

## Преимущества наклонной поперечной изотропной миграции до суммирования при оценке резервуара в прибрежной зоне Западной Африки. Benefits of tilted transverse isotropy prestack depth migration for reservoir evaluation offshore West Africa

Francois Boudou,<sup>1\*</sup> Yves Le Stunff,<sup>1</sup> Jean Arnaud,<sup>1</sup> Pierre Esquier,<sup>1</sup> Adam Kenworthy,<sup>2</sup> Phil Whitfield<sup>2</sup> and Chris Soufleris<sup>2</sup>

### Аннотация

Глубинная миграция до суммирования теперь часто применяется, чтобы улучшить структурное и стратиграфическое отображение не только сложных структур, но также и в случаях, где углы падения невелики. Современные алгоритмы миграции, в комбинации с точными скоростными моделями, которые были откалиброваны скважинными данными, дают детализированные изображения, которые могут использоваться для надежного извлечения и картирования свойств резервуара. Мы представляем исследование кайнозойской области, расположенной в прибрежной зоне Западной Африки, которая вначале была отображена, используя миграцию до суммирования и впоследствии используя изотропные и наклонные поперечно-изотропные скоростные модели. Коллектор в турбидитном русле расположен на антиклинальной структуре с наклонами крыльев до 40°. Отображение с вертикальной поперечной изотропией показывает структуру, которая является слишком узкой, с остаточным приращением времени, которое трудно учесть, и с существенными скважинными невязками. Миграция с наклонной поперечной изотропией, очищенной дальнейшей томографической скоростной инверсией, производит более реалистичное изображение структуры, хорошо коррелирующее со скважинными данными, с лучшим определением резервуара. После, используя амплитуды, можно улучшить характеризацию бассейна, уменьшить неопределенность положения жидкостного контакта и с большей уверенностью определить положение будущих продуктивных скважин.

### Введение

Исследование временных и глубинных изображений Кайнозойских турбидитных резервуаров, расположенных недалеко от побережья Западной Африки были недавно представлены Anquille и др. (2006).

Резервуары расположены на краях антиклинали, простирающейся с запада на восток, на умеренной глубине в 1100 м., с нефтеносными песками на глубине приблизительно 3000 м. (иллюстрация 1). Результаты от первых пробуренных скважин показали, что геологическая структура, откартированная по данным изотропной временной миграции, была неправильно позиционирована и была также слишком узкой. Казалось, что временная миграция не в состоянии позиционировать крутопадающие края правильно.

Anquille и др. (2006) описали несколько методик, которые они использовали для улучшения геологических карт и улучшения скважинной невязки для временных мигрированных данных. Они преуспели в перемещении на корректную позицию атрибутов-индикаторов УВ, извлеченных из временных мигрированных данных, используя скорости из временной миграции до суммирования (PSDM), томографическую инверсию и технологии мигрирования карт. Из-за сложности подхода они также применяли вертикальную поперечную глубинную изотропную миграцию до суммирования (VTI PSDM) используя алгоритм Кирхгофа, и наблюдали интересные различия в форме и размере отображенных структур между

временным и глубинным изображениями. VTI PSDM показала лучшую фокусировку и более широкую структуру, а так же лучшую корреляцию со скважинными данными.

Нет сомнения, что включение анизотропии в скоростную модель улучшило изображение. Однако, VTI PSDM все еще приводит к некоторой скважинной невязке и существенному остаточному глубинному сносу на общем изображении. Поскольку откартированные резервуары были расположены на сильно погруженных краях, с углами падения до 40°, и наблюдаемая анизотропия является весьма большой, казалось логичным расширить изображение до наклон-

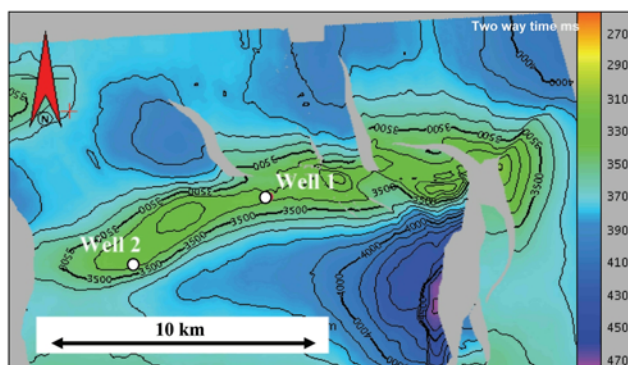


Иллюстрация 1 Карта антиклинального резервуара в единицах двойного времени пробега. Скважины отмечены белыми точками.

