



# Новой подход к расширению полосы частот данных наземной сейсморазведки A new approach to enhancement of frequency bandwidth of surface seismic data

Сатиндер Чопра (Satinder Chopra)<sup>+</sup> и Владимир Алексеев (Vladimir Alexeev)<sup>+</sup>

## Введение

Общеизвестно, что при распространении волн через земную толщу происходит их затухание. По мере того, как упругие волны проникают все глубже и глубже, они теряют часть энергии; этот процесс отличен от явления сферического расхождения, при котором энергия распределяется по все большему объему, и от явления отражения и передачи энергии на границах, при котором перераспределение энергии происходит в восходящем и нисходящем направлениях. Эта потеря энергии частотно зависима: более высокие частоты поглощаются быстрее, чем низкие частоты, поэтому самая высокая частота сейсмической записи обычно не превышает 80 Гц. Кроме того, поглощение зависит от литологического состава среды. Неконсолидированные приповерхностные породы поглощают больше энергии, чем подстилающие плотные породы. В пределе большая часть энергии может поглощаться в земной толще мощностью первые сотни метров. Поэтому крайне важно изучать эффект поглощения и способы его определения по сейсмическим данным.

## Затухание сейсмических волн

Понимание особенностей затухания волн важно по двум причинам. Первое, потому что по мере распространения сейсмических волн в земной толще их амплитуды уменьшаются. Второе, потому что характеристики затухания дают нам полезную информацию о литологическом составе и степени насыщения пород.

Однако следует заметить, что явление затухания выходит за рамки упругой теории распространения сейсмических волн. Не так просто проводить лабораторные и полевые измерения характеристик затухания. Имеется несколько механизмов, которые вносят вклад в затухание, а изменение ряда условий способно значительно повлиять на это явление (Toksoz and Johnston 1981).

Одна из часто используемых мер затухания – коэффициент затухания  $a$ , который является константой экспоненциального затухания амплитуды плоской волны, распространяющейся в однородной среде. Амплитуда плоской волны, распространяющейся в однородной среде, может быть представлена в виде

где  $A_r$  – амплитуда на расстоянии  $r$  от источника,  $A_0$  – начальная или опорная амплитуда и  $\alpha$  – коэффициент затухания, определяется как

$$\alpha = \frac{\pi f}{QV}, \quad = A_0 \exp(-\alpha r),$$

где  $Q$  – коэффициент добротности и является другой часто используемой мерой затухания,  $V$  – скорость, а  $f$  –

частота. Добротность  $Q$  определяется как

$$Q = \frac{2\pi}{\text{Часть потерь энергии за цикл}}$$

или

$$Q = \frac{2\pi}{\Delta E/E}.$$

Используя выражение (1) чтобы выразить  $\Delta E/E$  за один период, можно показать, что

$$Q = \pi / \delta, \quad (3)$$

где  $\delta$  – логарифмический декремент, он определяется как натуральный логарифм отношения амплитуд за два последовательных периода, т.е.

$$\delta = \ln \frac{\text{амплитуда}}{\text{амплитуда за следующий период}} \\ = a\lambda = \frac{aV}{f},$$

из этого получают выражение (2).

Измерения в лаборатории и *in situ* показывают, что  $Q$  коррелируется с типом породы, типом флюида и степенью флюидонасыщения, поэтому оценка  $Q$  может служить диагностическим признаком при определении свойств коллектора. Диапазон значений параметра  $Q$  для большинства осадочных пород от 20 до 200 (Sheriff and Geldart 1995), низкие значения  $Q$  указывают на высокое затухание и наоборот. Надежные оценки  $Q$  могут помочь в понимании литологического состава пород. В нескольких работах показана возможность определения  $Q$  по данным сейсмических работ и ВСП. Оценки  $Q$  могут быть использованы для определения степени флюидо- /газо- насыщения (Winkler and Nur 1979; Wyllie *et al.* 1962; Gardner *et al.* 1974), из-за порядка величины  $Q$  более чувствителен к изменениям насыщения или порового давления, чем скорость. Геофизики предпринимали попытки определять затухание по данным скважин, а затем вводить поправки.

(1)

## (2) Учет затухания

Деконволюция

Имеется несколько стандартных процедур для учета

+ ранее сотрудники Core Laboratories Reservoir Technologies Division, Calgary.

частотнозависимого затухания. Обычно для учета амплитудных потерь на высоких частотах используется статистическая деконволюция в двух или трех окнах. Она включает в себя выбор двух или трех временных окон для проведения деконволюции, каждое из окон имеет свои параметры, форма импульса источника переменная во времени. Эти окна обычно выбираются с наложением, чтобы избежать артефактов процедуры. Однако этот подход имеет свои сложности: фильтры должны строиться в меньших окнах, которые мало отвечают статистическим допущениям, и в точках наложения этих зон, реализуемых посредством организации окна, обычно наблюдаются фазовые искажения.

#### Переменное во времени спектральное отбеливание

Другой метод – использование переменного во времени спектрального отбеливания (TVSW). Метод подразумевает прогон входных данных через несколько узких полосовых фильтров и определение скорости спада для каждой полосы частот. Функция, обратная этим функциям спада для каждого диапазона частот применяется к данным, а результаты суммируются. Таким образом, происходит переменное во времени отбеливание амплитудного спектра выходных данных. Число полосовых фильтров, ширина каждого фильтра и общая полоса частот регулируются для достижения оптимального результата (Yilmaz 2001). В этом методе, обычно усиливается высокочастотный шум и поэтому к результату необходимо применить полосовой фильтр. Поскольку эта процедура выполняется по-трассно, TVSW не применима для AVO приложений.

#### Обратная Q-фильтрация

Если бы у нас имелась функция затухания в аналитическом виде, было бы проще ввести поправки за ее влияние. Поэтому, на практике, сначала делаются попытки оценить модель  $Q$  для земной толщи. Затем выполняется обратная  $Q$ -фильтрация, которая устраняет влияние переменного во времени поглощения и расширяет эффективную сейсмическую полосу частот путем учета потерь высокочастотного сигнала. Эти попытки осуществляются с переменным успехом, в зависимости от допущений, используемых в каждом конкретном подходе и от того, насколько хорошо они соответствуют практике.

#### Определение $Q$

##### Сейсмические данные

Существует множество работ по определению  $Q$  по сейсмическим данным (Raikes and White 1984; White 1993; Dasgupta and Clark 1998) и данным ВСП (Hauge 1981; Pujol and Smithson 1991). Целью данной работы не является обсуждение различных методик, которые могут использоваться для определения  $Q$ ; среди методов можно назвать определение спектральных коэффициентов, построение согласующих фильтров, сдвиг центроидной частоты и определение мгновенной частоты (Tonn 1991; Raikes and White 1984). Существует другой класс алгоритмов, в которых обратная  $Q$ -фильтрация рассматривается как миграция, т.е. распространение в обратном направлении импульса волны.  $Q$ -фильтр таким образом может быть выделен из наземных

данных путем разбиения на шаги по нисходящей линии (Hale 1982; Hargreaves *et al.* 1987)

Метод спектрального отношения обычно используется для расчета  $Q$ . Различные компоненты частот ослабляются с разной скоростью, на затухание указывают изменения амплитуды различных частотных компонентов или спектральные отношения как функции времени.

Ожидается, что амплитудный спектр  $A(z, f)$  трассы на уровне  $z$  спадает по экспоненте относительно опорной амплитуды  $A(z_0, f)$  на уровне  $z_0$ , т.е.

$$A(z, f) = A_0(z_0, f) \exp[-\alpha(z - z_0)]. \quad (4)$$

Получаем

$$\ln \frac{A(z, f)}{A_0(z_0, f)} = -\alpha(z - z_0)$$

$$\frac{\ln \frac{A(z, f)}{A_0(z_0, f)}}{f} = -\frac{\pi(T - T_0)}{Q},$$

или

$$\frac{\pi(T - T_0)}{\text{Крутизна}} \quad \text{где Крутизна} = \frac{\ln \frac{A(z, f)}{A_0(z_0, f)}}{f}, \quad (5)$$

$T$  и  $T_0$  – времена первого вступления на уровнях  $z$  и  $z_0$ , соответственно.

Таким образом, рассчитывается крутизна вариации натурального логарифма спектрального отношения как функция частоты (которая считается линейной). Поскольку оценка крутизны играет роль при расчете значений  $Q$ , важна точность ее определения. На практике, однако, отклонение уже вводится в методики подбора методом наименьших квадратов по спектральным узлам (отдельные точки на графике натурального логарифма спектрального отношения как функции частоты) и отклонения от линейного закона обычно наблюдаются на диаграммах спектрального отношения (Oliver 1992). Кроме того, никогда нельзя получить данные, свободные от интерференции (присутствуют дополнительные вступления), поэтому мы имеем дело со спектрами волн, содержащими интерференцию, например «звон» или нецелевые колебания, что ведет к неточному определению значений  $Q$ . Оценка  $Q$  на основе спектрального отношения также чувствительна к типу краевого сглаживания, используемого для разбиения данных на окна (Pujol and Smithson 1991).

