

## Морская сейсморазведка

## Использование калиброванных сейсмических измерений для повышения точности описания резервуара на примере UKCS

### Calibrated seismic measurements for improved reservoir definition: a UKCS case study

**Steve McHugo, John Bacon, Andrew Furber, и Steve Pickering из WesternGeco представляют преимущества последних сейсмических разработок на примере месторождения с Северного моря (Великобритания).**

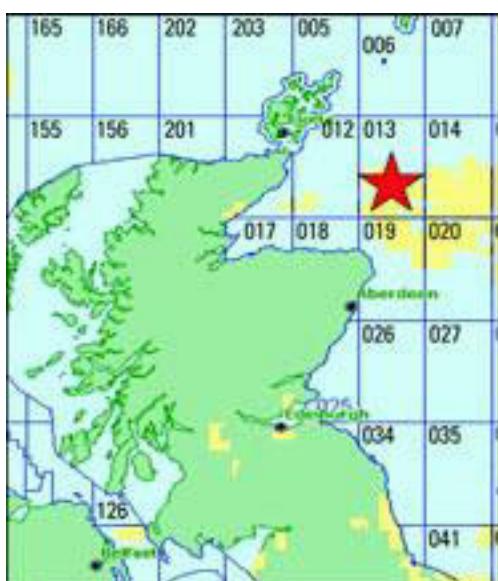
**В**2003 году WesternGeco необходимо было провести высокоразрешенную сейсмическую съемку для Chevron на месторождении Кэптэн в Северном море (Великобритания). Сейсмические данные должны были быть получены с помощью технологии точечных приемников и обработки с использованием детерминистических методов.

Целью новой съемки было получение улучшенного сейсмического изображения месторождения, более детальное картирование известных коллекторов и определение новых целевых объектов.

При проведении съемки использовались последние достижения сейсмической разведки. Среди них, калиброванные измерения точечными приемниками, пилотирование сейсмической косы, высокоточное акустическое определение местоположения приемника и запись формы импульса в ближней зоне, позволяющей достичь большей достоверности при обработке и, соответственно, более высокой детальности сейсмического изображения. В этой статье будет рассказано о влиянии, которое оказывают дискретизация и измерения формы импульса в ближней зоне на качество конечного результата.

#### Предпосылки

Роуз (Rose, 1999) в своей работе рассказывает о некоторых аспектах описания резервуара месторождения Кэптэн и ссылается на проблемы, связанные с сейсмическими данными, используемыми при оценке и разработке. На блоке UKCS 13/22 (Рисунок 1) на западе залива Морк-Ферт из



**Рисунок 1** Месторождение Кэптэн в блоке 13/22а, западная часть залива Морк-Ферт прибрежной зоны Великобритании.

двух нижнемеловых глубоководных турбидитных коллекторов и верхнеюрского мелководного коллектора добывают тяжелую нефть (19 до 21° API).

Месторождение было открыто в 1977 году и введено в эксплуатацию в 1997. Для добычи используются близкорасположенные горизонтальные скважины с большим рабочим пространством. Оценка месторождения была произведена с помощью более 25 вертикальных оконтуривающих скважин; они, в сочетании с уже существующими сейсмическими данными 1990 года, позволили создать структурную карту кровли коллектора, что было использовано для бурения многих горизонтальных добывающих скважин с большим рабочим пространством и высоким отношением эффективных и общих толщин.

Сейсмическая съемка 1990, однако, давала недостаточно достоверное изображение и глубинную оценку зон коллекторов. Причиной тому являлось слабое соотношение сигнал/шум и ограниченное разрешение по ключевым отражающим горизонтам. Это являлось основной проблемой, связанной с относительной слабостью сейсмической отражательной способности ключевых горизонтов песчаников и сложностью геологии покрывающих пластов. При новой сейсмической съемке эти проблемы были устранены.

#### Геофизические трудности

Кэптеновские песчаники залегают на средней глубине 900 м (~ 2900 футов) и на времени 700 мс. Предварительное изучение показало, что эти песчаники преимущественно обладают слабым контрастом акустического импеданса с лежащими над ними глинами. Результатом этого является слабая отражательная способность на нулевом офсете. Кроме того, присутствие тяжелой нефти в песках означало, что влияние флюидов будет затруднять картирование нефтеносных зон.