<sup>1</sup> Total, CSTJF Av. Larribau, 64018 PAU Cedex, France.

<sup>2</sup> WesternGeco, Schlumberger House, Buckingham Gate, Gatwick Airport, West Sussex RH6 0NZ, Gatwick, UK.

\* Corresponding author, E-mail: francois.boudou@total.com.

ной поперечной изотропной миграции до суммирования (TTI PSDM). Результаты этой работы представлены в этой статье. Во-первых, описана томографическая методология для создания скоростной модели с наклонной поперечной изотропией. В дальнейшем обсуждаются различия между TTI PSDM и предыдущими построениями изображений (VTI PSDM и PSTM).

### Разработка скоростной модели TTI и глубинная миграция до суммирования

В области исследования анизотропия происходит из-за присутствия сланцеватых уровней. Слои были подняты и наклонены тектоническим сжатием, достигая максимальных падений в  $40^\circ$ . Анизотропия в этих слоях имеет значения  $\delta$  до 0.1 и значения  $\epsilon$  более 0.2, где  $\delta$  и  $\epsilon$  - параметры Thomsen'a (Thomsen, 1986).

Хотя VTI глубинная миграция Кирхгофа до суммирования определенно улучшила сейсмическую фокусировку по сравнению с временной миграцией до суммирования (Anquille и др., 2006), скважинные невязки и существенные остаточные глубинные задержки все еще присутствовали на ансамблях общего изображения. Попытки далее улучшить скоростную VTI модель, изменяя скорость или параметры анизотропии, оказались проблематичными. Учитывая сложную геологию, связанную с сильными наклонами, было логично

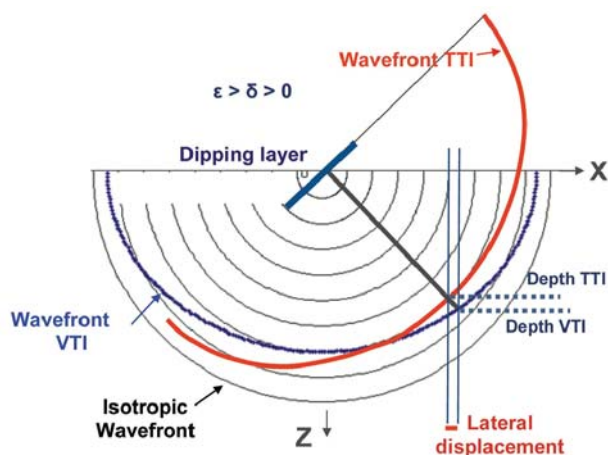
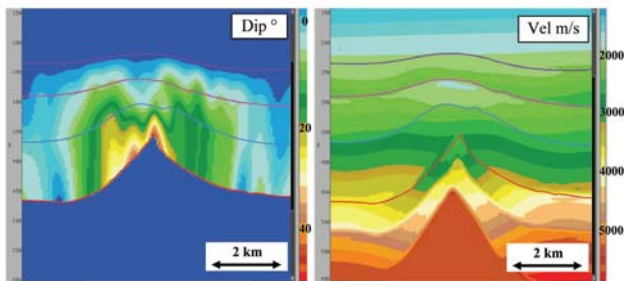


Рисунок 2 Сравнение фронтов в изотропном, VTI и TTI скоростных полях. Наклон оси симметрии влияет на позиционирование



На разрезе через 3D цветом отмечены значения наклонов и скоростей. Заданы три слоя с наклонной поперечной изотропией. Поле скоростей на остальных слоях задали как VTI. проверить TTI подход.