##### Данные ВСП

Хорошо известно, что на данных ВСП полоса регистрируемых частот выше, чем на данных наземных сейсмических наблюдений. Это происходит потому, что сигнал, записанный на данных ВСП проходит неконсолидированную зону выветривания только один раз. Спенсер и др. (Spencer *et al.*, 1983) рассчитали спектральные отношения в ВСП между каждым прямым импульсом вступления и прямым вступлением на некоторой опорной глубине. Они оценили интервал  $Q_s$  путем измерения крутизны линейных сегментов на результирующих суммарных кривых затухания как функцию глубины. Помимо отклонения, которое было

введено при подборе методом наименьших квадратов по узлам спектра, у этого метода имеются другие дефекты. В методе спектральных отношений для расчетов  $Q$  обычно требуется полный диапазон уровней глубин ВСП (Xu *et al.* 2001). Отрицательные значения  $Q$  часто получают для некоторых неглубоких интервалов, физического объяснения этому явлению не существует. Одной из причин получения отрицательных значений  $Q$  при использовании метода спектрального отношения, по литературным данным, является выбор коротких глубинных интервалов; значения  $Q$  становятся более стабильными при выборе больших глубинных интервалов (Spencer *et al.* 1982; Raikes and White 1984). Это приводит к неизбежности поиска компромисса между разрешением и точностью (Harris *et al.* 1997).

### Новый метод учета затухания

Новый метод определения затухания по данным ВСП, применимый к данным наземной сейсморазведки, называемый Восстановление Высоких частот (HFR), был разработан компанией Paradigm Geophysical. В рамках метода используются значения частотного затухания при разных глубинах ВСП в скважине.

Для восходящих сигналов ВСП, соотношение частоты трассы для последовательных значений глубин описывает затухание частотных компонент между этими пунктами наблюдения. Для оценки изменений в частотных компонентах используется изменение амплитуды трассы и длина импульсов первых вступлений на последовательных уровнях глубин. Затем для компенсации этого изменения строится обратный оператор (во временной области). Набор таких операторов генерируется для последовательных глубинных уровней. Так как рассчитанные операторы определяют изменения частоты первых вступлений между последовательными уровнями глубин, обратные операторы компенсируют как затухание так и рассеяние, которое может вызвать понижение частотного состава импульсов первых вступлений ВСП. Для применения метода к наземным сейсмическим данным сначала определяется временное окно путем корреляции имеющихся каротажных данных, данных восходящих волн ВСП и сейсмических данных. Теорию к расчетам и применению этого метода можно найти в работе Chorga *et al.* 2003.

Эффект применения метода HFR к сейсмическим данным похож на эффект ввода переменной во времени поправки за затухание. Поскольку к суммированным данным операторы применяются непрерывно, разбиение на окна не практикуют. Поскольку в этом методе нет расчетов, подобных методу спектрального отношения, отрицательных значений  $Q$  не получают, также этот метод не чувствителен к выбору переходных зон. Применение обратных операторов к данным наземной сейсморазведки способствует расширению полосы частот путем восстановления ослабляемых частотных компонентов.

Поскольку операторы получают из поля нисходящих волн, их эффективность зависит от качества данных ВСП. Например, плохая воспроизводимость источника ВСП и изменения качества контактов сейсмоприемников с глубиной, могут быть губительными для успешности применения метода HFR. Однако, при современном уровне технологий получения данных ВСП и определенной осторожности при регистрации данных, можно обеспечить данные хорошего качества и в дальнейшем получить удовлетворительные результаты применения HFR.

### Приложения

Процедура HFR, описанная выше, была оценена для различных конфигураций наземной сейсморазведки при разведке углеводородов. Ниже приведены некоторые примеры, иллюстрирующие преимущества использования процедуры HFR.

На рисунке 1(a) показан разрез в продольном направлении, полученный по кубу мигрированных сейсмических данных 3D в центральной Альберте. Интересующая зона представляет собой интервал песчаников нижнего Менвила на глубинах от 1300 до 1350 м. Ожидается, что наземные сейсмические данные помогут определить наличие песка и пористость в этом интервале (940-1000 мс). При взгляде на интервал можно сказать, что отражения как такового нет. Полоса частот сейсмических данных 8-50 Гц.

Для расширения полосы частот, к мигрированным данным наземной сейсморазведки было применено спектральное отбеливание. Далее, для определения значения  $Q$  по данным ВСП был применен метод спектрального отношения,  $Q$ -фильтрация применялась к данным до суммирования, которые затем были мигрированы.

Потом процедура HFR применялась к исходному кубу мигрированных сейсмических данных. Нашей целью было получение сравнительной оценки эффективности трех различных методов. На рисунке 1, исходный сейсмический профиль сравнивается с результатами каждого из этих методов. Если рассматривать интересующую зону, можно увидеть улучшение детальности отражения в результате применения каждой из этих процедур; однако, тогда как спектральное отбеливание увеличивает уровень шумов и одновременно улучшает сигнал (более или менее непрерывное отражение), на разрезе с учетом  $Q$  эффект процедуры не так заметен. На разрезе после применения HFR видно, что амплитуды меняются вдоль отмеченных отражающих границ.

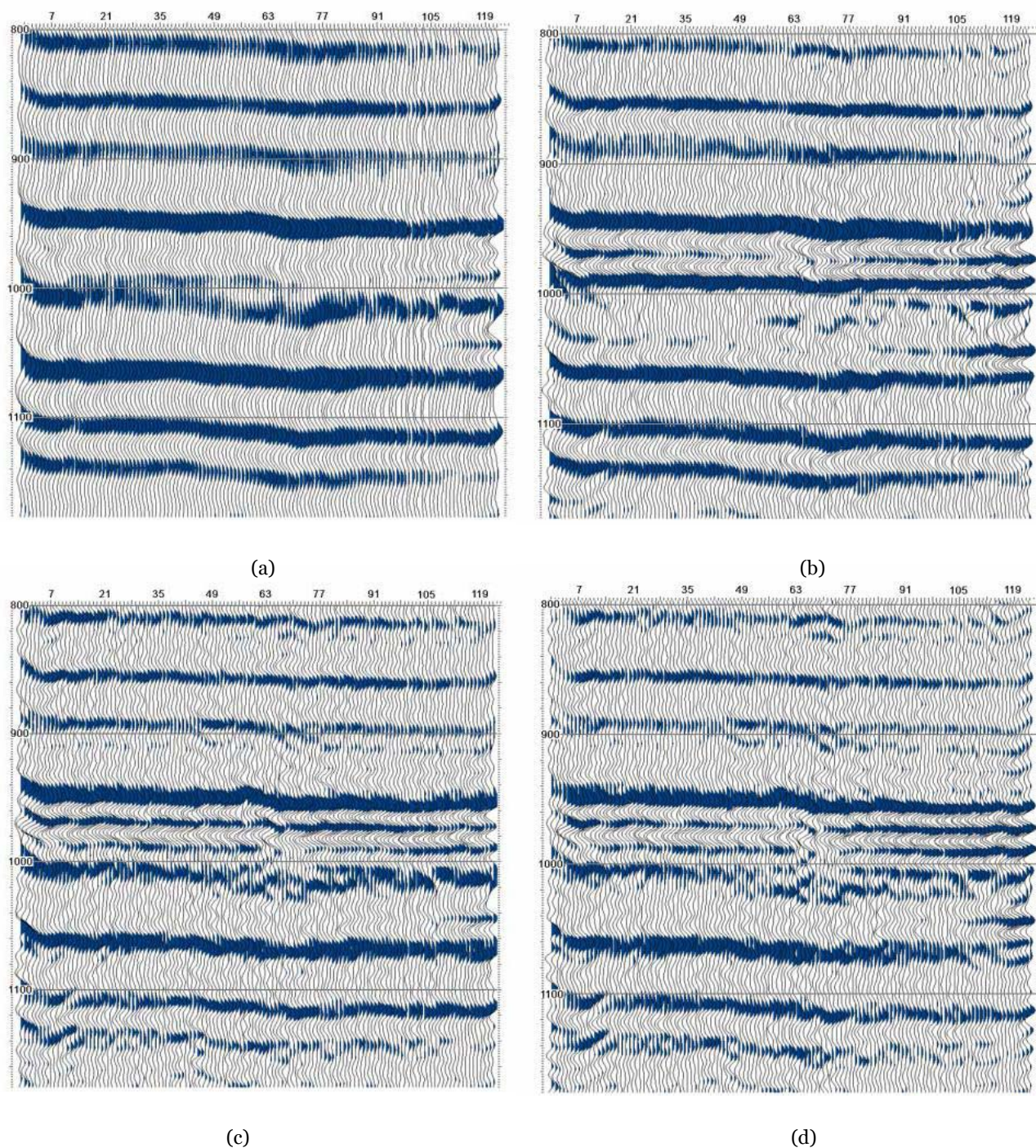
Для дальнейших исследований, четыре куба данных были отражены в акустический импеданс. На Рисунках 2 и 3 показаны временные срезы по поверхности отражающего горизонта на уровне песчаника для каждого из этих кубов данных. Можно сделать следующие наблюдения:

