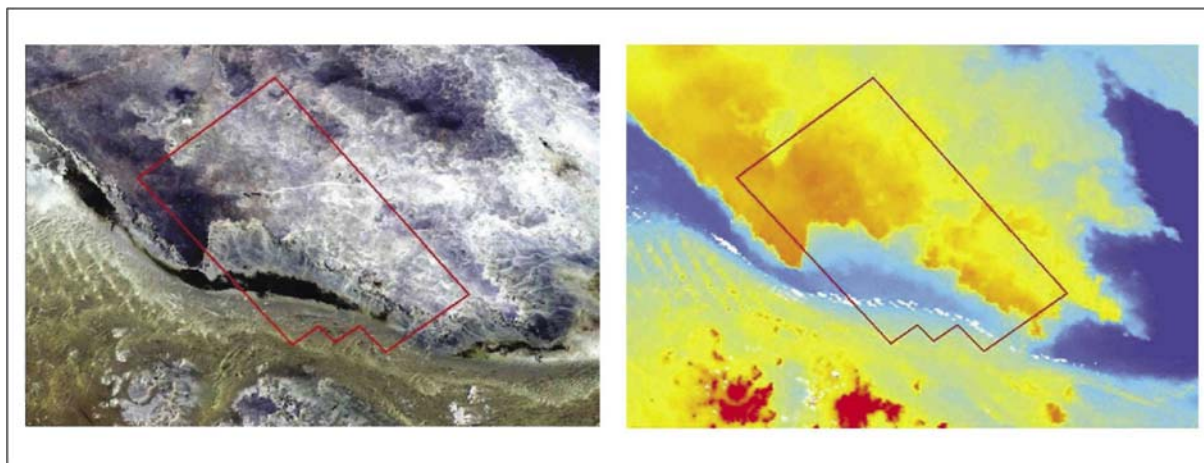
<sup>1</sup> Sirte Oil Company, Tripoli, Libya.

<sup>2</sup> WesternGeco, Tripoli, Libya.

\*Corresponding author, E-mail: skhalil2@slb.com.

