

Глубинная миграция до суммирования 3Д данных продольных/ поперечных волн на месторождении Volve. 3D PP/PS prestack depth migration on the Volve field

Teresa Szydluk,¹ Patrick Smith,² Simon Way,² Lars Aamodt,³ и Christina Friedrich³

Вступление

Морская донная сейсморазведка (OBS) регистрирует и продольные волны (PP) и поперечные волны (PS). Поперечные волны успешно использовались, чтобы отобразить осложненные газом зоны (Li и др., 2001) и выделить отражающие горизонты, которые являются слабыми, на продольных данных (MacLeod и др., 1999), и могут также помочь ограничить варианты свойств горной породы (Özdemir и др., 2001). Таким образом, в принципе, использование данных поперечных волн может значительно снизить риск в разведке и добыче из залежей углеводородов.

К сожалению, отображение данных продольных волн не является точным, из-за асимметрии лучей продольных волн (рис 1). Необходимо получать точные скорости продольных и поперечных волн и трехмерное изменение этих параметров из анализа сейсмического изображения и при моделировании скорости. Также, должно быть учтено анизотропное изменение скорости, если оно существует.

Ранее использованные технологии обработки часто не приводят к окончательному результату, так, в итоге изображения поперечных волн имеет низкое качество и трудно увязывается с объемом. Это может помешать их использованию для прогнозирования литологии. Наиболее вероятно, оптимальное соотношение между параметрами продольных волн и набором данных поперечных волн, будет достигнуто, если оба набора данных будут использованы с теми же самыми скоростными моделями и алгоритмами. Поэтому мы проводили одновременную миграцию набора данных продольных и поперечных волн до суммирования по глубине, которая решает многие из вышеупомянутых проблем, и здесь описано применение этой технологии на площади Volve в центральной части Северного моря.

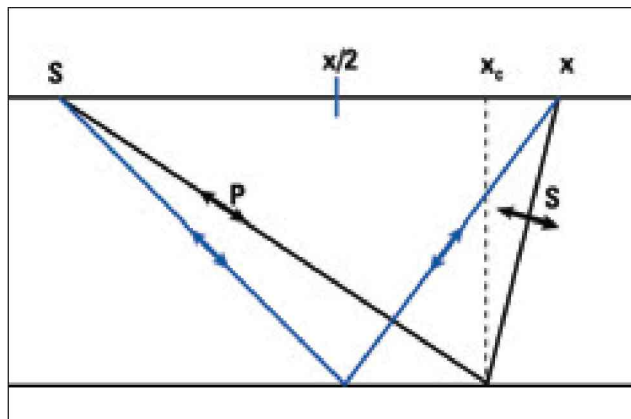


Рис 1 Схематическое изображение лучей распространения продольных и поперечных волн в однородном слое. Точка отражения PP определена геометрически, а точка обмена PS зависит от физических параметров среды. После Thomsen, 1998.

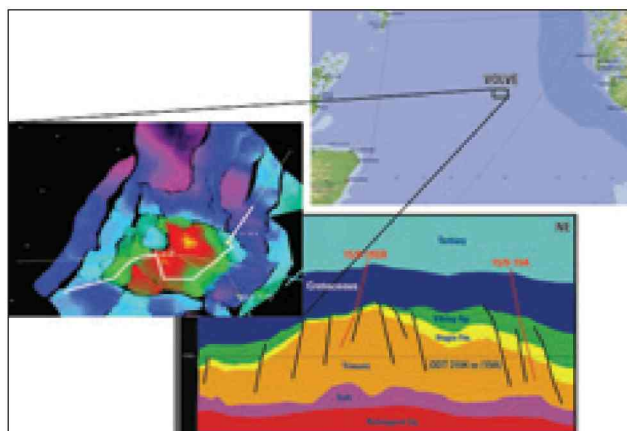


Рис 2 Место проведения донной съемки, карта резервуара Volve и геологического поперечного профиля через структуру месторождения Volve.