- (i) Рисунки 2(a) и 3(a): Большого изменения в высокоимпедансном отражении не наблюдается, возможно из-за узкого частотного диапазона (разрешения) входных сейсмических данных.
- (ii) Рисунки 2(b) и 3(b): высокоимпедансные отражения не похожи на отражения на Рисунке (a) и 3(a).
- (iii) Рисунки 2(c) и 3(c): На спектрально отбеленных срезах импеданса не отмечается вариации внутри высокоимпедансных отражений, поскольку усиливается как сигнал, так и помеха.
- (iv) Рисунки 2(d) и 3(d): На срезах импеданса HFR видна вариация внутри высокоимпедансного отражения, эти отражения в целом следуют картине высокоимпедансных отражений на Рис 2(a) и 3(a).

### Польза метода

Восстановление высоких частот в данных наземной сейсморазведки было также оценено с помощью анализа Куба Когерентности (Core Laboratories) куба сейсмических данных до и после HFR. На Рисунке 4 показано сейсмическое изображение рифа, до и после фильтрации. На фазовом срезе Куба Когерентности граница рифа





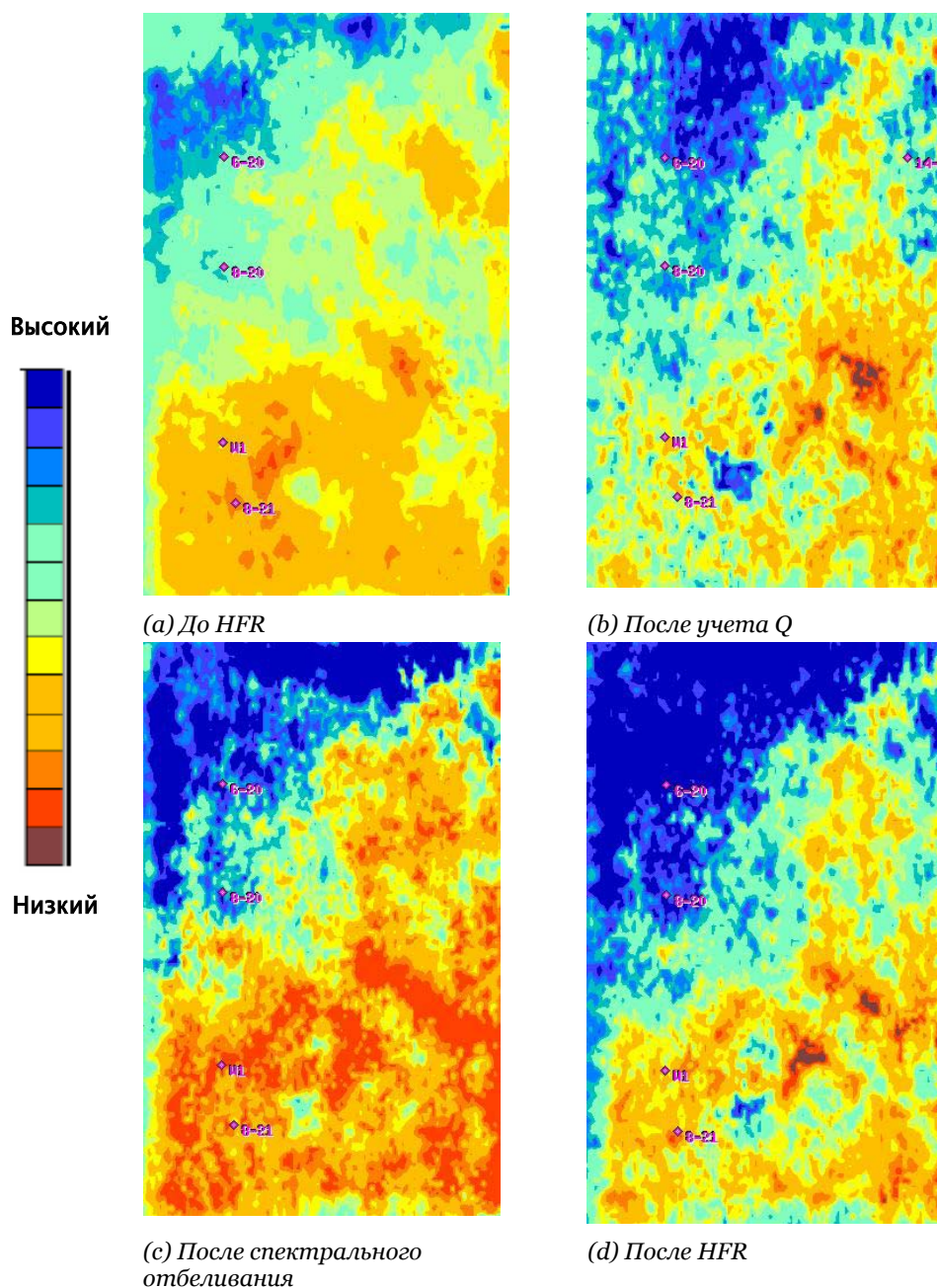
**Рисунок 1** Продольные Разрезы по кубу сейсмических данных 3D, обработанные с целью расширения полосы частот. (a) Входной профиль; (b) после обратной Q-фильтрации; (c) после спектрального отбеливания; (d) после HFR.

видна не четко до применения HFR, но проявляется достаточно ярко на фазовом срезе куба когерентности после HFR.

Инверсия акустического импеданса по кубу сейсмических данных была выполнена до и после HFR обработки. Алгоритмы инверсии обычно подразумевают стационарный импульс сверточной модели сейсмограммы. Этим условиям обычно можно удовлетворить, если временное окно инверсии не очень длинное.

Можно ожидать, что любая обработка, в результате которой можно избавиться от предсказуемого ослабления импульса во времени из-за процессов передачи энергии в земле внесет вклад в 'стационарность' импульса, хотя это не всегда так. Импульсы, извлекаемые из различных временных окон на сейсмическом профиле после обработки HFR, стабильные (Chorpa 2003). Очевидные различия в результатах инверсии, которые происходят из-за большой стабильности сейсмического импульса можно наблюдать на разрезе импеданса HFR после обработки HFR.