Принимая во внимание, что в случае VTI ось симметрии вертикальна, в случае TTI, она перпендикулярна напластованию в каждой точке структуры (Audebert и др., 2006). Поэтому, в дополнение к параметрам анизотропии Thomsen'a  $\delta$  и  $\epsilon$  в каждой подземной точке требуется угол падения и азимут оси симметрии. Иллюстрация 2 показывает влияние угла падения при позиционировании в анизотропной среде. Использовалась слоистая скоростная модель. Поскольку слои, находящиеся на глубинах до 2500 м (глубина воды около 1100 м) имеют углы падения менее  $5^\circ$ , они были определены как VTI. Следующие три слоя, где углы падения большие (от  $20^\circ$  до  $40^\circ$ ) были определены как TTI. Самую глубокую часть модели оставили как VTI (иллюстрация 3).

Углы падения и азимуты в каждой точке в TTI слоях были оценены с помощью сглаженного интерполирования углов падения и азимутов на границах слоев. В результате интерполяции получили плавную меняющуюся среду, отображающую углы наклона и азимуты во всей скоростной среде. Разрез, отображающий в цвете углы наклона, изображен на рисунке 3.

Новая параметризация TTI модели дает возможности для дальнейшего уточнения скорости, так как новая скоростная модель определена вдоль наклоненной оси симметрии, а не вдоль вертикальной оси как в случае VTI. Параметры анизотропии  $\delta$  и  $\epsilon$  не менялись. Далее для уточнения скоростного поля выполняется томография с TTI трассировкой лучей.

Пример карты интервальных скоростей для одного из TTI слоев до и после уточнения изображен на рисунке 4. Изображен график  $V_0$  интервальной скоростной функции формы  $V_0 + kz$ , где  $z$  - глубина относительно среднего уровня моря. Получающаяся скоростная модель TTI является более гладкой и также более реалистичной, чем VTI. TTI PSDM при использовании новой скоростной модели также привела к общему улучшению. Эти два фактора надежно доказывают, что скоростная модель TTI была более точным отображением скоростного поля. Для того,

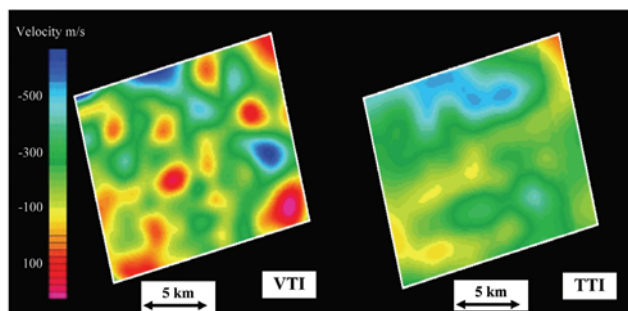


Иллюстрация 4 Карты изменения интервальной скорости в одном слое относительно изотропной скоростной функции вдоль оси симметрии, для TTI (слева, с вертикальной осью симметрии) и TTI (справа, с осью, нормальной напластованию). Шкала одинакова для обеих карт. Быстрые вариации скорости в случае VTI были заменены более гладкой вариацией скоростей в случае TTI.



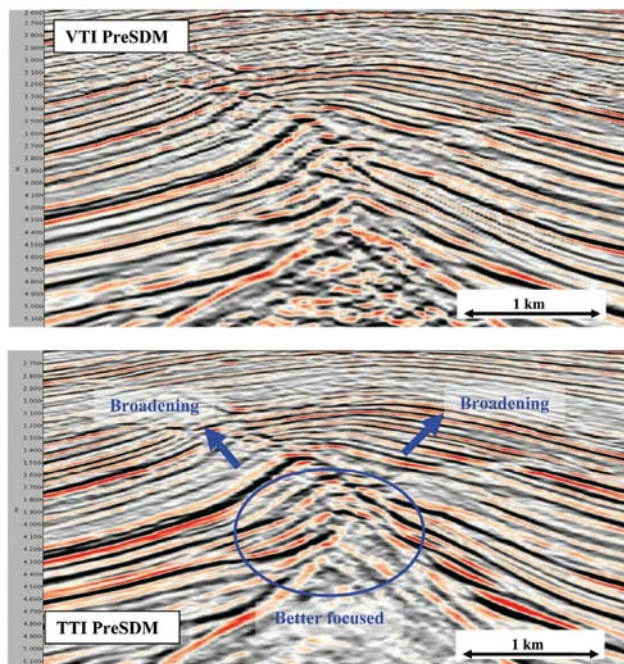


Иллюстрация 5 Результат VTI PSDM (сверху) против TTI PSDM (снизу). Изображение TTI показывает лучшую фокусировку и более широкую структуру.