2008 EAGE www.firstbreak.org

## Наземная сейсморазведка

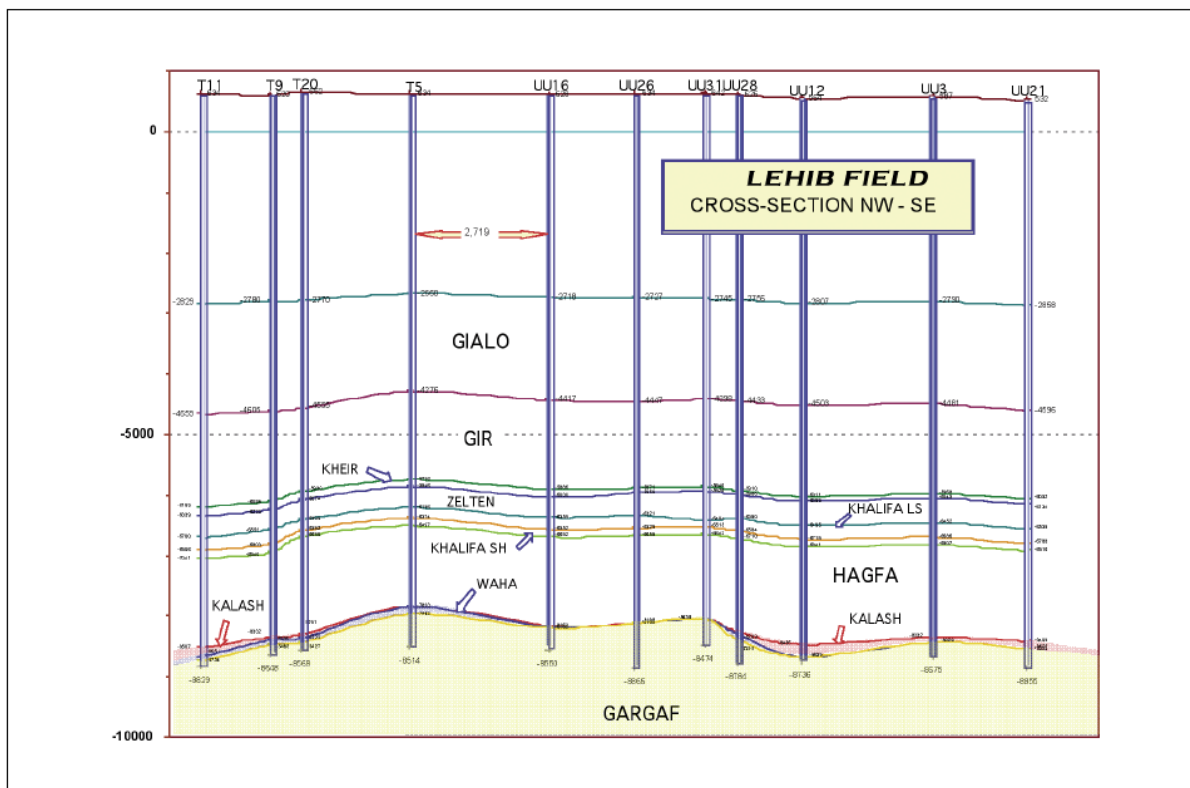


**Рисунок 3** Рельеф и топография района Lehib.

вывод, что максимальные воспроизводимые частоты 70Hz и выше являются основным геофизическим требованием к съемке. Показано возможное улучшение сейсмической разрешимости в скважинных модельных результатах для типичной нефтяной скважины Lehib (рис. 6).

Тестирование геометрии наблюдений одиночного датчика позволяет оценить повышение точности сигнала и характер когерентного шума, генерируемого источником в районе съемки.

Измерения шума до проведения съемки дало возможность измерить скорость, частоту и длину волны каждого типа шума, а затем, исследуя различные численные группы, образующие схемы (DGF), эффективно ослабить когерентный шум, оставляя в то же время сигнал неповрежденным. Рис. 7 демонстрирует сводку основных волн шума, установленных при испытаниях до проведения съемки. Рис. 8 демонстрирует пример необработанных измерений по одиночному датчику и соответствующие результаты после DGF.



**Рис. 4** Поперечный разрез месторождения Lehib по профилю с СВ-ЮЗ простираением.

## Наземная сейсморазведка

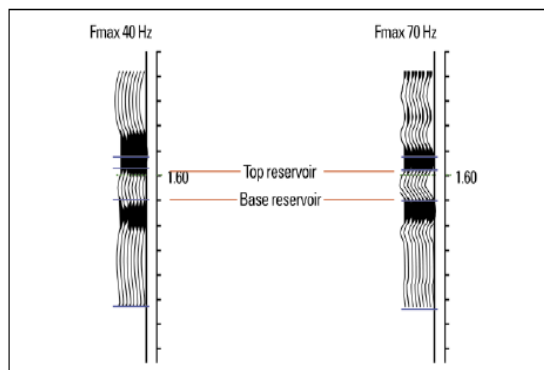
Формация KALASH			Формация WANA			Формация GARGAF		
Максим. частота	Выявляемая минимальная мощность	Разрешимая Минимальная мощность	Максим. частота	Выявляемая минимальная мощность	Разрешимая Минимальная мощность	Максим. частота	Выявляемая минимальная мощность	Разрешимая Минимальная мощность
50Гц	17.5 м	35 м	50Гц	18 м	37 м	50Гц	21 м	41 м
60Гц	14.5 м	29 м	60Гц	15.5 м	30.5 м	60Гц	16 м	32 м
70Гц	12.5 м	25 м	70Гц	14 м	27.5 м	70Гц	14 м	28 м

**Рисунок 5** Прогнозное разрешение как функция максимальной частоты

Частотный анализ (рис. 9) полевых наблюдений показал, что уменьшение шума и достоверное воспроизведение сигнала, ставшие возможными по наблюдениям и обработке данных по одиночному датчику, улучшили разрешающую способность по времени в пределах целевого объекта в интервале глубин 2400-3000 м (1.6-2.0 с TWT). В полевых данных наблюдался сигнал с частотами по крайней мере 60 Hz.