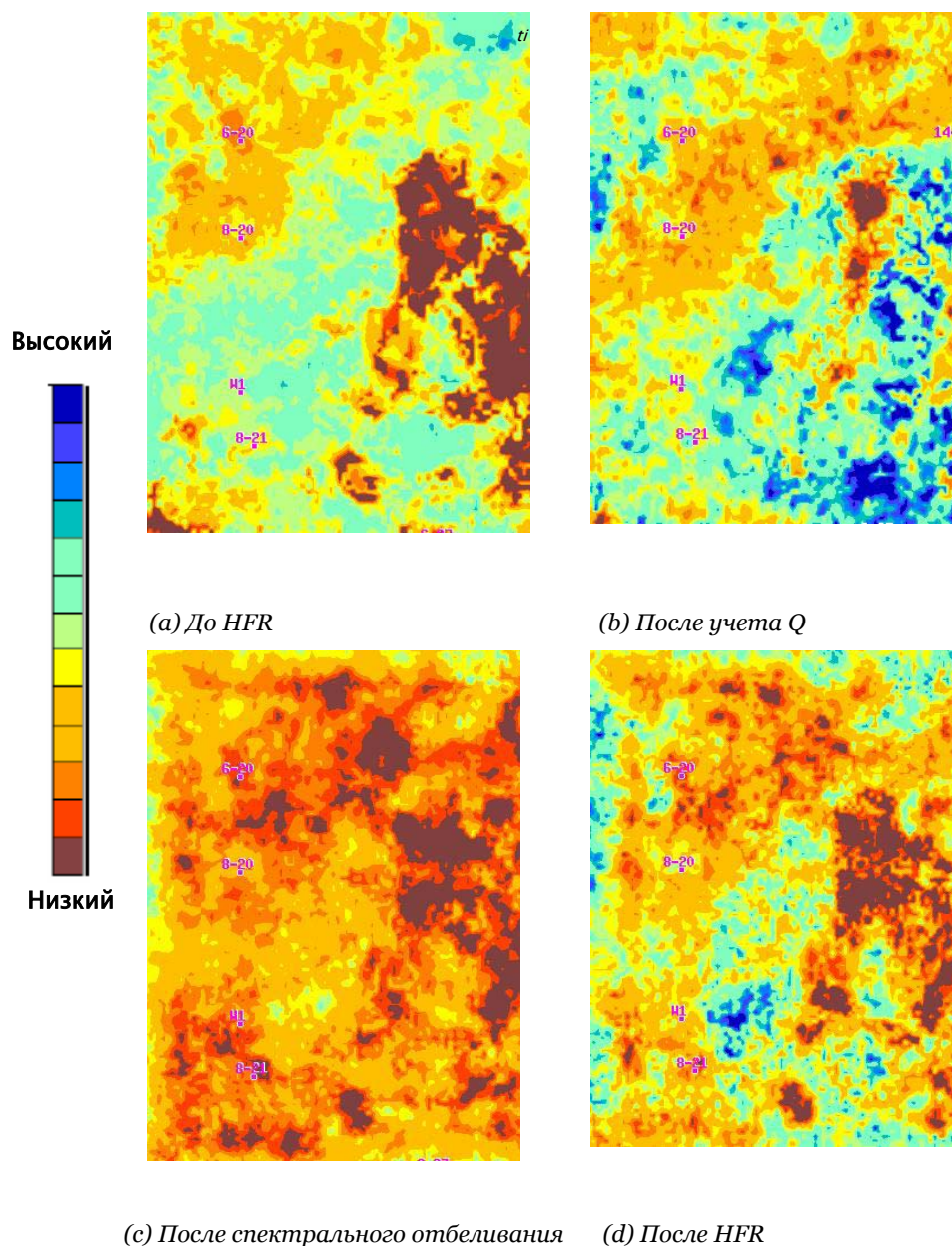
**Рисунок 2** Временные срезы разных кубов. Применение традиционных процедур расширения спектра дает возможность сохранять амплитуды. Отметим, что на срезе инверсии импеданса HFR амплитуды сохранены

Инверсия импеданса, выполняемая на данных с широкой полосой частот дает больше информации, чем для узкой полосы частот. Например, особенности, которые нельзя различить на результатах сейсмической инверсии до  $Q$  деконволюции, ясно видны после нее и дают возможность проводить детальную интерпретацию стратиграфических объектов (Hirsche *et al.* 1984). На Рисунке 5(a) показан сегмент разреза импедансов. Видно, что газовая скважина W пересекает выделенный участок, соответствующий газонасыщенным пескам. Хотя, зеленый пропласток тянется через сегмент и не маркирует газонасыщенный песок. Сейсмический разрез был обработан с использованием процедуры HFR, была выполнена инверсия импеданса (Рис. 5b). Заметьте четкий темно-зеленый пропласток (низкий импеданс, внутри выделенной части разреза), представляющий газонасыщенные пески.

Этот пример подтверждает выводы, схожие с выводами из работы Hirsche *et al.* (1984).

### Устойчивость метода

Важным элементом, который говорит в поддержку пользы того или иного метода, является его устойчивость. Вполне обоснованной будет проверка воздействия фильтров HFR на участков вне скважин, где они были построены. Тестирование, которое проводилось при построении фильтров в различных скважинах района (с предположении того, что качество данных хорошее и данные получены с использованием схожего оборудования) дало практически идентичные наборы фильтров (Chopra *et al.* 2003). Однако визуальное сопоставление скважинных данных с данными наземной сейсморазведки до и после HFR было бы более убедительным.



**Рисунок 3** Фазовые срезы различных кубов данных. Применение традиционных процедур расширения спектра дает возможность сохранять амплитуды. Отметим, что на срезе инверсии импеданса HFR амплитуды сохранены

#### Пример 1

Данные продольного ВСП были записаны в скважине С, расположенной на области проведения сейсмических исследований 3D на действующем промысле южной Альберты. На момент получения данных ВСП целью работ было получение точной информации по скоростям для более точной привязки к скважинам и проведения стратиграфической интерпретации наземных сейсмических данных. На области исследований данные каротажа имелись также для скважин А и В. Скважина А расположена рядом со скважиной С (<100 м), но скважина В лежит на расстоянии около 600 м от скважин А и С.

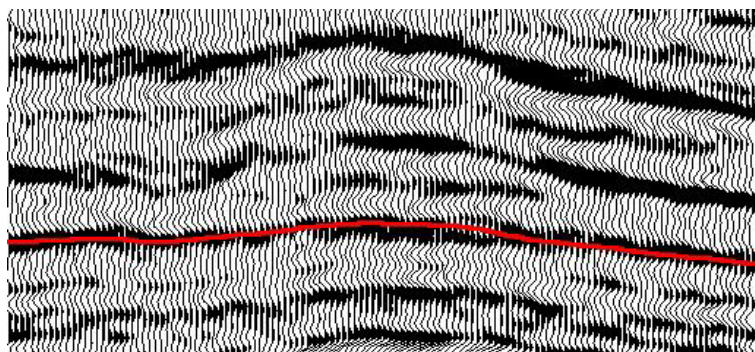
Данные ВСП обрабатывались для получения фильтров HFR из поля нисходящих волн, как это мы поясняли выше, а поле восходящих волн ВСП было использовано для коридорного суммирования. На рисунке 6 показан продольный и поперечный разрезы сейсмического куба данных наземной сейморазведки (через скважину С) с результатом коридорного суммирования,

синтетической сейсмограммой и кривой акустического каротажа, наложенной на них.

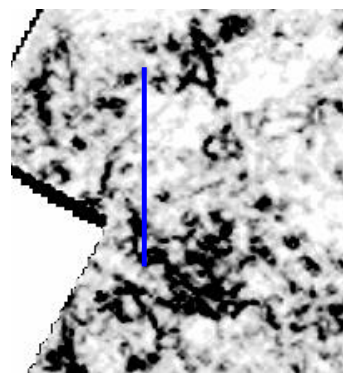
Процедура HFR была запущена на кубе сейсмических данных 3D, синтетическая сейсмограмма, наложенная кривая АК на поперечном и продольном разрезе показаны на Рис. 6(а). Заметим явное улучшение разрешения и прослеживаемости отражений. Из-за плохого разрешения до HFR, некоторые отражения недостаточно видны для корреляции с соответствующими отражениями на данных каротажа. После HFR корреляция между этими отражающими горизонтами улучшилась.

Поскольку процедура HFR была запущена для всего куба данных и поскольку на изучаемом участке наклон границ незначительный, ожидается, что сейсмические данные после HFR будут хорошо коррелироваться с данными каротажа в других двух скважинах. На рисунках

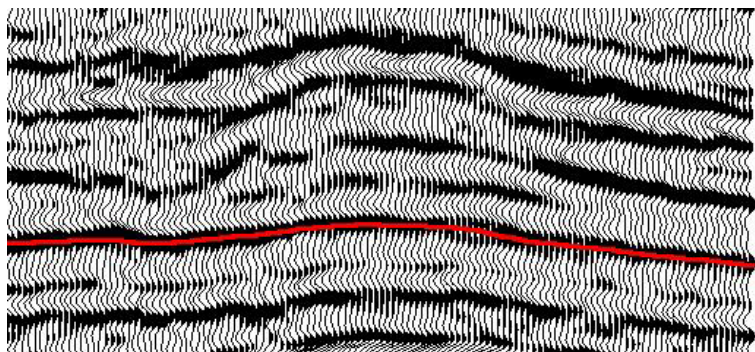




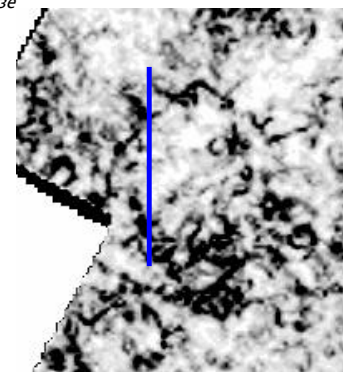
Сегмент сейсмического профиля с рифом



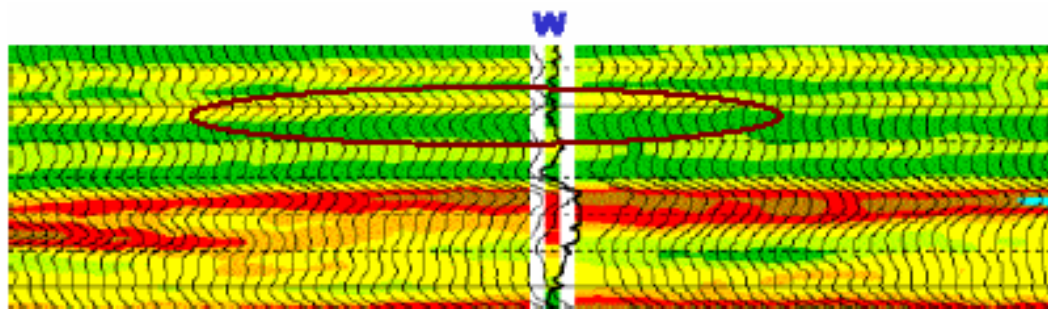
Риф виден нечетко на когерентном фазовом срезе