чтобы установить, могут ли параметры анизотропии  $\delta$  и  $\varepsilon$  быть улучшены, был проведен тест чувствительности, используя трассировку лучей, показывающий, что используемые значения были резонны.

#### Сравнение между TTI и VTI PSDM

Уточненная скоростная TTI модель использовалась, чтобы выполнить трехмерную миграцию до суммирования, и результаты были сравнены с VTI PSDM. В дополнение к улучшенной плоскости, наблюдались существенные структурные различия между VTI и TTI PSDM (иллюстрация 5). TTI PSDM показал

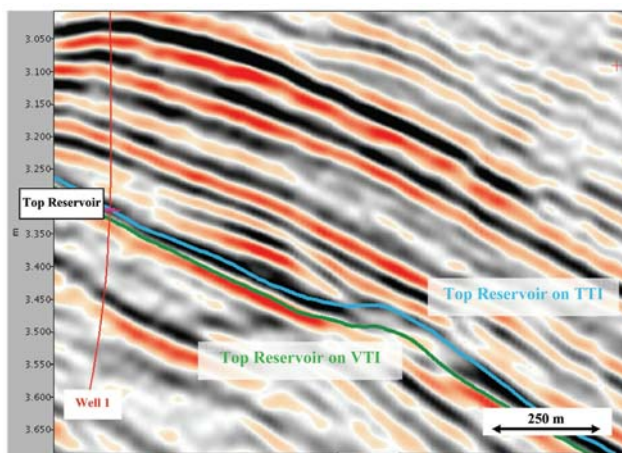


Иллюстрация 6 Увеличенное изображение на разрезе после TTI PSDM обработки. Кровля резервуара на TTI PSDM (синий горизонт) соответствует скважине (где розовым отмечена кровля), тогда как кровля на VTI PSDM (зеленый горизонт) на 15 м ниже чем на скважине.

лучшую фокусировку и более широкую структуру.

Структурные уточнения не единственные преимущества TTI PSDM. Иллюстрация 6 показывает часть изображения после TTI миграции около скважины 1. В этой крутопадающей области (от 20° до 40°) TTI PSDM приводит к улучшенной корреляции со скважинными данными. Расширение антиклинали также проиллюстрировано увеличивающимся разделением интерпретируемых сейсмических горизонтов. В среднем между двумя мигрированными изображениями отмечается 50-100 м. бокового смещения в этой области.