Проблемы, связанные со слабой отражательной способностью осложняются геологией покрывающих слоев, состоящих из ледниковых каналов, а также разнородностью и неравномерной топографией групп пород Maureen и Chalk. Кроме того, значительное воздействие оказывает поглощение энергии в перекрывающих меловых фациях (Q фактор = ~100). Высокоамплитудные кратные волны в водном слое и сильные отражения от основания мела перекрывают слабые отражения от коллектора.

Перед съемкой ставились следующие задачи:

- Улучшить временное разрешение для достижения верхней частотной границы в 140 Гц, что позволит провести картирование тонких песчаных слоев и обнаружить выклинивание резервуара
- Улучшить соотношение сигнал/шум для повышения детальности структурной и стратиграфической интерпретации
- Обеспечить высокую пространственную дискретизацию на всех этапах обработки для картирования коллектора
- Построить изображение вторичного коллектора в верхнеюрских песчаниках

# Морская сейсморазведка

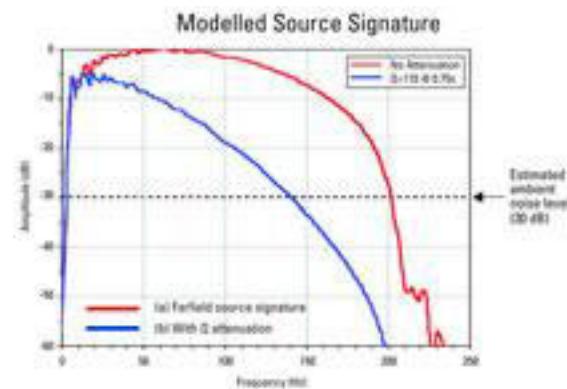


Рисунок 2 Амплитудный спектр модельного исходного импульса с учетом затухания  $Q$  и без него на целевом горизонте. Пунктирной линией показан уровень шума на 30 дБ. Целевая частота сигнала находится в диапазоне от 5 до 140 Гц.

Рисунок 2 показывает амплитудный спектр модельного исходного импульса с учетом поглощения и без него. Глубина источника и заглубление сейсмической косы, используемая при моделировании, составляет 3.5 м и 4 м соответственно.

На рисунке 3 показана синтетическая сейсмограмма на нулевом выносе и каротажные записи с месторождения Кэптэн. Вейвлет, используемый в синтетике, - нуль-фазовый с амплитудным спектром, изображенным на рисунке 2 (b).

Кровля верхних кэптоновских песчаников (UCS) граничит с тонким глинистым слоем (Родби) и не может быть разрешена с помощью сейсмических наблюдений. Однако фундамент UCS можно картировать с помощью сейсмических данных, если они обладают достаточной шириной спектра и достаточным соотношением сигнал/шум.

## Сейсмические измерения

Новая съемка покрыла 214 км<sup>2</sup>. Сроки ее проведения с августа по сентябрь 2003 года. Основные параметры съемки приведены в таблице 1.

Число и длина Кос	8 X 2000м
СМР кратность	40
Интервал м/у косами	37.5 м
Глубина источника	3.5 м
Заглубление косы	4.0 м
Расстояние м/у источниками	2.5 м (Dual flip/flop)
Расстояние м/у приемниками	3.125 м
Частота дискретизации	2 мс
Объем пушки	2098 дюйм <sup>3</sup>

Таблица 1 Сводная таблица параметров съемки.

Куртис и Давис (Curtis and Davies (2001) ) в своей работе обсуждают, как системы наблюдения накладывают начальные ограничения на полосу частот получаемых сейсмических данных, ссылаясь на пространственную дискретизацию приемных расстановок и знание формы импульса. При съемке на месторождении Кэптэн использовалась система записи точечными приемниками, расположенными на небольшом расстоянии друг от друга, совместно с измерением формы исходного импульса в ближней зоне.

