

3D геологическое моделирование резервуаров фаций канала: использование сейсмофациального и атрибутного анализа 3D geologic modelling of channelized reservoirs: applications in seismic attribute facies classification

Renjun Wen,* президент, Geomodeling Technology, представляет новую методологию моделирования стратиграфических неоднородностей в коллекторах фаций каналов.

Геологические модели обычно используются для качественной сейсмической интерпретации. В этой статье будет рассказано о том, как количественное представление детальных геологических моделей может значительно улучшить интерпретацию сейсмических атрибутов при помощи анализа фаций.

При анализе сейсмических атрибутов, используемых для фациального картирования коллекторов, перед нами часто возникают следующие вопросы:

- Какие атрибуты должны быть использованы как исходные для классификации?
- Какое количество классов должно быть использовано при неконтролируемом анализе?
- Сколько уровней должны быть выбрано для создания иерархии классификации?
- Есть ли соответствие между сейсмическими и геологическими фациями?
- Как можно проверить истинность фаций, выделенных по атрибутам?

Не существует простого и однозначного ответа на вышепоставленные вопросы. При написании этой статьи мы ставили перед собой задачу более точного описания резервуара при помощи 3D синтетической модели среды, построенной на основании сейсмического атрибутного анализа. Мы будем рассматривать коллектор из фации канала, для которого доказано успешное использование атрибутного анализа, однако получаемые результаты могут не поддаваться интерпретации. В следующем разделе мы затронем тему 3D стратиграфического моделирования коллектора из фации канала. Основные компоненты канала и его параметризация представлены на рисунке. Изображение является результатом объединения всех рассчитанных атрибутов, построенных на сейсмическом кубе. Эти подборки, полученные с помощью карты самоорганизации (SOM) (Kohonen, 1989) и карт корреляции импульса, сравниваются друг с другом в зависимости от различных входных атрибутов и способах классификации.

Кроме того, приводятся несколько примеров, разобранных на синтетических данных, а также обсуждаются способы выбора атрибутов для фациальной дифференциации.

3D стратиграфические модели коллектора из фации канала

Существует несколько компьютерных методов расчета для построения 3D динамической модели резервуара, такие как объектно-ориентированные или сеточные геостатистические методы (Dubrule and Damsleth, 2001). Однако ни один из этих методов не способен воспроизвести стратиграфическую разнородность среды на досейсмических масштабах, на которых действуют основные определяющие поток флюидов факторы и происходит значительное пространственное изменение акустических свойств. В данной статье мы расскажем о новых методах моделирования, используемых для построения 3D стратиграфических структур коллектора из фации канала. Среди них расширенный метод моделирования залегающих структур, созданный Веном (Wen et al. (1998)) и в дальнейшем доработанный SBED Joint Industrial, принадлежащий Geomodeling Technology. Стратиграфические особенности внутри коллектора из фации канала, которые должны быть смоделированы в рамках этой задачи, имеют меньшие размеры, чем минимальная разрешающая способность традиционных сейсмических данных. Размер ячейки составляет 20 x 20 x 1 м3. При таком масштабе моделирования должны быть замечены даже детальные геологические особенности, участвующие в процессе формирования потока флюидов. В этом случае 3D структуры должны быть детально представлены в геологической модели.

Модели геометрии канала

3D геометрия канала на любом этапе его развития может быть параметризована с помощью его параметров в плоскости и параметров сечения. Положение основания канала определяется его центральной линией. Эта линия может быть как синусоидальной, так и просто представляться набором точек, которые определяются из сейсмических данных или основной модели.



Рисунок 1 Меандрирующей центральной линии канала, используемая для 3D моделирования коллектора из фации канала.

*renjun@geomodeling.com

Пример меандрирующей центральной линии показан на рисунке 1.