#### Параметры съемки

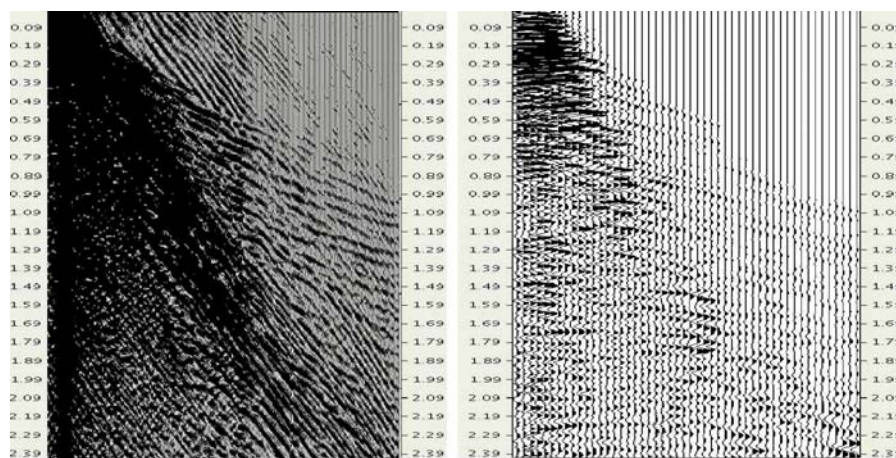
Съемка проводилась с использованием расстановки 22,272 одиночных датчиков. Расстояние между датчиками вдоль линии наблюдения 10 м. Каждая приемная линия включала четыре подлинии на расстоянии 10 м друг от друга. К группам 16 (4x4) сейсмоприемников был применен DGF, как изображено



**Рисунок 6** Моделированное сейсмическое разрешение для 40Hz и 70-Hz частотных максимумов.

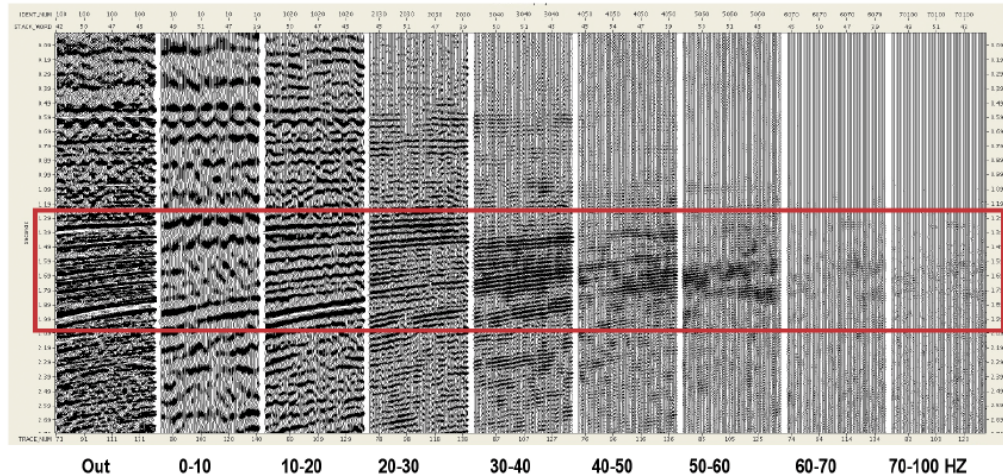
Вид	Скорость мс <sup>-1</sup>	Длина волны м	Частота Гц	
Поверхностные волны	600-900	15-160	5-40	Недисперсные. Рассеивание более длинных волн
Головные волны	900-2000+	25+	5-40	Непрерывные значения скоростей
Атмосферные волны	350	5-15	30-100	Алясинг на шаге 5 минут

**Рисунок 7** Виды шумов, установленные при исследовании шумов до проведения съемки.



**Рисунок 8** Необработанные измерения по одиночному датчику (слева) и полученные результаты DGF, с фильтром FKK (справа).