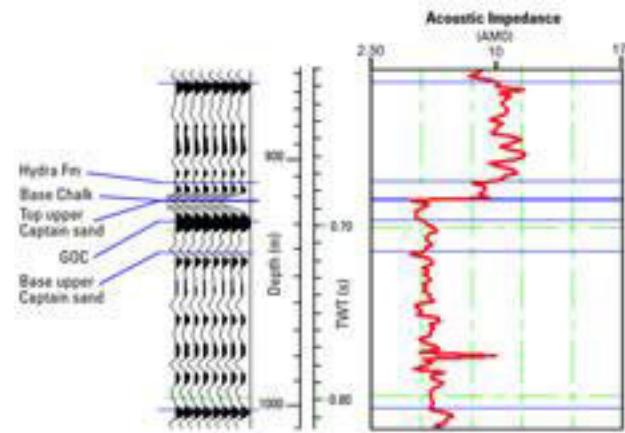


Рисунок 3 Синтетическая сейсмограмма на нулевом выносе и каротажные диаграммы с месторождения Кэптэн. Вейвлет, используемый в синтетике, - нуль-фазовый с амплитудным спектром, изображенным на рисунке 2 (b)

Новые параметры съемки удовлетворяют требованиям по улучшению разрешающей способности, уменьшению уровня шума и построению изображений более глубоких вторичных целевых объектов. Для улучшения разрешающей способности сейсмические источники и косы были заглублены на 3.5 и 4 м соответственно, выдавая ложные спектральные линии на 214 Гц и на 187.5 Гц. Размер бина по кросслайнам составлял 9.375 м. Данные записывались приемниками, расположеннымными на расстоянии 3.125 м друг от друга. Такой интервал позволил лучше подавить шум на ранних этапах обработки и дал возможность контроля над процессом появления эффектов алиасинга во время дальнейшей пространственной дискретизации. Длина косы составляла 2000 м, что сделало допустимым построение детального сейсмического изображения более глубоких вторичных целевых объектов. Для минимизации отклонения от проектируемого направления и поддержания непрерывной дискретизации по кросслайнам использовалось пилотирование сейсмической косы.

Мелководное буксирование обеспечивало работу в заданном диапазоне частот между 5 и 140 Гц. Однако такой вид буксирования имеет два нежелательных эффекта. Во-первых, волны-спутники уменьшали содержание низкочастотных компонент в исходном импульсе и, во-вторых, из-за близкого расположения соседних кос на них значительно влияло волнение моря. В следующей части будет рассказано о способах преодоления этих трудностей.

## Анализ сейсмических данных

Основные этапы обработки сейсмических данных включают в себя подготовку данных, их анализ и построение изображения. Подготовка данных применяется для подавления шума и редакции данных таким образом, чтобы в дальнейшем их можно было анализировать с необходимой детальностью для построения изображения.

## Морская сейсморазведка

Этап подготовки включает в себя (но не ограничивается только перечисленным) подавление шума, коррекцию смещения приемников, выделение исходного импульса, подавление кратных волн и коррекцию за приливные колебания. Этап анализа включает в себя скоростной анализ, оценку импульса, инверсию и интерпретацию. Точное построение модели напрямую зависит от качества выполнения этапов подготовки и анализа.

Наша стратегия заключалась в том, чтобы провести максимально возможное подавление шума на начальных этапах обработки, закладывая мощный фундамент для эффективной работы на следующих этапах. Это позволило более строго выполнить подавление кратных волн, провести более точных скоростной анализ и улучшить сейсмическое изображение после миграции. В этом разделе будет рассказано об этапе подготовки с акцентом на подавление шума и обработку с учетом формы импульса, что стало возможным после применения ряда технологий проведения съемки.