Параметры канала включают в себя (Рисунок 2): 1) максимальную глубину, 2) ширину, 3) индекс асимметричности и 4) форм-факторы. Эти четыре параметра обычно изменяются вдоль центральной линии. Изменение может моделироваться по детерминистически определенным правилам (например, крутая сторона канала должна быть на внешней стороне меандра), по правилам, определенным трендом (например, глубина канала увеличивается или уменьшается в зависимости от направления) или правилам, основанным на стохастическом подходе (например, одномерная случайная гауссова функция параметризуется модельной вариограммой, средней величиной и стандартным отклонением). Поверхность, ограничивающая канал сверху, строится с учетом средней линии канала, его параметризации и береговых параметров, описывающих затухание глубины как функцию удаления от центральной линии (Рисунок 3).

Компоненты моделирования русловых отложений

То, что мы называем коллектором из фации канала, формируется из русловых отложений, эрозионных и миграционных процессов в «активный» период развития. Эти процессы могут быть очень сложны и иметь как физическую так и химическую природу, поэтому мы можем моделировать только геометрию в нашей компьютерной модели. Однако это оправдывается тем, что целью моделирования является создание реалистичной 3Д стратиграфической сетки в досейсмических масштабах. Мы проводили моделирование русловых отложений с помощью четырех компонент (этапов) (Рисунок 4):

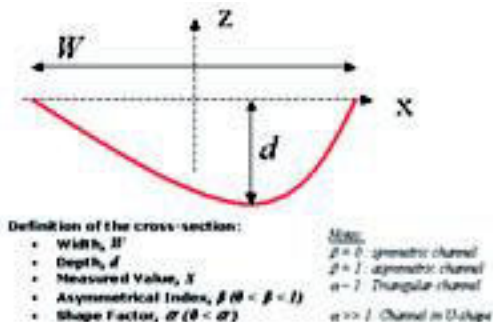


Рисунок 2 Параметры сечения канала: максимальная глубина, ширина, индекс асимметричности и форм-фактор.

Боковое наращивание: отложение вытянутого бара, образованного в результате миграции бокового русла. Боковое наращивание в дальнейшем моделируется четырьмя компонентами второго порядка: отложениями руслового добегания в самом низу, отложенными песчаниками в середине, переслаивающимися песчаниками со следами ряби на верху и слоями глин. Боковое наращивание, которое содержит глинистые прослойки, называется наклонным гетеро-литологическим напластованием (IHS) и обычно образуется в системах каналов, испытывавших приливно-отливные воздействия. На рисунке 5 показан пример бокового наращивания, восстановленный с помощью SBED. Заполнение отмершего русла: Эти отложения заполняют последние незанятые объемы в канале, когда он отмирает (Рисунок 4). В зависимости от геологических условий, отмершее русло может заполняться абсолютно по-разному. Пойменные отложения: Этот тип отложений рассматривается как вмещающий (вторичный) при моделировании.

Граничные слои каналов: Используются для моделирования области перехода русловых отложений к вмещающим отложениям или отложениям другого канала. Наша модель канала может содержать два типа границ между слоями внутри русловых отложений (Рисунок 4):

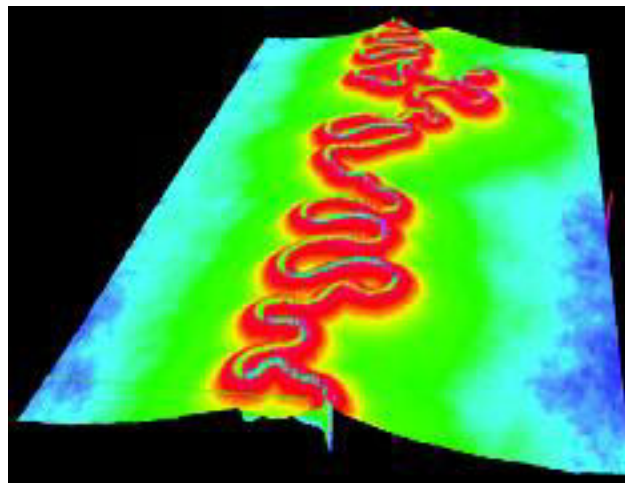


Рисунок 3 Построенные поверхности канала образованы вокруг центральной линии с использованием параметров сечения. Цветом представлена относительная глубина. Красный – больше, синий-меньше. Стратиграфическая структура канала создана после миграции нескольких русловых поверхностей и моделирования процессов эрозии и наложения нескольких каналов.