Месторождение Volve

Volve - месторождение нефти Среднее Юрского возраста, расположенное в южной части грабена Viking в газо-конденсатной области Sleipner (рис 2). Это структура – небольшое поднятие, сформированное при разрушении прилегающих солевых хребтов в течение Юрского периода. Структура ограничена с юга, востока и севера сбросами, которые были сформированы главным образом солевой тектоникой. Ограничивающий с запада разлом - больше подвергался влиянию регионального поднятия.

Две скважины, пробуренные на структуре дали приток нефти. Резервуар находится в средне-Юрских песчаных отложениях формации Hugin, которая является мелководным морским песчаником с очень хорошими коллекторскими свойствами (средняя проницаемость 1025 миллиДарси и средняя пористость 21%). Мощность залежи на гребне структуры - приблизительно 20 м, и до 100 м на краях структуры. Мощность может существенно меняться на небольших расстояниях, поскольку смещение пород находилось под влиянием солевой тектоники.

OBS Морская донная съемка

Volve OBS съемка была проведена в 2002 году. Цель компании Statoil состояла в том, чтобы улучшить отображение разломов, особенно главных ограничивающих нарушений и получить более точные оценки мощностей залежи для различных частей территории, пытаясь таким образом оптимизировать добычу и определить место нагнетательной скважины.

¹ WesternGeco, now Statoil, Stavanger, Norway, E-mail: TSZ@statoil.com.

² WesternGeco, Stavanger, Norway.

³ Statoil, Stavanger, Norway.

INITIAL P, X, Y & Z PROCESSING	
Reformat	
Navigation/Seismic Data Merge	
Edits	
Tidal Static Correction	
Signature Deconvolution	
Resample	
PP PROCESSING	PS PROCESSING
Automatic Noise Attenuation	Geophone Matching Correction
Matching	Horizontal Geophone Orientation
PZ Combination	Horizontal Geophone Rotation
Tan-p Deconvolution	Automatic Noise Attenuation
	3D Surface Consistent Shear-Wave Statics
	Tan-p Deconvolution
PP and PS Anisotropic Kirchhoff Depth Imaging	

Таблица 1 Граф обработки сейсмических данных по глубине.

Морская донная съемка была предпочтительнее, чем проведение морских сейсморазведочных работ, и использовала в своих интересах улучшенное подавление кратных волн от морского дна, объединения измерения сейсмоприемников и гидрофонов для улучшения параметров освещенности полученных данных более широкими значениями азимута. Наличие данных поперечных волн не было включено в анализ стоимости работ до их проведения, поскольку они, как ожидали, не значительно повлияют на качество структурных изображений или интерпретацию распределения коллектора.

Съемка была проведена, используя геометрию inline, она включает шесть рядов данных с четырьмя компонентами, с каждым рядом, включающим данные от двух кабелей Nessie-4C 6 км длиной, проложенных на морском дне с интервалом расстановки 400 м, и 25 двойными пунктами взрыва с интервалом 100 м. Перемещение между полосами составляло 800 м. Площадь источников покрывала примерно 70 км² и область приемников приблизительно 27 км².

Сейсмическая обработка данных OBS

После получения, данные донной съемки были обработаны довольно стандартным графом миграции до суммирования во времени. Успешное предварительное исследование было выполнено, чтобы продемонстрировать потенциальные выгоды использования одновременного использования продольных и поперечных волн для прогнозирования глубин, и компания Statoil поэтому решила обработать полный набор данных, используя эту технологию. Этот проект - предмет этой статьи. Предварительное отображение обработанных сейсмических данных приведено в Таблице 1.