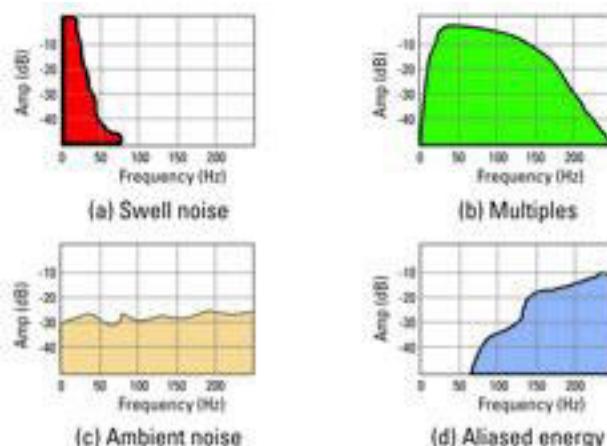


Figure 4(i) Noise spectra

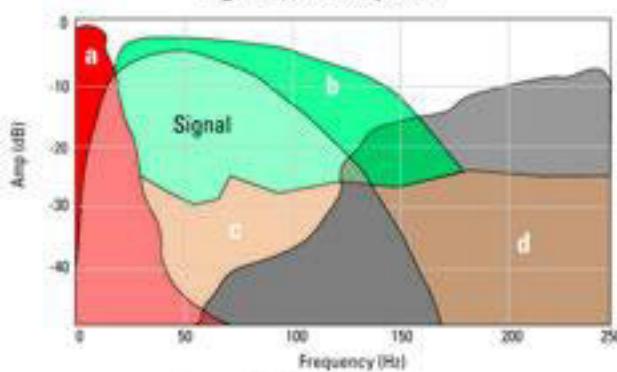


Figure 4(ii) Composite spectrum

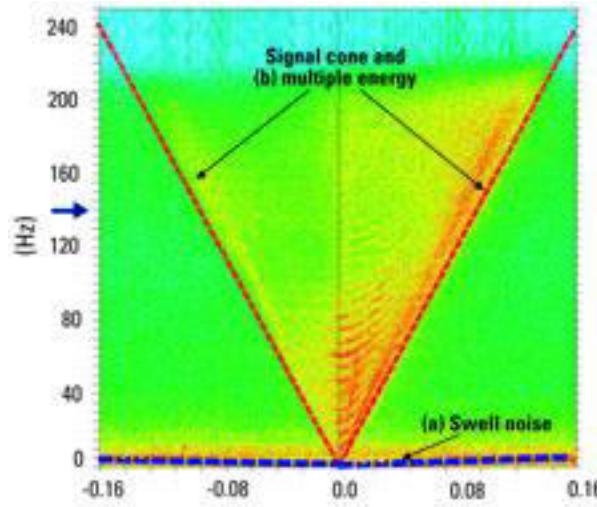
**Рисунок 4** Спектральный анализ основных типов шума на месторождении в виде цветных схем. Рисунок 4(i) показывает спектр чистого шума, Рисунок 4(ii) показывает составной спектр сигнала с шумом.  
 a) Показывает шум от 0 до 20 Гц; b) Поверхностно-связанные кратные волны в диапазоне 5 - 170 Гц;  
 c) Внешний нерегулярный шум на всех частотах d) Шум в результате алиасинга.

*Разделение сигнала и шума: важность пространственной дискретизации.*

Сохранение энергии данных с высокими волновыми числами очень важно, так как они включают в себя основную энергию с дальних выносов (необходимую для точного скоростного анализа, AVO и суммирования) и энергию кратных волн, которая должна быть нетронута при подавлении шумовых компонентов. Во время записи спектр целевого сигнала загрязняется шумом различного происхождения. Основная задача обработки заключается в подавлении шума и сохранении целевого сигнала; наши алгоритмы обработки основываются на возможности разделения шума и сигнала. В связи с этим, важнее использовать более частую дискретизацию для шума, чем для сигнала.

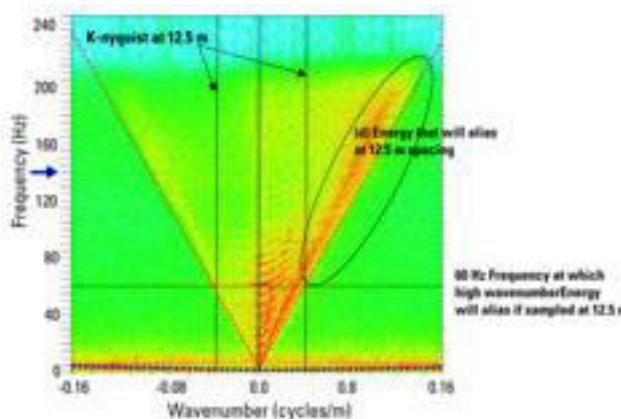
На рисунке 4 в виде схемы показаны спектральные компоненты сигнала и шума обычной сейсмической полевой записи на рисунке 4(i)