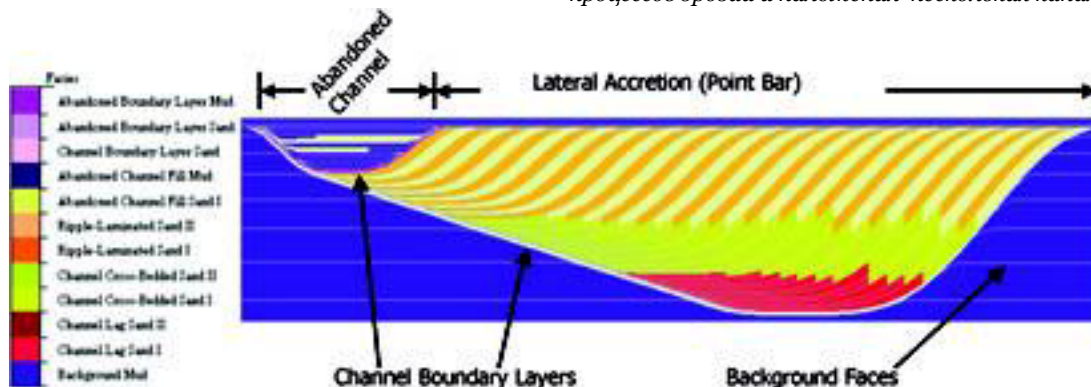


Рисунок 4 Компоненты (этапы) моделирования русловых отложений.

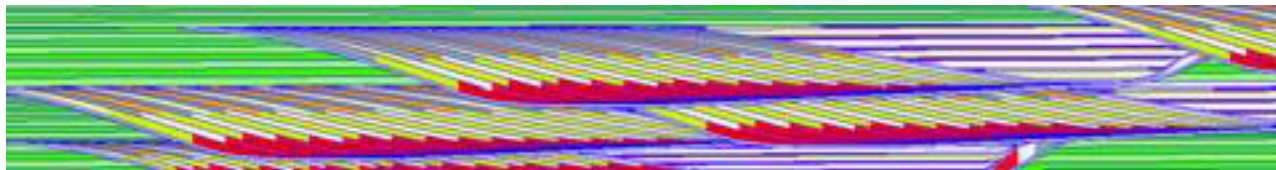
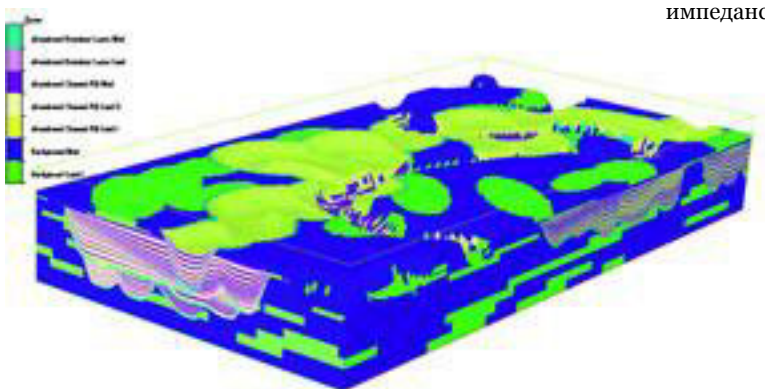


Рисунок 5 Пример моделирования образования осадков бокового наращивания. Пространственное распределение наклонных фаций гетеро-литологического напластования (IHS) может быть представлено в 3Д (Изображение построено SBED).