**Рисунок 9** Частотный анализ после DGF. Целевой объект находится внутри области, закрашенной красным цветом.

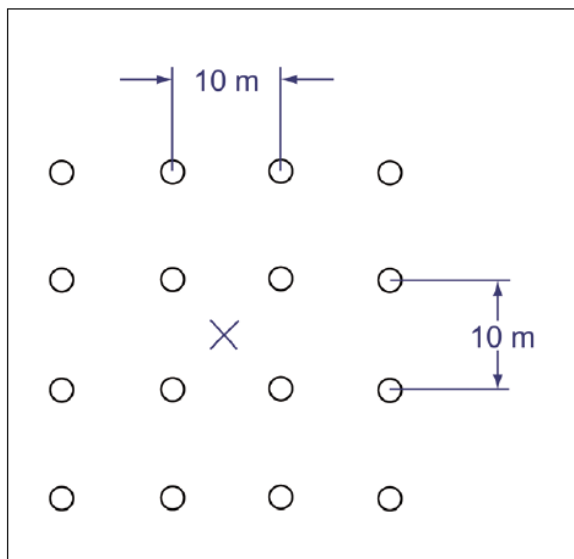
на рис. 10, чтобы представить для последующей обработки 40-метровый интервал группирования.

Данные регистрации системы Q-Land с датчиками ускорения (GAC), предназначенные для определения сигнала с минимальным искажением низких частот, были сопоставлены с данными датчиков скоростей по сейсмоприемникам, обычно используемым при наземной сейсмической съемке. Объединенные с эффективным широкополосным источником, датчики ускорения (GAC) дают возможность получить более высокое разрешение изображения и более надежную сейсмическую инверсию.

5-80 Гц вибросейсмический источник обеспечивался двумя вибраторами, каждый способен произвести максимальную мощность 60,000 lbf (фунт-сила). Два вибратора были расположены на расстоянии 15 м друг от друга. Чтобы дополнить

высококачественную систему регистрации, был использован собственный запатентованный управляющий сигнал максимального смещения (MD Sweep). Эта методология далее усиливает выходную низкую частоту по сравнению с общепринятыми методиками. Увеличение доли низких частот сигнала очень важна для того, чтобы улучшить разрешение сейсмических данных, и особенно важна для точного преобразования сейсмической амплитуды в акустический импеданс. MD Sweep передает заранее определенную функцию спектральной плотности выходной мощности вибратора в низкочастотную часть управляющего сигнала.

Были применены отдельные статические поправки к каждому датчику в течение DGF. Это является важным преимуществом данных, зарегистрированных по одиночному датчику в чрезвычайно холмистых местностях, таких как дюны и эскарпы, встречаемых в районе Lehib. При стандартных системах вывод всех датчиков суммируется (они физически соединены) до регистрации для последующей обработки.