- o Спектр (a) шума, вызванного движениями моря, которые представлены высокоамплитудными колебаниями при частоте порядка 0 – 20 Гц. Причины этого шума и методы его подавления обсуждаются Дженкерсоном (Jenkerson et al. (2000)).
  - o Спектр (b) поверхностно-связанных кратных волн, который не затрагивается поглощением и, поэтому, обладает большей амплитудой чем полезный сигнал.
  - o Спектр (c) фонового шума, обладающий постоянной амплитудой на всех частотах (белый шум). Этот шум обладает случайной природой и может быть подавлен с помощью когерентной фильтрации.
  - o Спектр (d) отвечает энергии алиасинга, который является результатом неудовлетворительной пространственной дискретизации при проведении записи в поле. При вхождении этой энергии в спектр, она не может быть разделена с энергией полезного сигнала.
- Объединенный спектр и спектр желаемого сигнала представлены на 4(ii). Сигнал обладает меньшей амплитудой нежели кратные волны или шум, вызванный колебанием моря.



**Рисунок 5** F-K изображение небообработанной записи от точечного источника со временем дискретизации 2мс и расстоянием между приемниками 3.125 м. (a) показывает область, занимаемую шумом, вызванным колебанием моря, (b) показывает конус энергии полезного сигнала и кратных волн, ограниченного +/-1500 м/с и без алиасинга. Целевая частота (140 Гц) показана синей стрелкой.

## Морская сейсморазведка



**Рисунок 6** F-K изображение необработанной записи от точечного источника со временем дискретизации 2мс и расстояниями между приемниками 3.125 м. Линии, отражающие  $k$ -нейквиста на 12.5 м снабжены комментариями. Энергия полезного сигнала и кратных волн, относящаяся в большим волновым числам, выделенная на рисунке овалом, будет содержать сильные аляйсинговые зашумления, особенно на частоте 60 Гц, если неправильно будет подобран антialiайсинговый фильтр

- Область (а) Шум, возникающий из-за колебания моря, характеризуется низкой скоростью распространения (36м/с) и низкой частотой (0 до 20 Гц). В области источников при такой частоте пространственной дискретизации шум, вызванный колебаниями моря, является когерентным и может быть разделен с полезным сигналом. Подавление шума производилось с помощью аддитивной фильтрации данных.
- Область (б) Спектр полезного сигнала (и кратных волн) находится в конусе, ограниченном скоростями 1500 м/с; представлены как положительные так и отрицательные углы падения. Из-за скорости распространения энергия кратных волн присутствует в более широком диапазоне волновых чисел и является сопоставимой с энергией полезного сигнала. На рисунке 6 линии, представляющие к Найквиста для групп 12.5 м, наложены на f-k спектр. При дискретизации с интервалом 12.5 м энергия полезного сигнала и кратных волн претерпевает эффект аляйсинга на частоте 60 Гц. Традиционные аналоговые гидрофонные приемники обеспечивают лишь частичную защиту



**Рисунок 7 (а)** Амплитудный анализ до и после последовательного приведения формы импульса по методу CMS. Анализ проводился при частоте 14 Гц.

от аляйсинга и подавление шума, вызванного колебанием моря, теряя при этом энергию высоких частот на соответствующих низких волновых числах (Curtis and Davies, 2001).