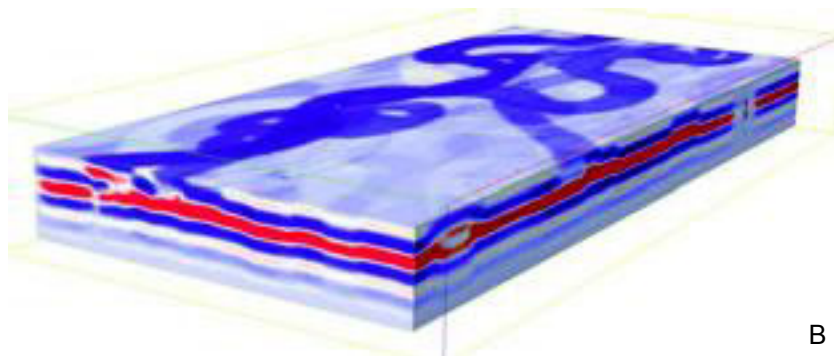
слой, подстилающий все отложения, и слой, перекрывающий заполненное отложениями отмершее русло. При отсутствии этапа бокового наращивания для моделирования необходим только один граничный слой. Причина добавления граничного слоя в качестве отдельной компоненты моделирования - точное представление свойств модели потока при переходе от одного канала к другому. По сейсмическим данным можно обнаружить граничные слои каналов при достаточной разрешающей способности и контрасте акустической жесткости между песчаными отложениями русла и вмещающими фациями ила.



Рисунок 6 Пример моделирования русловых резервуаров при отсутствии пойменных отложений (Изображение создано SBED).



А



В

Рисунок 7 (а) Фации резервуара, построенные SBED как основа для создания (б) синтетического сейсмического куба, по которому будет производиться атрибутивный и фациальный анализ.

Схема наложения нескольких каналов

Коллектор фации канала состоит из отложений, образованных при наложении нескольких каналов. В зависимости от изменения базового уровня и тектонических условий, проходило накопление различных русловых отложений. Хотя для классификации и описания различных путей наложения каналов используются разные подходы, мы основывали моделирование на использовании кривых слияния каналов.

На рисунке 6 показаны 2 канала с асимметричными сходящимися руслами (без отображения пойменных зон). Поверхности пересечения и внутренняя стратиграфическая структура выходят за рамки разрешающей способности традиционной сейсморазведки. Компьютерное моделирование, которое математически описывает геологические процессы, является единственным способом реалистичного отображения стратиграфических особенностей в 3Д модели.

Синтетические сейсмические кубы данных и их атрибуты

Рисунок 7а представляет высокоразрешенную фациальную модель коллектора канала (каждая ячейка 20 x 20 x 1 м3). Построение модели производилось с использованием программного обеспечения SBED, в основе которого заложены принципы, описанные выше. Присваивая выборочные скорости и плотности каждой литофации, мы затем считаем куб акустических импедансов,

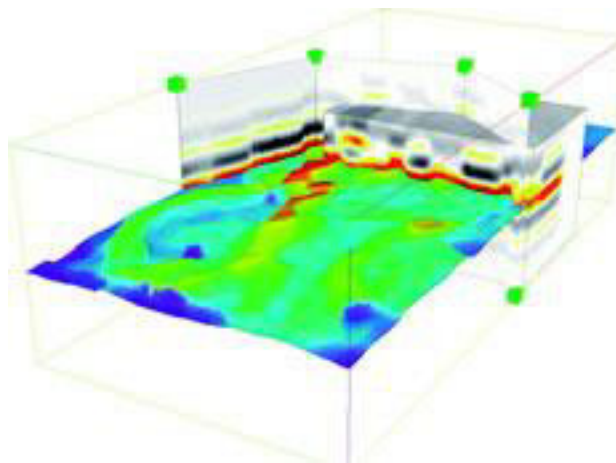


Рисунок 8 Сейсмический горизонт, построенный на кубе. На этом горизонте определяется сетка слоев, обладающих постоянной мощностью. Выделение сейсмических фаций выполнялось как на основе анализа трасс, так и на основе бинов сетки слоев. Обратите внимание, что сетка слоев не обязательно должна иметь постоянную мощность для каждого слоя. Оба вида выделения (по трассам и по объемным элементам) выполнялись с переменной мощностью слоев, составляющих сетку.