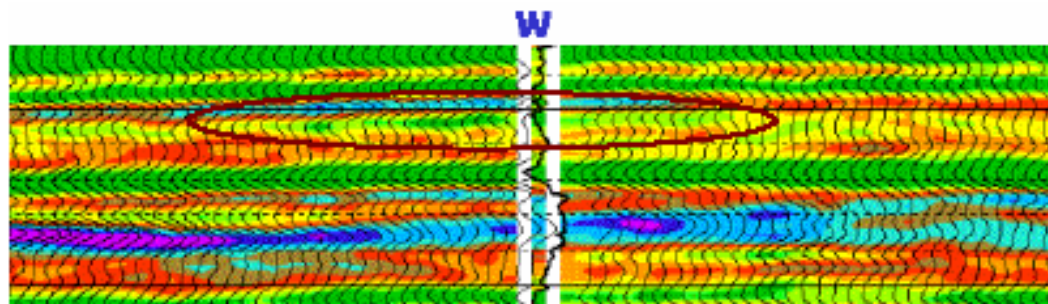
Сегмент сейсмического профиля с рифом после обработки HFR



После обработки HFR на когерентном фазовом срезе риф виден четко

**Рисунок 4** Сейсмическое изображение рифа, до и после HFR фильтрации.

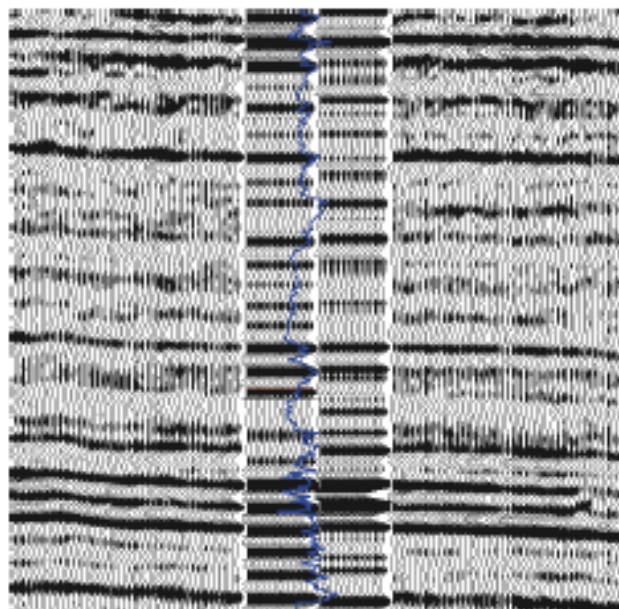
(a): Сегмент разреза импеданса. На выделенном участке показана зона пониженного импеданса на уровне газонасыщенных песков, но они не выделяются.



(b): Сегмент разреза импеданса. На выделенном участке четко показана зона распространения газонасыщенных песков

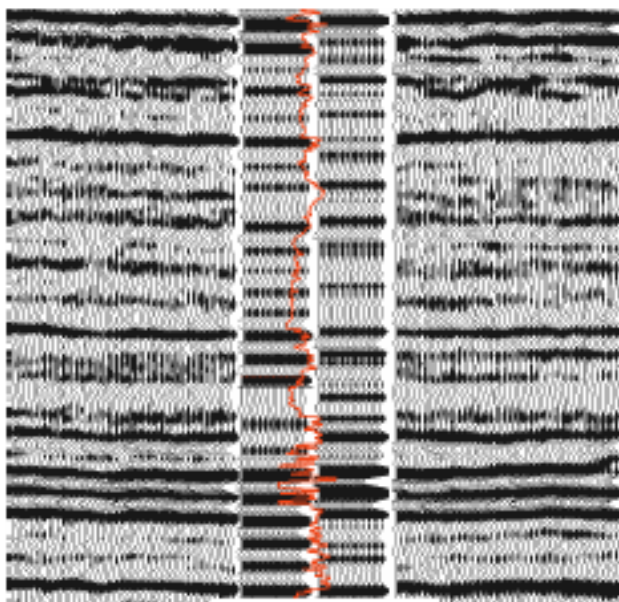
**Рисунок 5** Сегмент разреза импеданса сейсмического профиля через газовую продуктивную скважину.





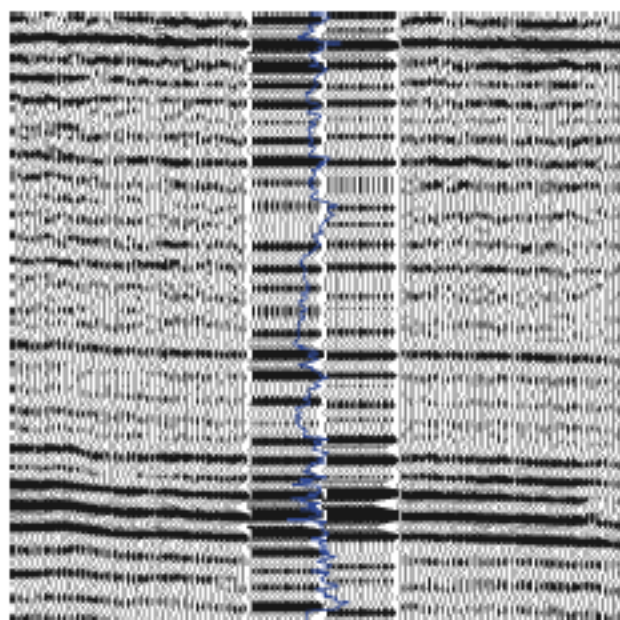
Синтетика Коридорное суммирование  
Полосовой фильтр 12-15-55-60

*Коридорное суммирование, синтетическая сейсмограмма и кривая АК по скважине С наложены на сейсмический продольный профиль*



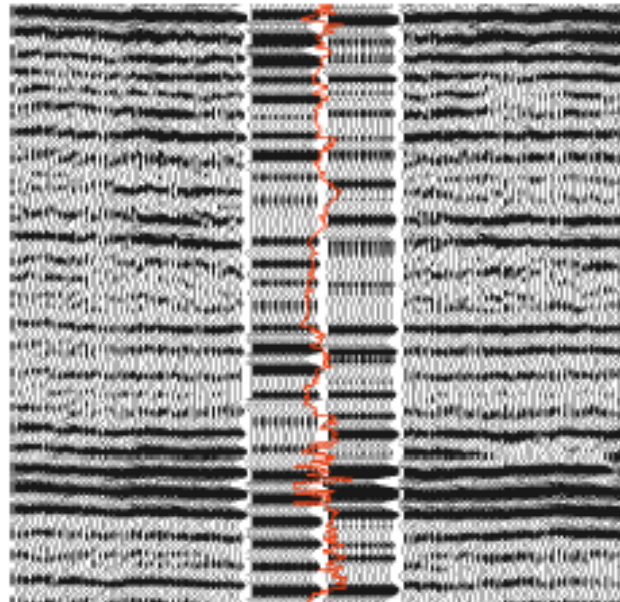
Синтетика Коридорное суммирование  
Полосовой фильтр 12-15-55-60

*Коридорное суммирование, синтетическая сейсмограмма и кривая АК по скважине С наложены на сейсмический поперечный профиль*



Синтетика Коридорное суммирование  
Полосовой фильтр 12-15-65-70

*Коридорное суммирование, синтетическая сейсмограмма и кривая АК по скважине С наложены на сейсмический продольный профиль после NFR*



Синтетика Коридорное суммирование  
Полосовой фильтр 12-15-65-70

*Коридорное суммирование, синтетическая сейсмограмма и кривая АК по скважине С наложены на сейсмический поперечный профиль после применения NFR*