**Рис. 10** Компоновка датчиков.

## Наземная сейсморазведка

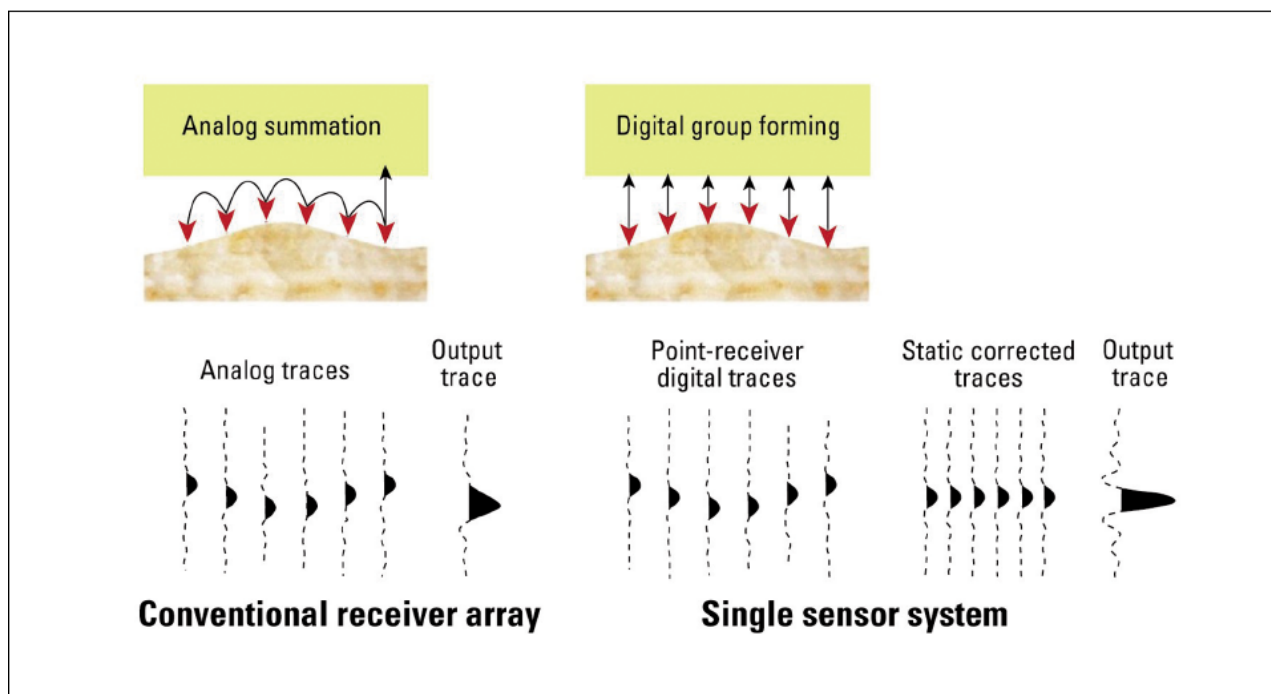


Рисунок 11 Индивидуальные статические поправки применены к каждому одиночному датчику.

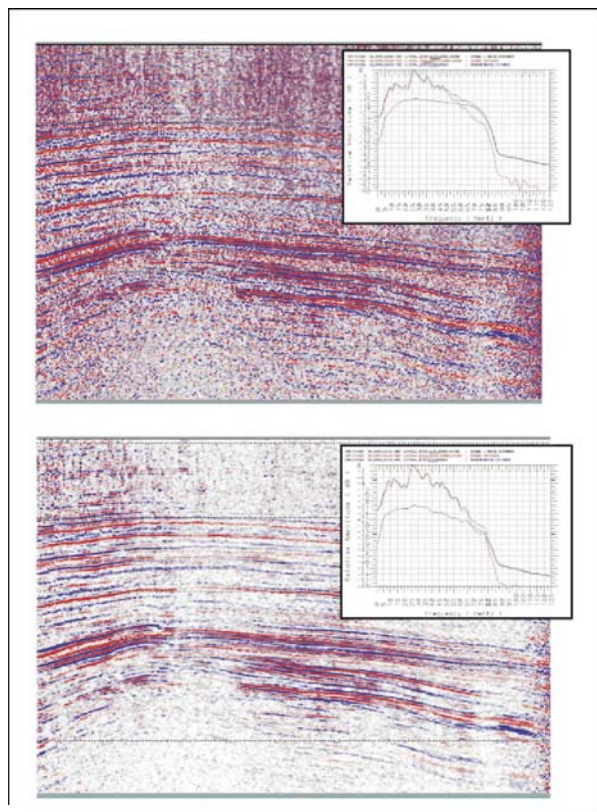


Рисунок 12 Сопоставление между сейсмическим разрезом до удаления шума (верхний) и разрезом после удаления шума (нижний) показывает эффективность использованной методики удаления шума.