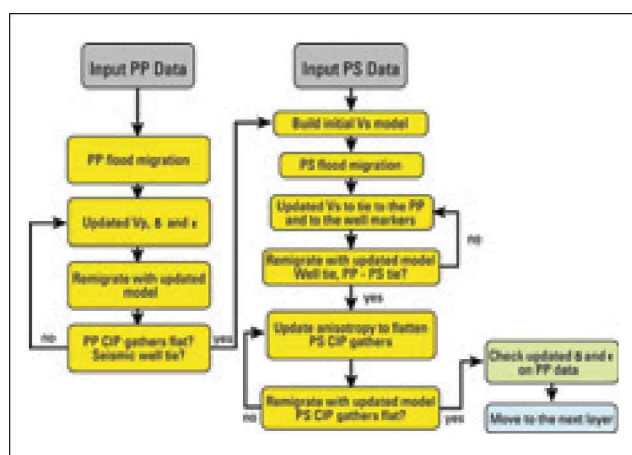


Рис 3 Технология построения модели с одним слоем

Перед применением комбинирования PZ, было применено частотное, фазовое и амплитудное выравнивание Z к P. Набор данных поперечных волн был создан вращением горизонтальных компонентов геофонов inline и crossline в направлении источник-приемник (радиальном) направлении (Gaiser 1999). Предварительная обработка продольных и поперечных волн включает стандартную обработку, применение технологии подавления помех и кратных волн. Эти данные были применены одновременно и к технологии глубинного отображения.

Технология одновременного PP/PS отображения до суммирования

Глубинное продольное и поперечное отображение основывается на общей глубинной модели. Эта пластовая модель и каждый слой включает множество пространственно различных атрибутов:

- Продольная скорость по вертикали (V_p) в верхних слоях
- Градиент глубины V_p
- Вертикальная скорость продольной волны на кровле пласта
- Глубинный градиент V_s
- Полярные параметры анизотропии Thomsens (epsilon и delta)

Скоростная модель построена, используя подход послойного снятия. Каждый слой обновляется, используя комбинацию пластовой томографии и сканирование миграции, с использованием скважинных данных, таких как акустический каротаж в продольном и поперечном направлении, данные сейсмокаротажа, и т.д. Для этого специфического проекта, мы использовали пространственно инвариантные параметры анизотропии и градиенты в пределах каждого слоя.

На проекте Volve, акустический каротаж продольных волн и данные от источников были в наличии по пяти скважинам. Мы также имели данные акустического каротажа поперечных волн для двух скважин, но не хотели использовать эти данные для скоростного моделирования, поскольку мы не были уверены в их точности. Границы слоя, выбранные, по результатам акустического каротажа и анализа начальных скоростей, сделанные по сейсмическим данным, определили главные контрасты интервальной скорости и изменения градиента скорости.

Технология моделирования скорости для данного слоя показана на рисунке 3. Модель сначала заполняется от кровли пласта текущего слоя вниз с начальным оцененным значением V_p . epsilon и delta первоначально установлены на нуль для тонких слоев, но для залегающих более глубоко слоев, начальная оценка базируется на использовании

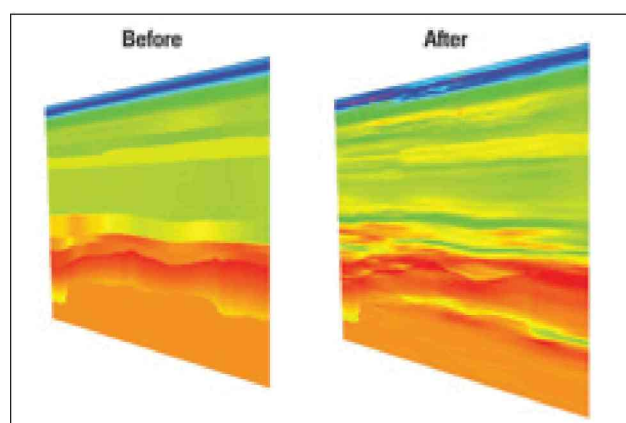


Рис 4 V_p/V_s , полученное из глубинной модели резервуара Volve (слева) и сравнение с отношением V_p/V_s с высокой разрешающей способностью, полученным, используя метод Nickel и др. (2004)