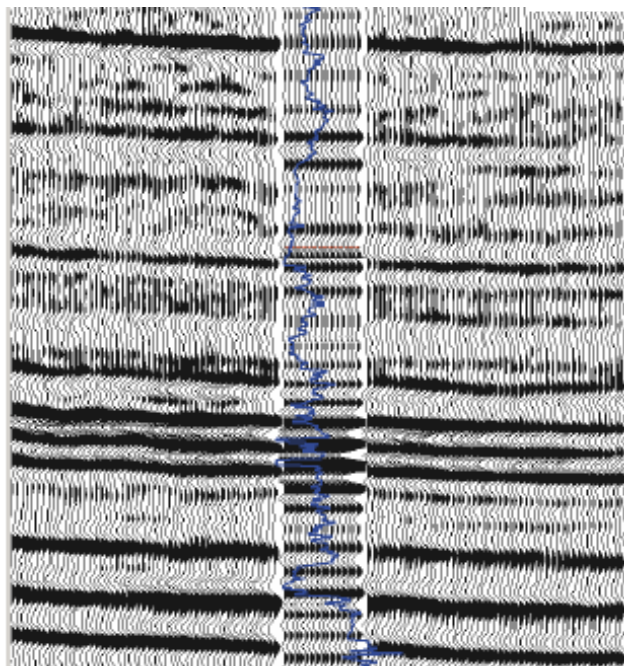
**Рисунок 6** Поперечный и продольный разрезы по данным наземной сейсморазведки 3D (через скважину С) с наложенным на него результатом коридорного суммирования, синтетической сейсмограммой и кривой АК.

7 и 8 показана корреляция синтетических сейсмограмм и кривых АК для скважин А и В. После NFR видна хорошая коррелируемость скважинных данных с данными сейсморазведки.

Это наблюдение подтверждает вывод, приведенный

выше: эффект процедуры NFR схож с переменной во времени коррекцией затухания, и поправка рассчитывается в точке, отличной от позиции ее применения. Этот вывод имеет практическое приложение – более точная интерпретация выполняется для данных более высокого разрешения.

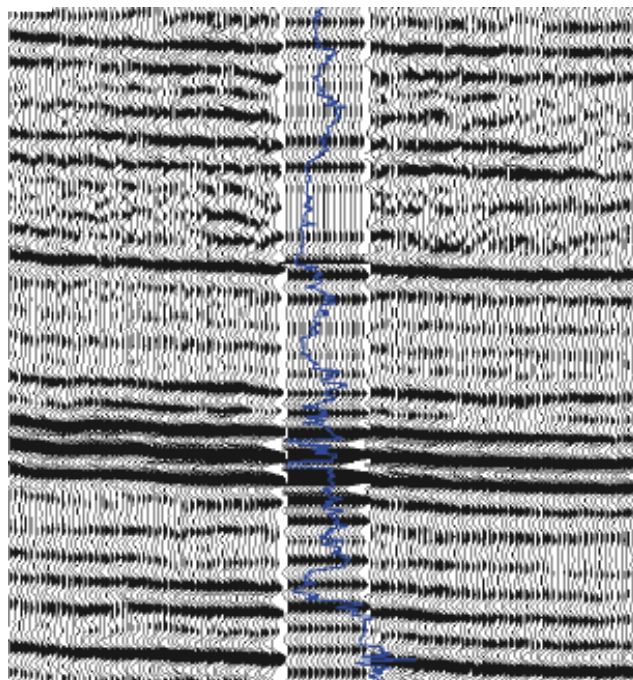




Синтетика

Полосовой фильтр 12-15-55-60

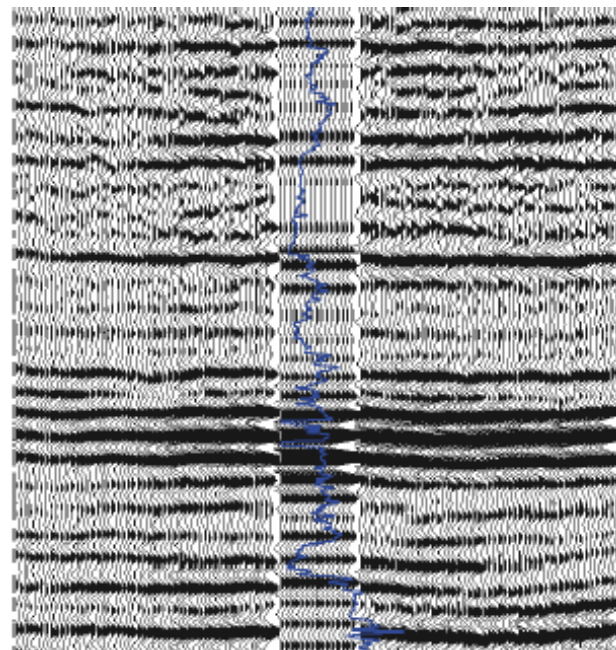
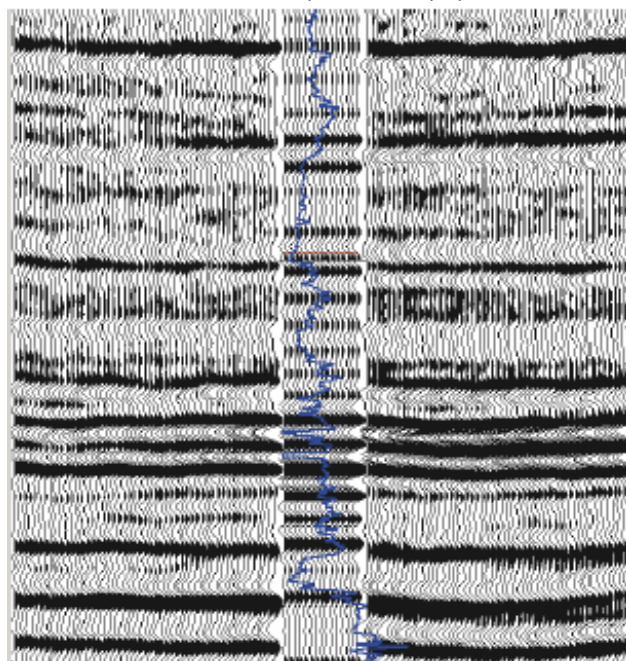
Синтетическая сейсмограмма и кривая АК по скважине А  
наложены на сейсмический продольный профиль



Синтетика

Полосовой фильтр 12-15-65-70

Синтетическая сейсмограмма и кривая АК по скважине А  
наложены на сейсмический продольный профиль после применения HFR



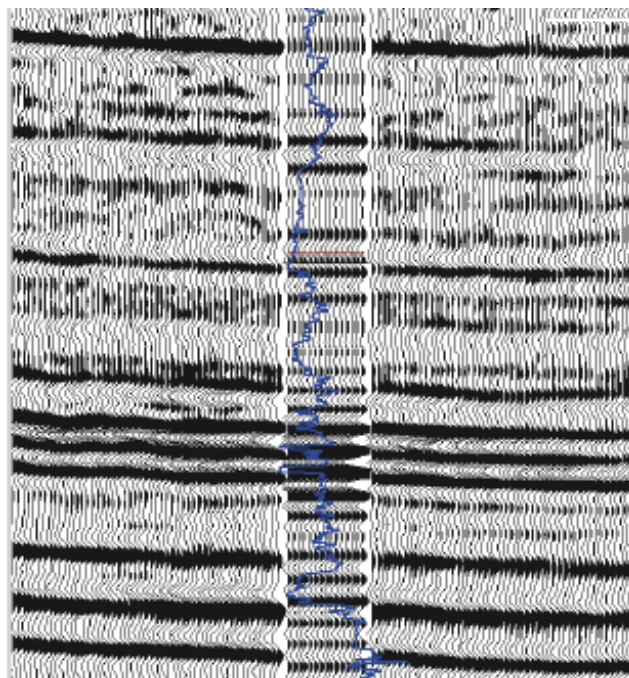
**Рисунок 7** Корреляция синтетической сейсмограммы и кривой АК для скважины А.

#### Пример 2

На рисунке 9 приведен другой пример, в котором результат коридорного суммирования и кривая АК для скважины D наложена на участок сейсмического разреза, полученного в районе исследования на Ближнем Востоке.