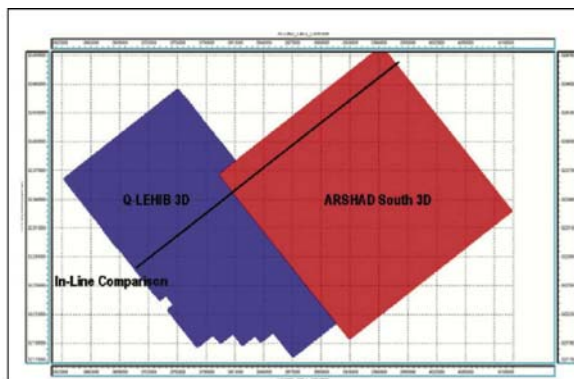


Рисунок 13 Положение района съемок Lehib и Arshad.

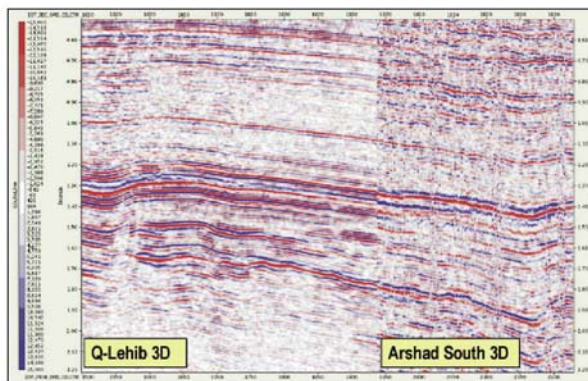
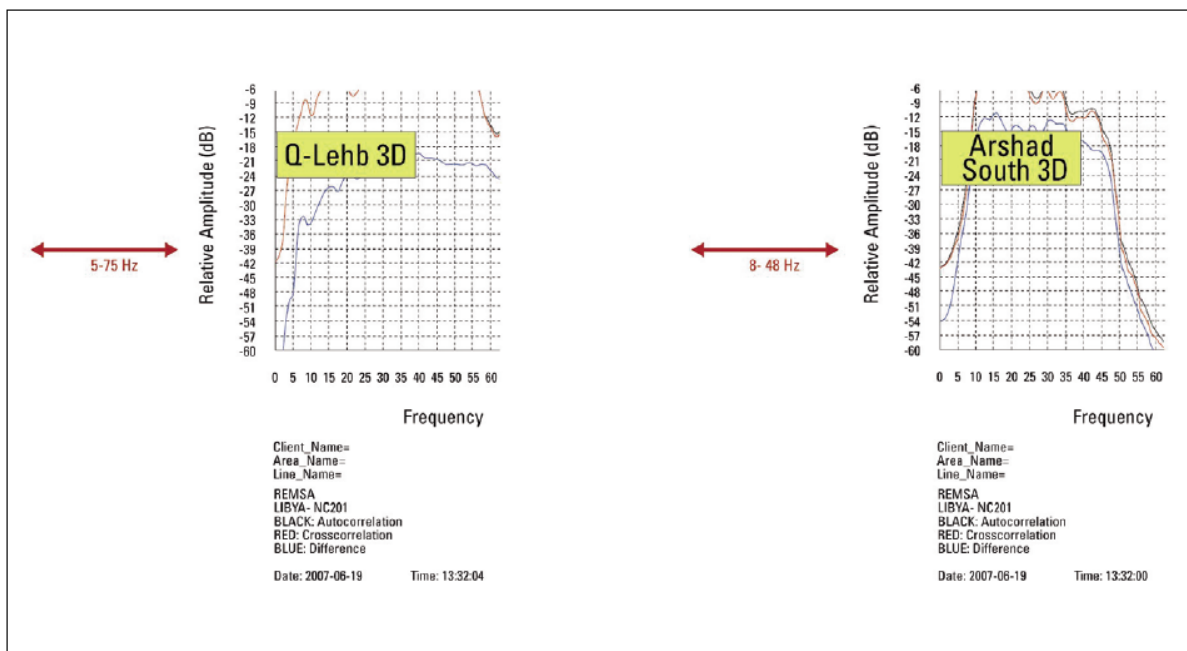