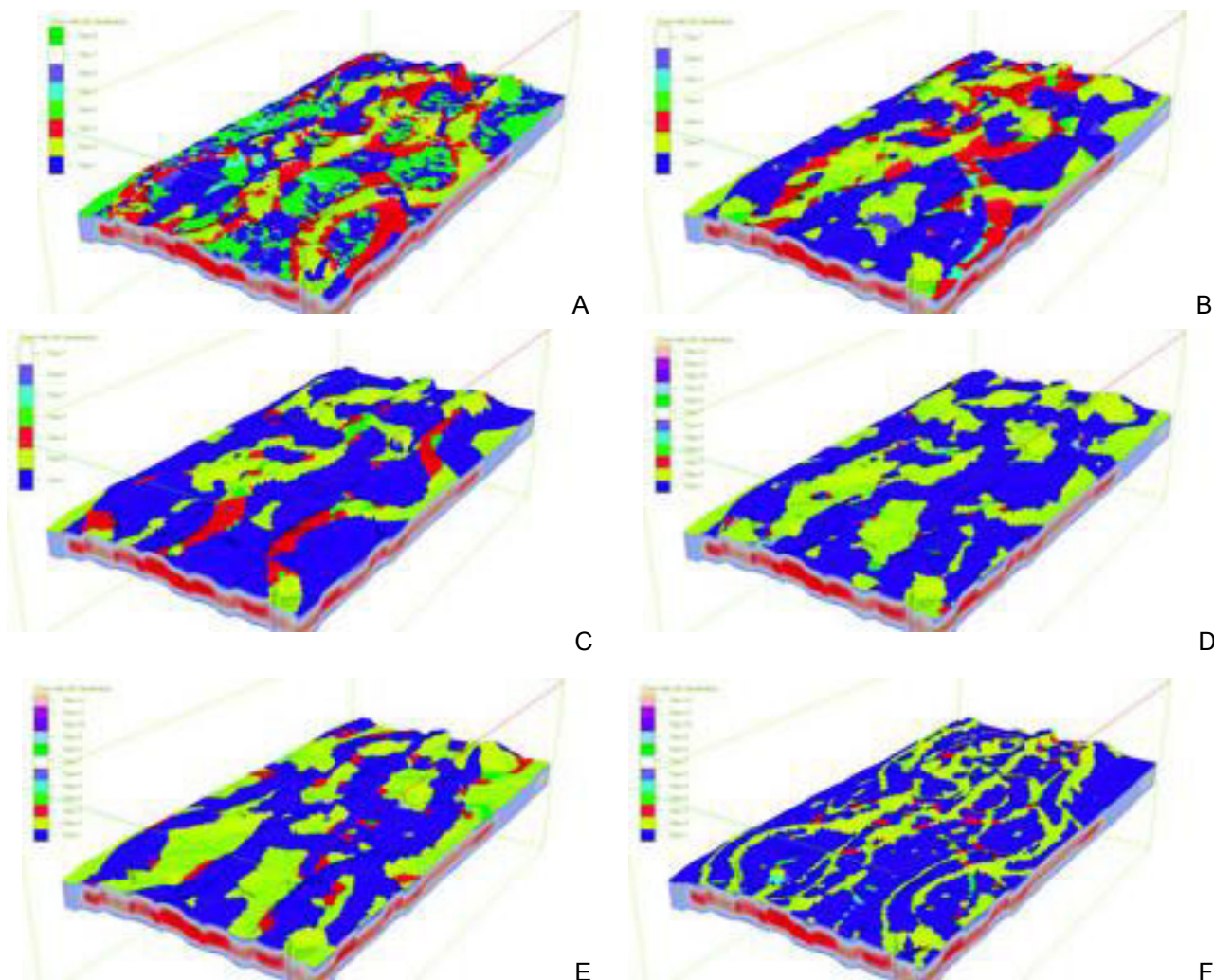


Рисунок 9 По-трассный атрибутный анализ сетки слоев, включающий шесть различных атрибутов: (а) средневзвешенная частота; (б) мгновенная амплитуда; (в) мгновенная фаза; (г) амплитуда после суммирования, по которой были рассчитаны остальные пять атрибутов; (е) относительный амплитудный импеданс; (ф) сембланс. Несмотря на то, что 2D карта фаций не сможет представить те фациальные изменения, масштаб которых меньше разрешающей способности сейсморазведки, она, тем не менее, может содержать важную информацию об основных тенденциях. Можно заметить, что карты фаций, построенные на основании средневзвешенной мгновенной частоты и мгновенной амплитуды, дают наиболее точные результаты по сравнению с остальными атрибутами. Фации по мгновенной фазе чувствительны к задаваемому интервалу. И совсем не удивительно, что карты фаций, извлекаемые из семблансов, отражают в большей степени информацию по границам каналов, чем по литофациям (Изображение построено в VisualVoxAt).

который потом свернем с импульсом Рикера с центральной частотой 40 Гц. Синтетический сейсмический куб, полученный в результате, показан на рисунке 7б.