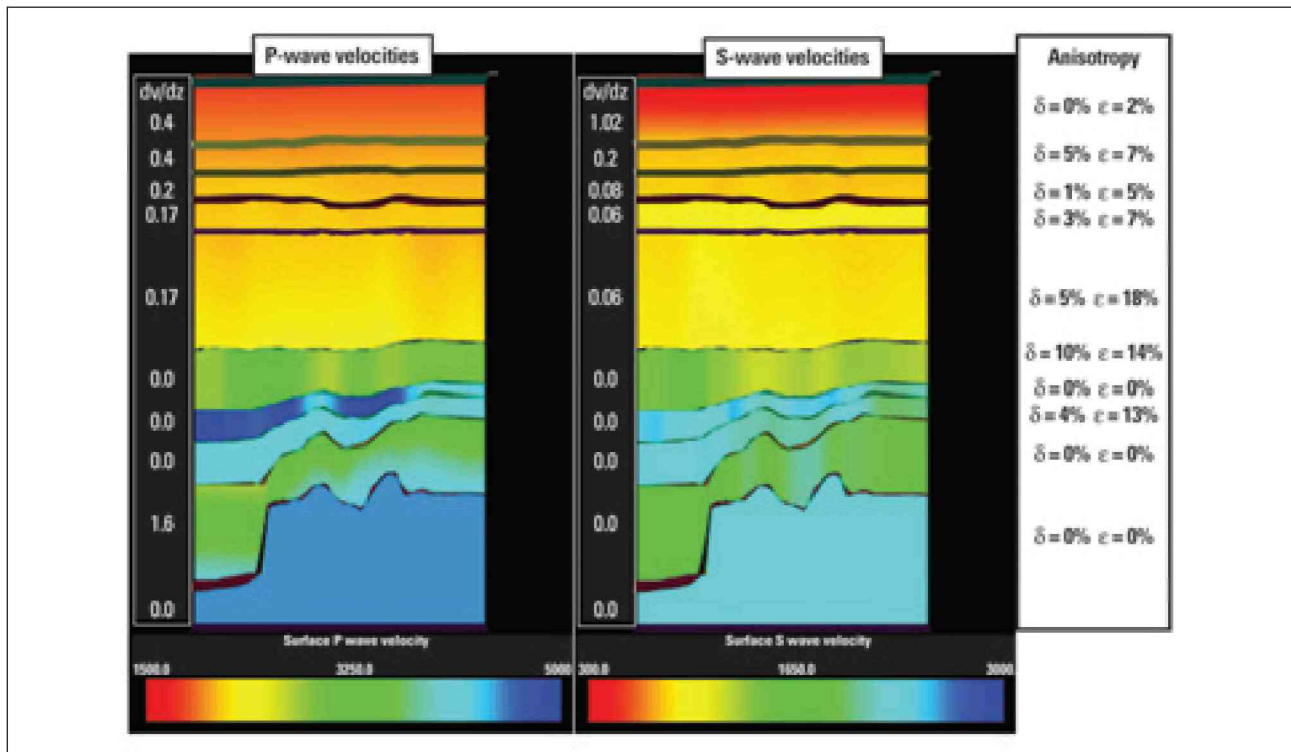


Рис 5 Вертикальные сечения через глубинную модель, цветом выделены V_p и V_s свойства. Для каждого слоя определены - градиенты скорости dv/dz [м/с/м] и параметры анизотропии Thomsen дельта и эпсилон.