### Анализ исходного импульса /Последовательное приведение формы импульса

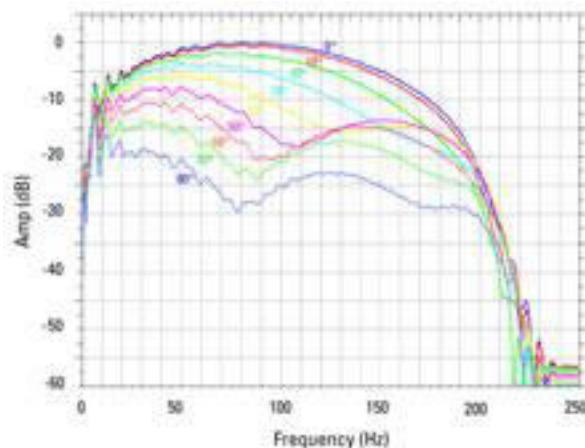
Любые изменения в геометрии установки, давлении на источнике или времени действия источника при проведении измерений будут влиять на исходный импульс. Измерения импульса источника в ближней зоне были сделаны с помощью гидрофонов, расположенных на небольшом расстоянии от источников в расстановке с двумя пушками. Для выделения формы импульса для каждого отдельного источника в дальней зоне использовался метод, предложенный Циолковским (Ziolkowski et al. (1982)), и его реализация, описанная Морисом (Morice et al. (2000)). Полное представление форм импульса источника во всех зонах позволило последовательно привести форму импульса для представления вдоль всей расстановки с компенсацией за направленность источника, что достигается одновременными измерениями исходного импульса на различных участках. Этот метод известен под названием Калибровка Морского Источника (Calibrated Marine Source (CMS)).

На рисунке 7(а) показан пример до и после последовательного приведения формы импульса по методу CMS для одной съемки. Для данной последовательности взрывов отклонение в амплитуде импульса регистрируется после точки 1570; хотя вый сигнал остается в пределах заданного, анализ сейсмических данных показывает, что изменение амплитуд является довольно значимым. На графиках показано изменение амплитуд в зависимости от точек взрыва на частоте 14 Гц; синяя линия показывает амплитуды до процедуры CMS, а красная – после. Амплитуды были рассчитаны с помощью спектрального анализа временного окна размером 1 секунду, начиная от морского дна. График 7(б) показывает разницу между амплитудами. Отчетливо видно расхождение в амплитудах, достигающее 3 -dB, после точки 1570.



**Рисунок 7(б)** Разница в амплитудах между данными до и после процедуры CMS на 14 Гц.

## Морская сейсморазведка



**Рисунок 8** Модельный амплитудный спектр направленного импульса от 0 до 80° с шагом 10°. Спектр данных на больших углах сопоставляется со спектром при вертикальном отклике (0°).

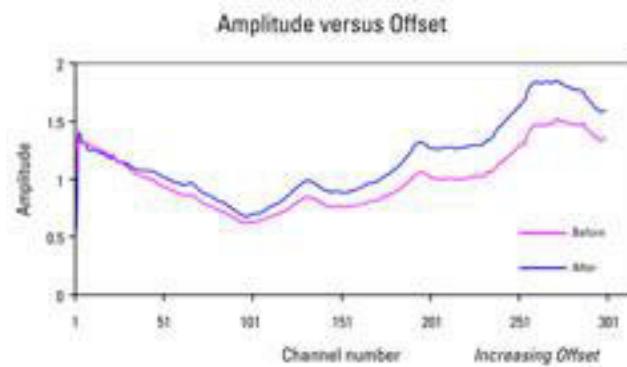
#### Обработка с учетом формы импульса/направленность источника

Направленность группы сейсмоприемников и различная азимутальная чувствительность источника является причиной частотнозависимых изменений амплитуды и фазы сейсмического импульса от оффсета. Это в свою очередь влияет на разрешающую способность и обработку, которая связана с информацией о форме импульса, т.е. подавление кратных волн SRME или амплитудную инверсию. Учет этих эффектов требует знание информации о каждом отдельном элементе косы. Поправка за направленность была введена детерминировано с помощью записей формы импульса в различных местах съемки.

В случае съемки на месторождении Кэптэн использовались точечные приемники, что позволило решать проблему направленности приемников. Однако, направленность источника и азимутальная зависимость оказывает значительное влияние на разрешающую способность и постоянство импульса, поэтому должна обязательно учитываться.