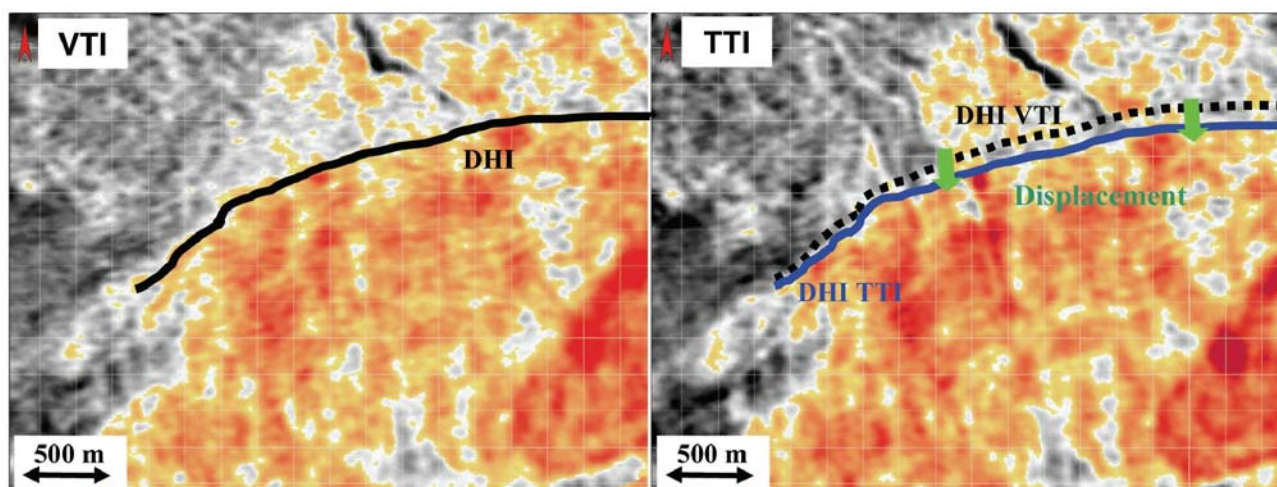
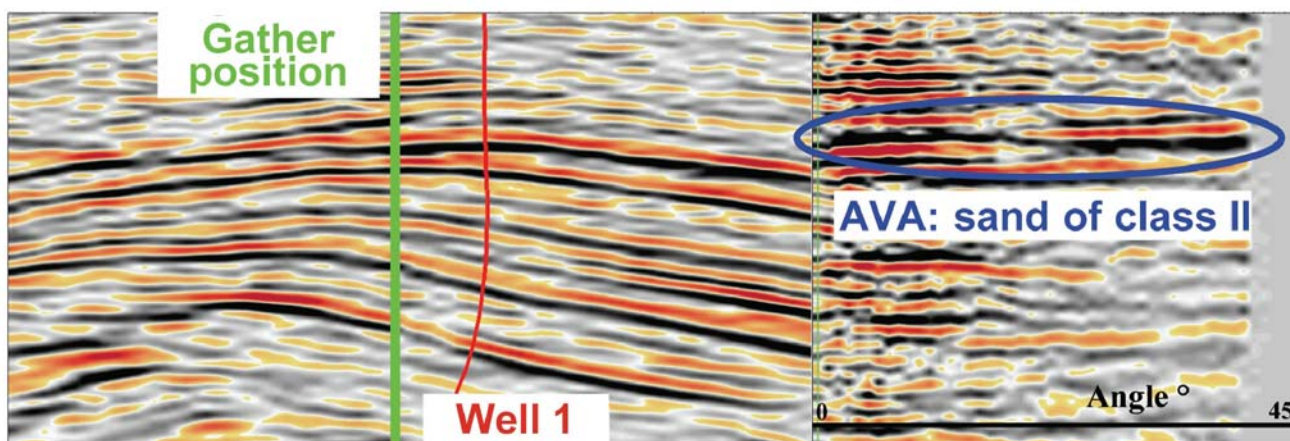