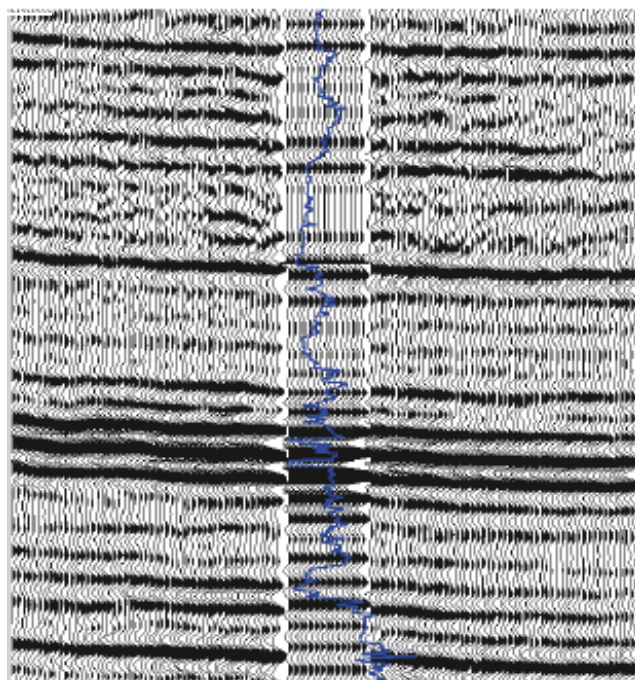
Как результат коридорного суммирования, так и кривая АК были отфильтрованы (8-12-45-50 Гц) для того, чтобы удовлетворять полосе частот данных сейсморазведки. Заметьте отсутствие коррелируемых осей синфазности. После применения HFR к данным наземной сейсморазведки, разрешение и прослеживаемость отражений увеличилось и заметна лучшая корреляция со скважинными данными (фильтрованными 8-12-65-70 Гц). На Рисунке 10 показано





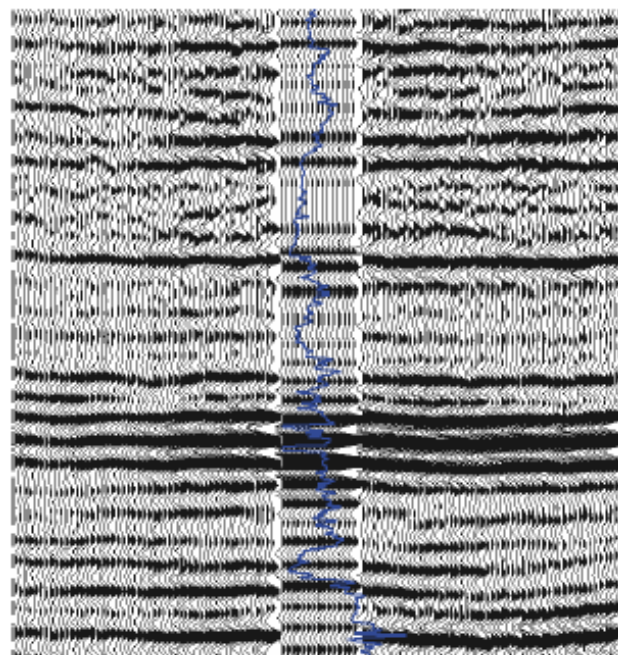
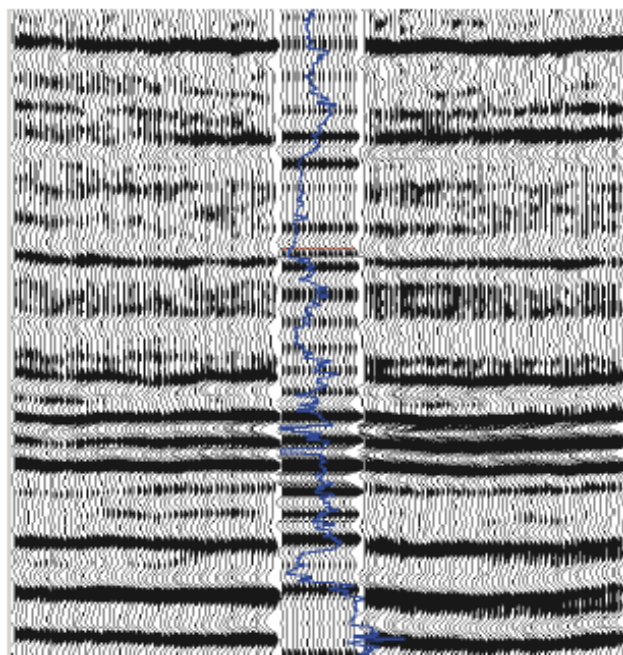
Синтетика  
Полосовой фильтр 12-15-55-60

*Синтетическая сейсмограмма и кривая АК по скважине В наложены на сейсмический продольный профиль*



Синтетика  
Полосовой фильтр 12-15-65-70

*Синтетическая сейсмограмма и кривая АК по скважине В наложены на сейсмический продольный профиль после HFR*

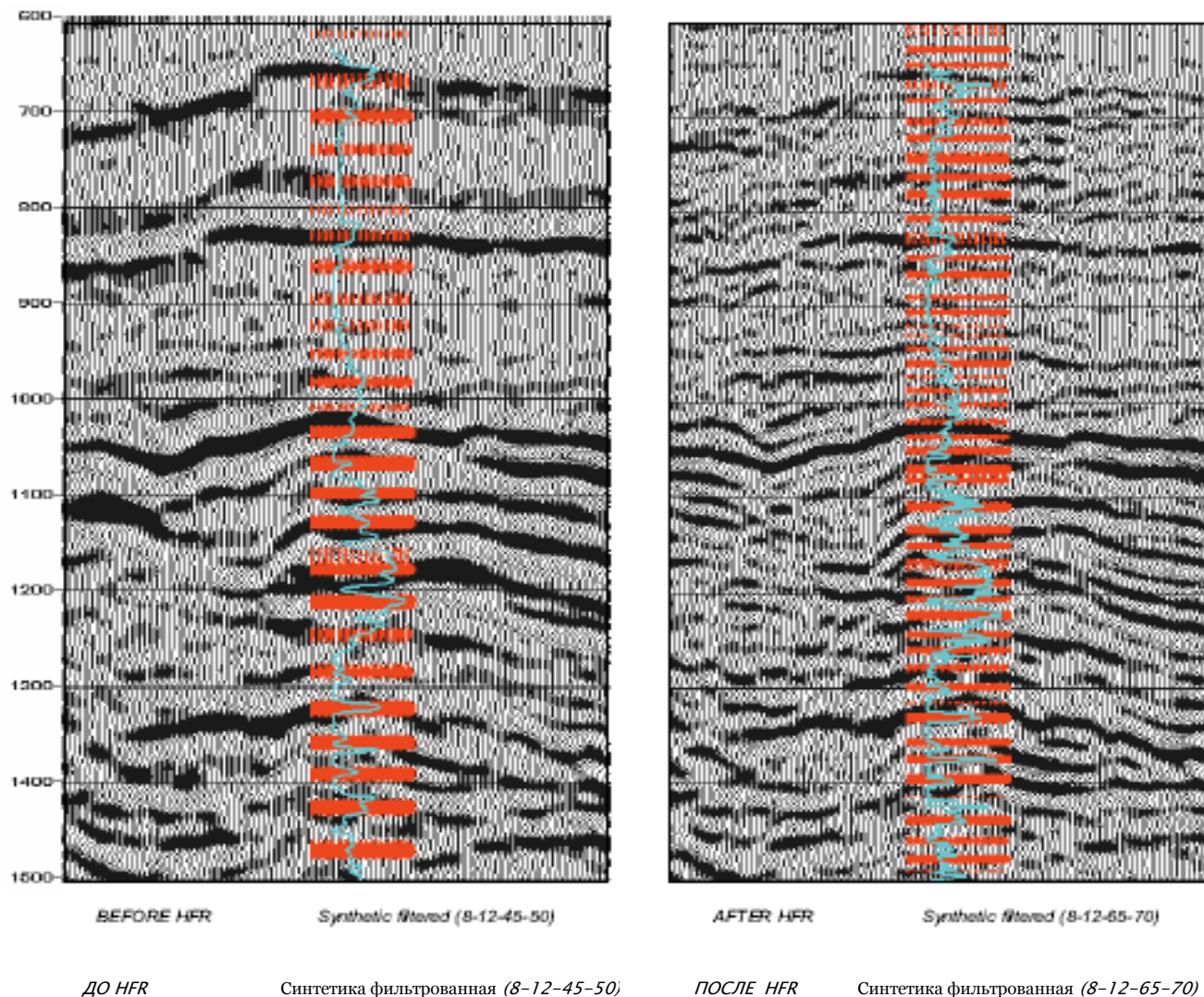


**Рисунок 8** Корреляция синтетической сейсмограммы и кривой АК для скважины В.

подобная корреляция для скважины Е в той же области, порядка 12 км от скважины D (данные каротажа доступны только на показанном участке). Очевидно, что любая стратиграфическая интерпретация, выполняемая с использованием HFR данных более точна.

Результаты таких тестов, проведенных в разных скважинах и разных районах, помогли нам прийти к выводу об устойчивости метода HFR. Для областей с быстрыми латеральными измерениями геологического строения, может потребоваться использование адаптивного пространственного фильтра.