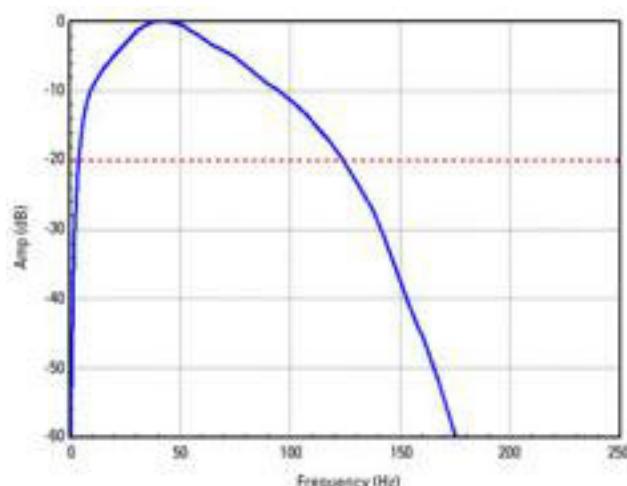
Влияние направленности на амплитуды показано на рисунке 8. Амплитудный спектр импульса при изменении азимута от 0 до 80° с шагом 10° был промоделирован на основе измерений в ближней зоне источника. Обратите внимание на изменения в спектре в зависимости от угла выхода. Для учета изменения формы импульса в зависимости от направленности вводятся поправки в спектр на больших, чем нормальное падение, углах для приведения формы импульса к нормальному падению.

Из записей формы импульса в ближней зоне были получены операторы частотной и угловой зависимости. Поправка за направленность источника и азимутальную зависимость была выполнена в области приемника. На рисунке 9 показана зависимость RMS амплитуд от номера канала до и после ввода поправки за направленность.



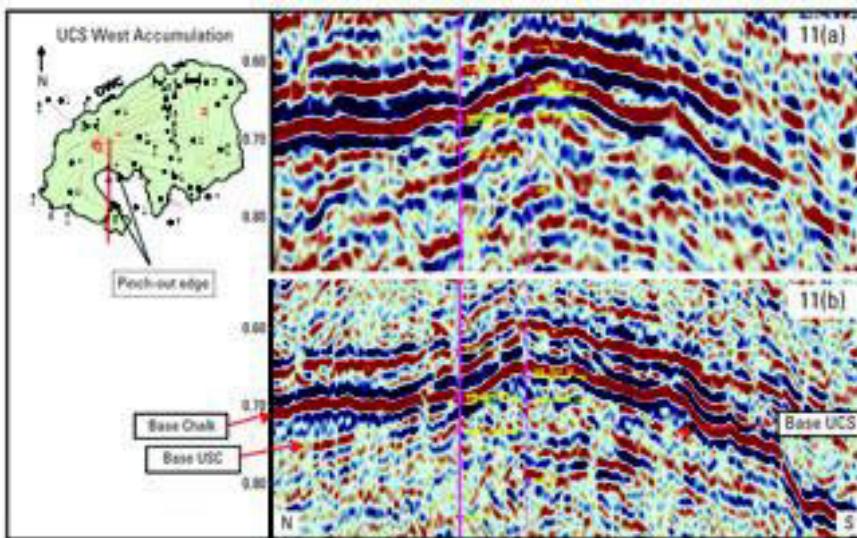
**Рисунок 9** Анализ амплитуд RMS записи на источнике до и после введения поправки за направленность. На графике показана зависимость амплитуды от номера канала, нормированная на средние значения. Видна ярко выраженная зависимость амплитуды от частоты на дальних оффсетах.

На начальных этапах обработки, как было сказано выше, обеспечивалось сохранение высокочастотной части спектра сигнала для всех удалений. Это дало возможность проведения более точного построения изображения и анализа. Были применены следующие процедуры: подавление кратных волн SRME, временная миграция Кирхгоффа до суммирования, подавление кратных волн с помощью параболического преобразования Радона и приведение формы импульса к нормальному падению. Необходимо будет рассмотреть степень влияния дискретизации в других областях, таких как СМР и суммированный разрез, последовательность процедур обработки для получения оптимального результата. Наличие очень плотной записи в области источника позволит нам разработать и применить подходящий антиалийсинговый фильтр с последующей передискретизацией.



**Рисунок 10** Амплитудный спектр импульса после его сопоставление со скважинными данными.

## Морская сейсморазведка



**Рисунок 11 Сопоставление данных, показывающее улучшение в изображениях, построенных для формаций UCS a) старые данные; b) новые данные с точечными приемниками. Ловушки выклинивания (подписаны) UCS более детально отображаются на новых данных, обеспечивающих большую достоверность при картировании существующих коллекторов.**

### Результаты

На рисунке 10 показан амплитудный спектр импульса, скорректированного по скважинным данным, из финального мигрированного суммированного куба. Временное окно, используемое для сравнение, было взято с 600 до 1400 мс, что позволило захватить зоны коллекторов.