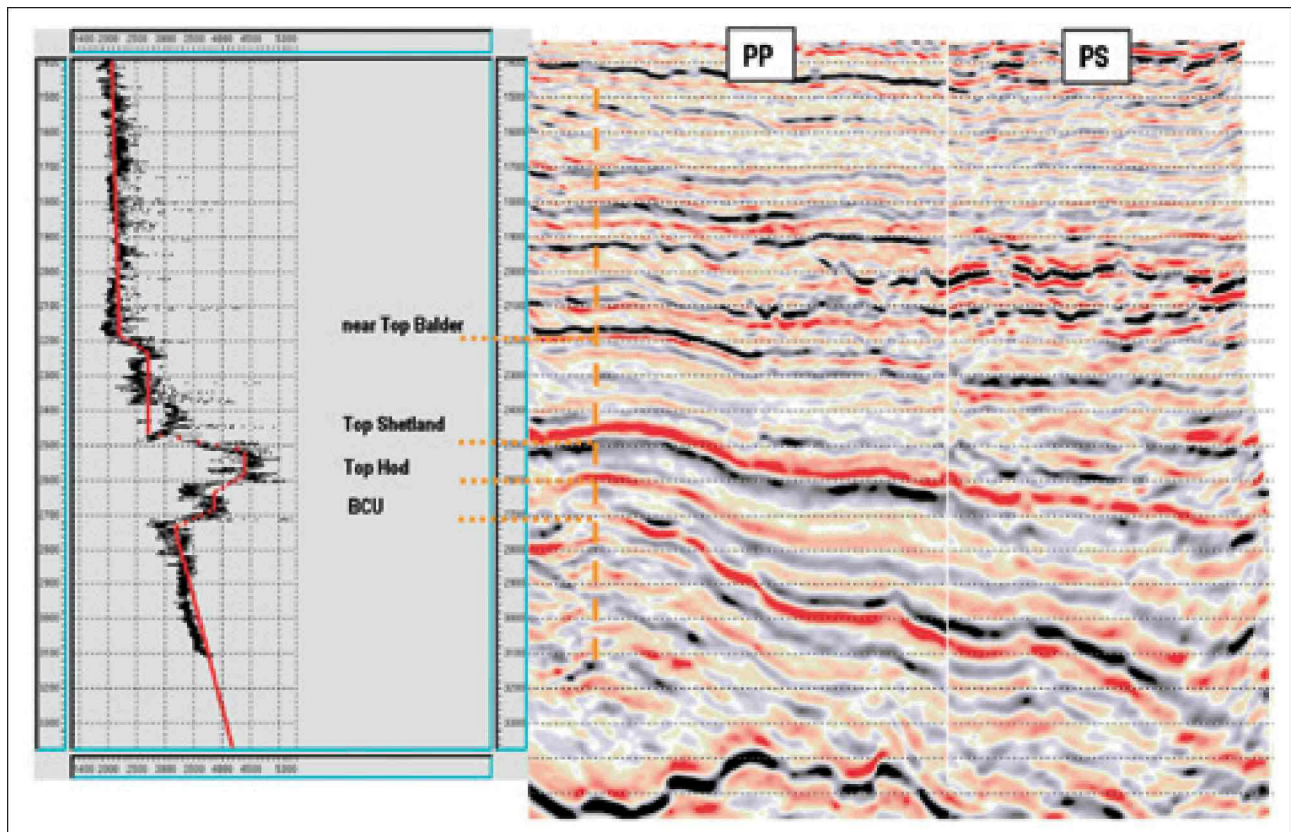


Рис 6. Для скважины А показаны данные скорости по акустическому каротажу, V_p , извлеченная из скоростной модели по скважине и мигрированные по глубине данные на продольных и поперечных волнах в виде сложного сейсмического профиля, пересекающего место расположения скважины.

влияния вышележащих слоев. Данные продольных волн тогда мигрируются. Мы оцениваем гладкость получающейся общей точки визуализации (CIP) сейсмограмм, и связь глубин между сейсмическими и скважинными данными. V_p , ϵ , и δ обновляются по мере необходимости и последующей миграции. Процесс повторяется, пока мы не удовлетворены качеством выравнивания выборки сейсмограмм и соотношением глубины по скважинам. После этого мы генерируем скорость поперечных волн для текущего слоя, обычно, предполагая, что отношение V_p/V_s основано на скважинных данных или другой информации, и мигрируем данные поперечных волн. Скорость поперечных волн заменяется для достижения глубины нулевого смещения мигрированных данных продольных волн и скважинных данных. Данные повторно мигрируются, и процесс повторяется, пока мы не находим связь с глубиной. Тогда мы оцениваем гладкость сигнала поперечных волн по сейсмограммам визуализации, и обновляем параметры анизотропии, повторяя процесс по мере необходимости. Затем мы повторно мигрируем данные продольных волн с пересмотренными параметрами анизотропии, чтобы гарантировать, что выборки записей продольных волн оптимально сглажены. Поскольку данные продольных волн менее чувствительны к анизотропии, чем поперечные волны, параметры анизотропии, которые сглаживают выборки сейсмограмм поперечных волн обычно также соответствуют

продольным данным. Тогда мы переходим к следующему слою.