**Рисунок 9** Результат коридорного суммирования и кривая АК для скважины D, наложенные на продольный сейсмический разрез.

### Выводы

Методика HFR заключается в определении частотного затухания, используя нисходящие первые вступления ВСП на последовательных уровнях глубин и применении обратной функции затухания к наземным сейсмическим данным. Это позволяет нам получать более высокое разрешение и соотношение сигнал-помеха данных ВСП и расширять полосу частот сейсмических данных. Эта процедура устойчива и помогает проводить более надежную интерпретацию. Мы продемонстрировали пользу от этой процедуры, и смогли определить перспективные участки, которые в некоторых случаях были признаны неперспективными при интерпретации сейсмических данных с узкой полосой частот. Применение новой методики к данным после суммирования проиллюстрировано в настоящей работе. Применение метода к данным до суммирования также очень эффективно и мы еще обсудим в отдельной статье его эффективность в применении к AVO анализу.

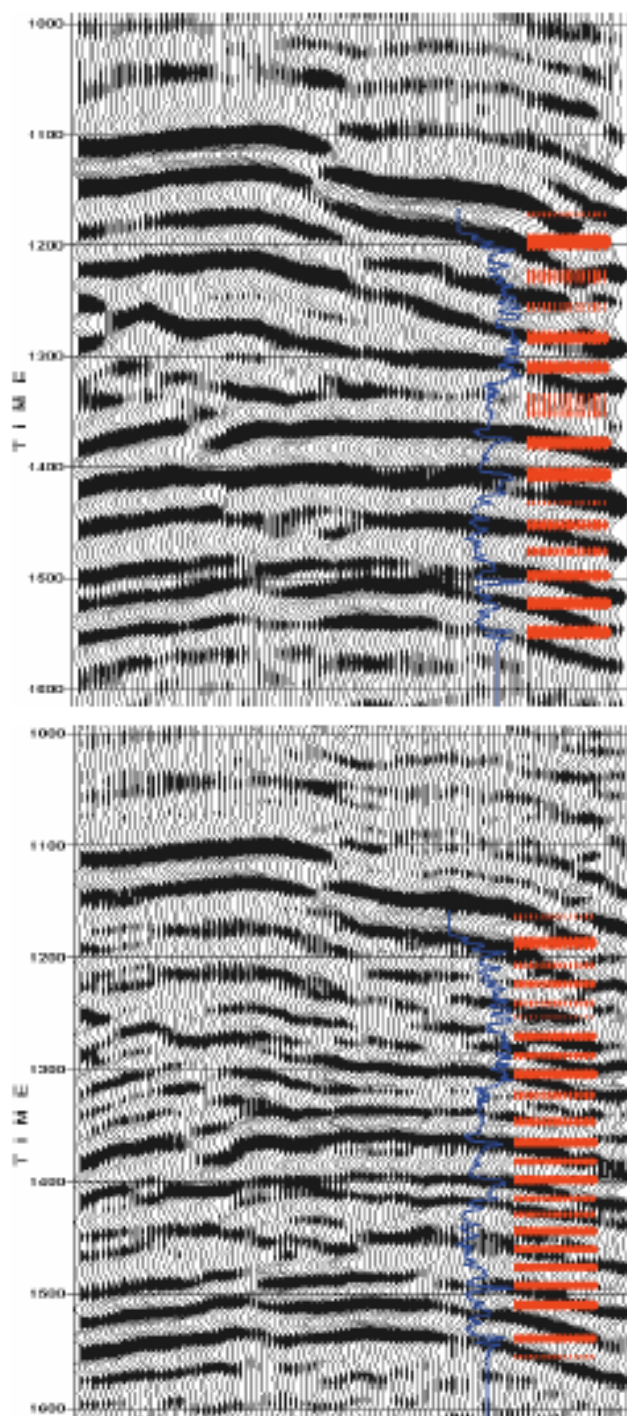
### Благодарности

Мы хотим выразить благодарность Васудхаван Судхакар (Vasudhaven Sudhakar) за поддержку.

Мы благодарим компанию Core Laboratories за разрешение на публикацию этого исследования. Мы также хотим выразить признательность ConocoPhillips, Canada и WesternGeco за разрешение на обнародование их данных. А также благодарим рецензентов данной работы за конструктивные комментарии, которые способствовали улучшению качества работы.

### Литература

- Chopra, S. [2003] Enhancing seismic frequency bandwidth using VSPs - a case study. *Oil and Gas Journal* Oct. 20, p.38.
- Chopra, S., Alexeev, V. and Sudhakar, V. [2003] High frequency restoration of surface seismic data. *The Leading Edge* **22**, 730-738.
- Dasgupta, R., and Clark, R.A. [1998] Estimation of Q from surface seismic reflection data: *Geophysics*, **63**, 2120-2128.
- Gardner, G.H.F., Gardner, L.W. and Gregory, A.R. [1974] Formation velocity and density - The diagnostic basics for stratigraphic traps. *Geophysics* **39**, 770-780.
- Hale, D. [1982] Q-adaptive deconvolution. 52nd SEG



**Рисунок 10** Синтетическая сейсмограмма и кривая АК для скважины E, наложенные на продольный сейсмический разрез после применения HFR.

Meeting, Dallas, USA, *Expanded Abstracts, Session: S6.7*.  
Hargreaves, N. D., Calvert, A.J. and Hirsche, W.K. [1987] A fast inverse Q-filter. 57th SEG Meeting, New Orleans, USA,

*Expanded Abstracts, Session: POS1.7*.

- Harris, P.E., Kerner, C., and White, R.E. [1997] Multichannel estimation of frequency-dependent Q from VSP data. *Geophysical Prospecting* **45**, 87-110.
- Hauge, P.S. [1981] Measurements of attenuation from vertical seismic profiles: *Geophysics*, **46**, 1548-1558.
- Hirsche, W.K., Cornish, B.E., Wason, C.B. and King, G.A. [1984] Model-based Q compensation. 54th SEG Meeting, Atlanta, USA, *Expanded Abstracts, Session: S18.7*.
- Oliver, J.S., [1992] Robust P-wave attenuation measurements from VSP first arrivals: 54th EAGE Annual Conference, Paris, *Expanded Abstracts*, Paper P067, 582-583.
- Pan, C. [1998] Spectral ringing suppression and optimal windowing for attenuation and Q measurements. *Geophysics* **63**, 632-636.
- Pujol, J., and Smithson, S. [1991] Seismic wave attenuation in volcanic rocks from VSP experiments: *Geophysics*, **56**, 1441-1455.
- Raikes, S.A. and White, R.E. [1984] Measurements of earth attenuation from downhole and surface seismic recordings. *Geophysical Prospecting* **32**, 892-919.
- Sheriff, R.G. and Geldart, L.P. [1995] *Exploration Seismology* (2nd ed.). Cambridge University Press.
- Spencer, T.W., Davis, F.E., Wu, R.C. and Zeitvogel, M. [1983] VSP measurement of seismic attenuation. 53rd SEG Meeting, Las Vegas, USA, *Expanded Abstracts*, 590-592.
- Spencer, T.W., Sonnad, J.R. and Butler, T.M. [1982] Seismic Q - stratigraphy or dissipation? *Geophysics* **47**, 16-24.
- Toksoz, M.N. and Johnston, D.H. [1981] Seismic Wave Attenuation, *Geophysics Reprint Series No. 2*, 339-351.
- Toksoz, M.N. and Johnston, D.H. [1981]
- Toksoz, M.N., Johnston, D.H. and Timur, A. [1979] Attenuation of seismic waves in dry and saturated rocks, Laboratory measurements. *Geophysics* **44**, 681-690.
- Tonn, R. [1991] The determination of seismic quality factor Q from VSP data: A comparison of different computational methods: *Geophys. Prosp.*, **39**, 1-27.
- White, R. [1993] Discussion and reply to comment on "The accuracy of estimating Q from seismic data (short note) in *Geophysics* 57, 1508-1511". *The Leading Edge* **12**, 258.
- Winkler, K. and Nur, A. [1979] Pore fluids and seismic attenuation in rocks. *Geophysical Research Letters* **6**, 1-4.
- Wyllie, M.R.J., Gardner, G.H.F. and Gregory, A.R. [1962] Studies of elastic wave attenuation in porous media. *Geophysics* **27**, 569-589. (Addendum in *Geophysics* **28**, 1074)
- Xu, C., Stewart, R. and Osborne, C. [2001] Walkaway VSP processing and Q estimation: Pikes Peak, Saskatchewan, presented at the *Annual CSEG Convention 2001*, Calgary.
- Yilmaz, O. [2001] *Seismic Data Processing*. SEG Publication.