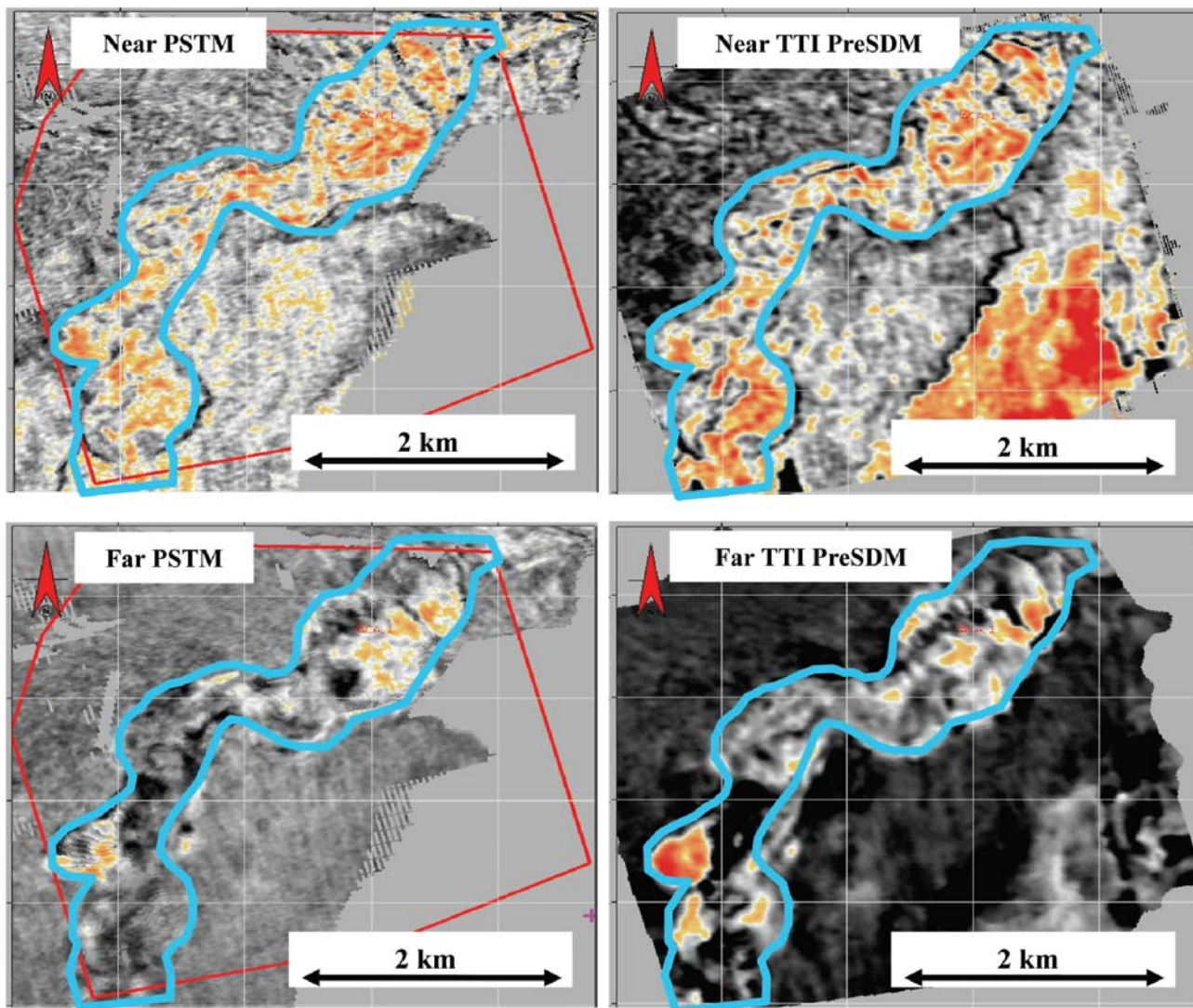
Иллюстрация 7 Горизонтальное смещение жидкостного контакта на кровле резервуара до 100 м. в южном направлении.



Структурное расширение происходит потому, что скорость, нормальная по падению, меньше в TTI модели со



**Иллюстрация 8** AVA –эффект на глубинном ансамбле (справа, угол наклона увеличивается вправо) расположенном рядом со скважиной (суммированный разрез слева).



**Иллюстрация 9** Для кровли резервуара через русловой комплекс отображены AVA-эффекты: PSTM слева и TTI PSDM справа. Сумма по ближним углам (Сверху), Сумма по дальним углам (Снизу).

стандартным коэффициентом анизотропии (вертикальная скорость < скорость NMO < горизонтальная скорость) чем в модели VTI. Таким образом, оно перемещается к немного более мелкой глубине. Уровень расширения зависит и от крутизны слоя и от величины анизотропии в слоях выше

### Воздействие на создание изображений резервуара

В районе исследования были выбраны два резервуара: впадина и русловой комплекс, чтобы иллюстрировать преимущества создания изображений с помощью TTI.

#### Уточнение на межфлюидном контакте

Главное влияние на создание изображений резервуара оказывает улучшенная фокусировка и позиционирование, следующее из TTI PSDM. На иллюстрации 7 межфлюидный контакт был интерпретирован по кровле резервуара для lobe deposit, откартированного с использованием подсуммирования по ближним углам. Эта граница соответствует уменьшению амплитуды при присутствии углеводородов. Она видна как на VTI, так и на TTI PSDM данных (так же как на PSTM) и перемещена ниже по склону процедурой TTI PSDM. Несомненно, эта информация могла оказать влияние на VTI PSDM. Наблюдаемое боковое смещение соответствует оценке запасов и, также могло внести большой вклад в 100 м., которого было бы достаточно, чтобы оказать влияния в будущем на более точное позиционирование запланированных эксплуатационных скважин.