Для осреднения разреза по средне-Юрскому периоду было достаточно семь слоев. Оптимизация свойств каждого слоя требовало до трех повторений миграции по глубине.

Очевидно, жизненно важно, чтобы то же самое отражение интерпретировалось и на данных продольных и на данных поперечных волн, что-то не всегда корректно. Наш подход означает, что данные поперечных волн для следующего повторения могут быть весьма точно отображены, используя текущую модель и принятое соотношение V_p/V_s для следующего слоя, которое ослабляет корреляцию отражающих горизонтов по продольным и поперечным волнам. Также очень полезно использовать синтетические сейсмограммы продольных и поперечных волн, основанные на скважинных данных и оценивать ожидаемое характерное различие по фазе и амплитуде данного отражающего горизонта на этих двух наборах данных.

Технологический процесс глубинного отображения гарантирует, что продольные и поперечные данные совпадают на границах слоев скоростной модели, но не гарантируется связь между этими границами. Автоматизированная регистрация и расчет выравнивания продольных и поперечных волн развит Nickel и др. (2004) может использоваться, чтобы выровнять наборы данных в высокочастотной манере, производя, как параллельный продукт, куб соотношения V_p/V_s с высоким разрешением (рис 4), который

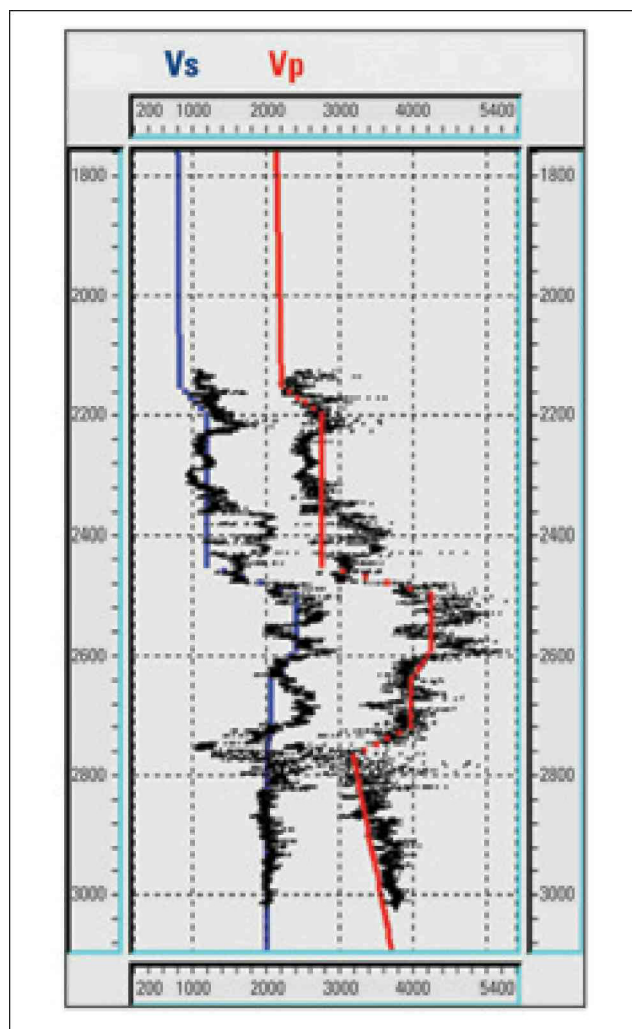


Рис 7 Смоделированная версия данных V_p и V_s в скважине В.