Центральная частота ( $0.7^*F_{max}$ ) для 10 dB и 20 dB составляла 66 и 87 Hz соответственно. При допущении о интервальной скорости в 2344 ms<sup>-1</sup> и использовании критерия  $1/4$  длины волны для минимальной разрешенности, разрешающая способность составляла 7-9 м. На рисунке 11 приведено сопоставление старых и новых сейсмических данных. Расположение и протяженность сейсмических профилей показаны слева от рисунка на карте водонефтяного контакта формаций UCS. Основание формаций UCS более детально изображено на более новых данных, что позволяет с большей достоверности проводить картирование коллектора.

### Выводы

Основная задача заключалась в картировании коллектора и определении новых целевых объектов. Для достижения этого было решено использовать все имеющие возможности для увеличения сейсмической разрешенности, увеличивая тем самым рабочий частотный диапазон, т.е. повышая соотношения сигнал/шум по сравнению с предыдущими данными.

Последние разработки в сейсмических измерениях (совместное использование калиброванных точечных приемников на управляемой косе и калиброванного источника) дали возможность расширить рабочий диапазон частот, тем самым улучшая разрешающую способность сейсмической съемки. Это позволило устранить некоторые препятствия для подавления шума и учета искажения формы импульса. Помимо этого, была использована пространственная дискретизация волнового поля, которая позволяет лучше подавлять шум и обладает большей приспособляемостью к созданию антиалийсинговых фильтров для последующей передискретизации.

### Благодарности

Суждения, приведенные в этой статье, принадлежат лишь авторам и никаким образом не отображают точку зрения компании Chevron или любой из ее дочерних компаний и филиалов. Авторы благодарны Chevron и их партнеру Korean Captain Company за разрешение на публикацию этой статьи.

Мы также хотим поблагодарить за сотрудничество в проекте коллег из WesternGeco и Chevron.

Мы признательны Яну Альдерсону (Ian Alderson), Клэр Фиелд (Claire Field) и Давиду Фросту (David Frost) за обработку данных; Ричарду Гото (Richard Goto), Гордону Брауну (Gordon Brown), Полу Рамсдену (Paul Ramsden), Эду Палмеру (Ed Palmer), Дейву Хиллу (Dave Hill) и Малькольму Франсис (Malcolm Francis) из WesternGeco за их помощь и советы при написании этой статьи.

### Ссылки

Curtis, A. and Davies, T. [2001] Extending the bandwidth of marine seismic data. *SEG 71st Annual International Meeting*, Expanded Abstracts 37-40.

Jenkinson, M., Houk, R., Walsh, M., Combee, L., Curtis, A., Martin, J., Moldoveanu, N., Ozbek, A., Sayers, C., and Walker, R. [2000] Signal preserving swell noise attenuation using point receiver seismic data. *SEG 70th Annual International Meeting*, Expanded Abstracts, 2085-2088.

Morice, S., Christie, P., Ozbek, A., Curtis, A., Martin, J., Combee, L., Svendsen, M., and Vermeer, P. [2000] 4D ready marine seismic data. *SEG 70th Annual International Meeting*, Expanded Abstracts, 1607-1610.

Rose, P.T.S [1999] Reservoir Characterization of Captain Field integration of horizontal and vertical well data. *Petroleum Geology of Northwest Europe*, Proceedings of 5th Conference.

Ziolkowski, A., Parkes, G., Hatton, L. and Haughland, T., 1982, The signature of an air gun array: Computation from near-field measurements including interactions - Part 1. *Geophysics*, **47**, 1413-1421

### Для дальнейшего ознакомления

Martin, J., Ozbek, A., Combee, L., Lunde, N., Bittleston, S., and Kragh, E. [2000] Acquisition of marine point receiver seismic data with a towed streamer. *SEG 70th Annual International Meeting*, Expanded Abstracts, 37-40.