Рисунок 14 Сейсмический разрез по традиционной съемке района Южный Arshad (справа) сопоставляется с разрезом по данным вновь проведенной съемки района Lehib (слева).



**Рисунок 15** Амплитудный спектр по 1000-2000 мс TWT для съемки Lehib Q-Land и традиционной съемки 3D района Южный Arshad.

Матрица датчиков, использованная для съемки района Lehib, располагалась на площади 40x40 м, в пределах которой могли быть значительные вариации по высоте и отсюда существенные вариации во времени прибытия сигнала. В общепринятых системах эти флуктуации, названные внутриматричными возмущениями, являются причиной ослабления части сигнала после электронного (аналогового) суммирования. Поправка за эти внутриматричные возмущения до суммирования, как показано на рис. 11, улучшает амплитуду и достоверность вступлений отраженных волн.

#### Ослабление эффективного шума

Участки района съемки имели высокие уровни шума окружающей среды и некоторые трассы содержали высокоамплитудные импульсы – особенно те, которые близко расположены к вибраторам. Одиночные датчики особенно чувствительны к шуму, но, в то же время допускают применение методик численного подавления. Чтобы понизить шумы этого типа, был использован процесс ослабления шума окружающей среды, который уничтожил anomalously высокие амплитуды, используя частотный когерентный подход.

Когерентный шум был ослаблен после DGF, используя сочетание метода поперечной расстановки FKK, чтобы промоделировать шум, и фильтр адаптивного вычитания по схеме наименьших квадратов для удаления его.

Для дальнейшего улучшения отношения сигнала к шуму был применен дополнительный способ ослабления произвольного шума.

#### Результаты съемки

Съемка в районе Lehib, основанная на обеспечении увеличения отношения сигнала к шуму и расширении диапазона частот в пределах целевого объекта, была успешной. Усиленная разрешающая способность и расширенный частотный состав (и в

высокочастотной части спектра и в низкочастотной) данных системы Q-Land позволяют более уверенно проводить интерпретацию и лучше увязывать ее с существующими скважинными данными, обеспечивая, таким образом, создание более точной модели резервуара. Результаты были сопоставлены с 3D традиционной съемкой соседней области Южный Arshad (рис. 14). Сопоставление частотного спектра этих двух съемок (рис. 15) показывает улучшения, достигнутые при использовании и обработки данных одиночного датчика. Съемка Lehib получила увеличение частотного спектра на 20Гц, а также дополнительную разницу между сигналом и шумом по отношению к традиционной съемке на 12 дБ.

#### Выводы

Исследование показало, что методика одиночного датчика может эффективно и должным образом представлять 3D сейсмическое волновое поле района Lehib, эффективно подавлять шум и вводить поправки за возмущения до DGF. Результатом является увеличение полосы пропускания частот и точности сигнала досуммированных данных, что существенно улучшает результативное качество данных в районе, где общепринятые сейсмические методики не обеспечивают достаточную детальность для эффективной организации работ на резервуаре.

#### Благодарности

Авторы благодарят Sirte Oil Company за разрешение опубликовать эту работу, а также Yasar Kupelikilic (Sirte Oil Company) и David Arnold и Phillip Bilsby (WesternGeco) за неоценимый вклад.

#### Литература

Le Heron, D.R and Thusu, B. [2007] Prospects in Libya's mature and frontier basins. *First Break*, 25(2), 73-79.