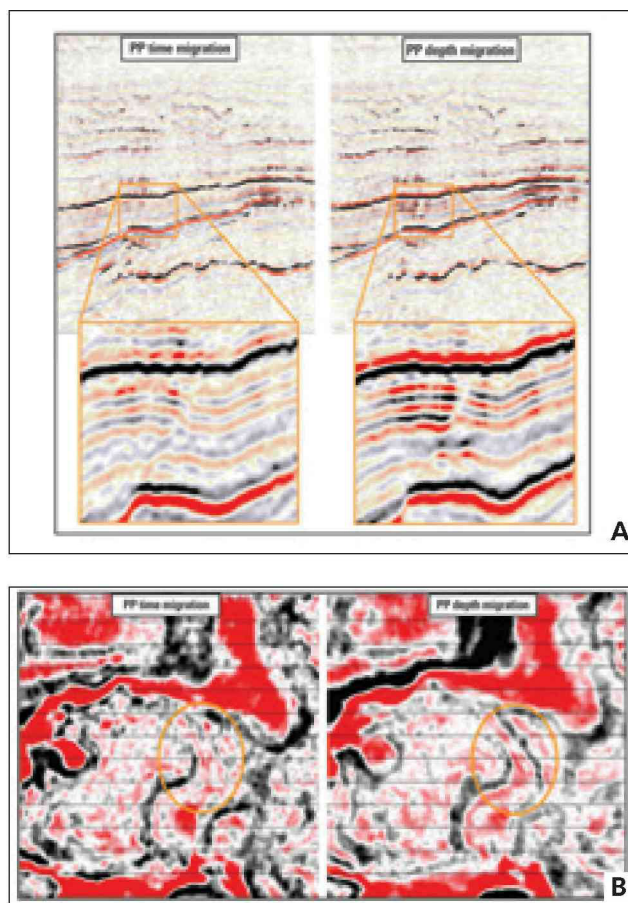


Рис 8 Сравнение набора данных PP после миграции по времени и глубине до суммирования. Отмечается улучшение определения разлома на мигрированном глубинном наборе данных (а). Интервалы времени показывают лучшее отображение резервуара после миграции по глубине до суммирования (b).

является также ценным атрибутом интерпретации. Выравнивание устанавливает зависимость между признаками, извлеченными из кубов продольных и поперечных волн, и является предпосылкой для одновременной инверсии до суммирования.

Совместное отображение PP/PS глубинных данных

Рисунок 5 показывает вертикальные слайсы через окончательную модель, в которой цветом обозначены V_p и V_s . Epsilon и дельта заданы для каждого слоя. Очевидно, что соотношение V_p/V_s меняется в пространстве и с глубиной.

Рис 6 показывает скорости акустического каротажа для скважины А, V_p , извлеченная из скоростной модели в скважине и мигрированные по глубине данные продольных и поперечных волн составляют сложный сейсмический профиль, пересекающий положение скважины. Сейсмический разрез на продольных волнах привязывается маркерами глубин к скважине, и профиль V_p хорошо согласуется с акустическими скоростями. Контролируя соответствие глубины между продольными и поперечными данными в процессе построения скоростной модели, мы неявно достигаем связи глубины между данными поперечных волн и скважинных данных.

Рис 7 показывает данные акустического каротажа, с наложением извлеченных из окончательной скоростной модели V_p и V_s по скважине В. Мы видим превосходную связь, даже при том, что акустический каротаж на S-волнах не использовался при моделировании.

Сравнение миграции до суммирования по времени и глубине продольных данных, показывает, что миграция по глубине лучше отображает тонкие нарушения, которые являются характерными для этой области (рис 8 (а)) и структуру резервуара (рис 8 (b)). Однако реальная ценность подхода заключается в сравнении мигрированных наборов данных (рис 9). Корреляция отражений между этими двумя наборами данных однозначна по большей части разреза. Мы видим различия в характере некоторых отражений. Сейсмограммы PS/PP данных (рис 10) показывают подобные различия, которые не связаны с недостаточным отображением, но говорят о реальных различиях в отражениях PS/PP данных, и которые, по-видимому несут информацию о свойствах горной породы.

Интерпретируемость PS данных ниже Мелового стратиграфического несогласия все еще не соответствует интерпретации куба продольных волн (рис 9). Это вероятно неудивительно; контраст импеданса поперечных волн по целевому интервалу резервуара является весьма малым, и строение резервуара очень сложно. Отображение PS данных намного более уверенно отмечается в точности скоростной модели, чем отображение PP данных, и таким образом маленькие погрешности в модели затрагивают данные поперечных волн в большей степени.