#### Описание AVA

Резервуар сложен песчаниками II класса. В присутствии жидкостей они имеют специфическую зависимость амплитуды от угла (AVA).

- Амплитуды водоносного коллектора будут уменьшаться от ближних углов к дальним, оставаясь положительными.
- Амплитуды нефтеносного коллектора изменятся от положительных на близких углах к отрицательным на дальних.
- Амплитуды газоносного коллектора будут отрицательными независимо от угла и будут уменьшаться от ближних углов к дальним

При наличии нефти пики на близких углах станут впадинами на дальних углах. Тоже самой мы наблюдали на мигрированных по глубине угловых ансамблях, изображенных на рисунке 8.

AVA-эффект также наблюдался на амплитудных картах. Иллюстрация 9 показывает карты амплитуд, извлеченных вдоль горизонта, интерпретируемого как покрывка резервуара. Ясно, что амплитуды от ближних и дальних подсумм дают различные результаты. Русловой комплекс характеризуется сильными положительными амплитудами на близком угловом подстеке и отрицательными амплитудами - на дальнем. Сравнение амплитудных карт, полученных как после PSTM так и после TTI PreSDM показывает, что AVA-эффекты очень похожи. Основное различие в определении русла на дальних угловых подсуммах, которые лучше на TTI PSDM датасете. Этот русловой комплекс также лучше определяется на TTI PSDM, чем на PSTM.

Помимо влияния TTI PSDM на сейсмическую фокусировку и сейсмическое позиционирование, важно отметить преимущества точной PSDM в оценке резервуара. Полученные результаты могли использоваться непосредственно для геологического моделирования резервуара и для размещения эксплуатационных скважин.

### Выводы

Мы показали, что применение TTI вместо VTI в создании изображений круто падающей структуры позволяет создать более точную скоростную модель и приводит к более сфокусированному изображению. Лучшая корреляция со скважинными данными показывает, что позиционирование резервуаров также было улучшено. Это делает процесс интерпретации более простым и более надежным. Соответственно, облегчен переход от интерпретации сейсморазведки к геологической модели. Помимо простых геометрических изменений мы заметили что интерпретация сейсмических атрибутов, таких как амплитуды и AVA-эффекты была улучшена благодаря TTI по сравнению с результатами VTI или PSTM.

В процессе обработки очень важно правильно распорядиться данными об анизотропии. Когда анизотропия принята во внимание должным образом, миграция может оказать сильное позитивное влияние на модель резервуара, оценку запасов и оптимальное размещение эксплуатационных скважин.

В общем, это исследование показывает, что TTI PSDM необходимо рассматривать для интерпретации резервуаров, расположенных в круто падающих структурах. Поэтому рекомендуется, чтобы TTI анизотропия изучалась всякий раз, когда VTI PSDM имеет проблемы реализацией плоских сейсмограмм или дает недостаточную корреляцию со скважинами, особенно когда присутствуют сланцы.

#### Благодарности

Мы благодарим Sociedade Nacional de Combustíveis de Angola (SONANGOL), Total Exploration and Production Angola, BP Exploration (Angola), Statoil Angola Block 17, Norsk Hydro, Dezassete, и Esso Exploration Angola (Block 17) за разрешение представить информацию, содержащуюся в этой статье.

#### Ссылки

- Anquille, L., Arnaud, J., Beele, M., Esquier, P. and Le Stunff, Y. [2006] Anisotropic pre-stack time migration and pre-stack depth migration for reservoir evaluation in offshore West Africa. *76<sup>th</sup> Annual Meeting, Society of Exploration Geophysicists, Expanded Abstracts*, 510-513
- Audebert, F., Dirks, V. and Pettenati, A. [2006] TTI anisotropic depth migration: what tilt estimate should we use? *76<sup>th</sup> Annual Meeting, Society of Exploration Geophysicists, Expanded Abstracts*, 2382-2385.
- Ball, G. [1995] Estimation of anisotropy and anisotropic 3-D prestack depth migration, offshore Zaire. *Geophysics*, 60, 1495-1513.
- Thomsen, L. [1986] Weak elastic anisotropy. *Geophysics*, 51, 1954-1966.

Получено 18 января 2008; принято 6 мая 2008.