Заключение

Технологический процесс глубинного отображения, представленный здесь успешно использовался в ряде проектов. Применение к данным океанической косы Volve дает набор PS, который однозначно привязывает данные PP по глубине и характеру до уровня дна. Это было достигнуто с помощью определения точных полярных и анизотропных продольных и поперечных скоростей с использованием всех доступных данных.

В настоящее время много съемок OBS оправдываются исключительно вероятностью улучшенного качества продольных данных. Мы полагаем, что представленный технологический процесс поможет расширить применимость данных OBS к литологии и предсказанию флюидов, и что пригодность данных поперечных волн должна быть взвешена в большой степени, когда принимаются решения о проведении сейсмических работ.

Ссылки

Xiang-Yang Li, Hengchang Dai, Mueller, M.C., and Barkved, O.I. [2001] Compensating for the effects of gas clouds on C-

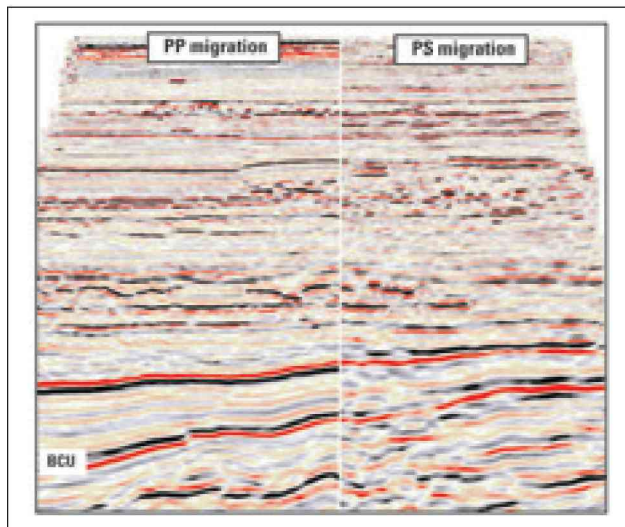


Рис 9 Сравнение PP/PS результатов миграции по глубине

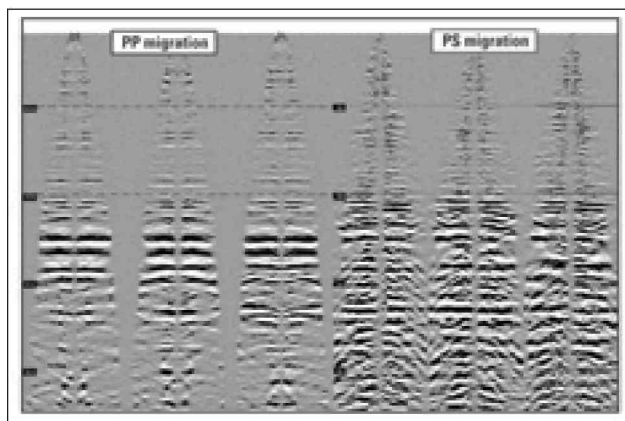


Рис 10 Сравнение глубинных сейсмограмм PP/PS наборов данных

wave imaging: A case study from Valhall. *The Leading Edge*, 20, 1022.

Gaiser, J.E. [1999] Applications for vector coordinate systems of 3-D converted-wave data. *The Leading Edge*, 18, 1290-1300.

MacLeod, M., Hanson, R., Hadley, M., Reynolds, K., Lumley, D., McHugo, S., and Probert, T. [1999] The Alba Field OBC seismic survey. *69th SEG Annual International Meeting*, Expanded Abstract, 18, 725.

Nickel, M. and Sonneland, L. [2004] Automated PS to PP event registration and estimation of a high-resolution V_p - V_s ratio volume. *74th SEG Annual International Meeting*, Expanded Abstract, 23, 869.

Thomsen, L. [1998] Converted-wave reflection seismology over anisotropic, inhomogenous media. *68th SEG Annual International Meeting*, Extended Abstracts, 2048-2051.

Özdemir, H., Ronen, S., Olofsson, B., Goodway, B., and Young, P. [2001] Simultaneous multicomponent AVO inversion. *71st SEG Annual International Meeting*, Expanded Abstract, 20, 269.