Из него с помощью программного обеспечения VisualVoxAt было рассчитано шесть кубов с атрибутами после суммирования. В них входит куб мгновенных амплитуд, взвешенный куб мгновенных частот, мгновенных фаз, относительных акустических импедансов и семблансов. Эти атрибуты наиболее просты для расчета. Мы не рассматривали никаких атрибутов до суммирования в следующих контрольных примерах. Причина этого лишь во времени расчета большого количества атрибутов компьютером. Основной сложностью использования сейсмических атрибутов для картирования резервуара является одновременная интерпретация нескольких атрибутов, т.е. связь каждого из них со свойствами резервуара, такими как литологический состав, состав флюида и т.д.

Анализ сейсмических фаций

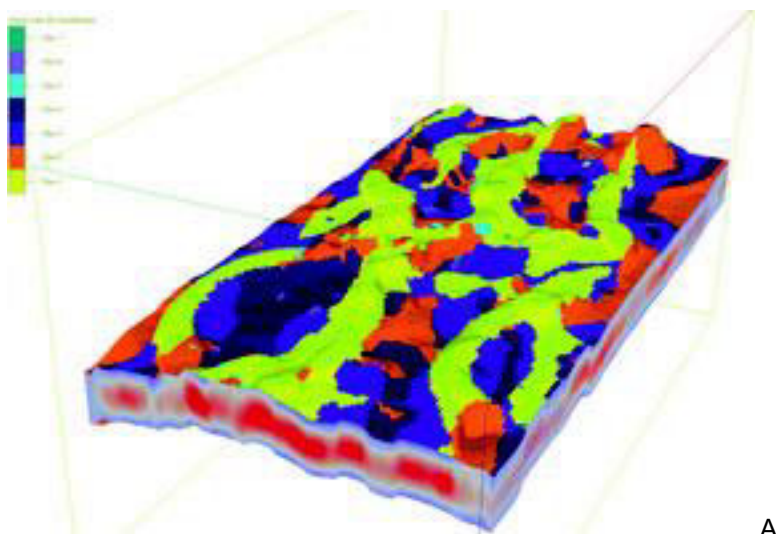
При выделении сейсмических фаций каждой трассе на каждом интервале или отсчете присваивается некий фациальный код. В зависимости от качества входных данных применяются контролируемые или неконтролируемые методы анализа.

На приведенном примере мы рассматривали неконтролируемый метод выделения фаций SOM, который является более предпочтительным, чем традиционные кластерные методы анализа (Coleou et al., 2003). Поскольку у нас есть синтетический сейсмический куб для сравнения (Рисунок 7), мы должны будем определить, использование какого атрибута наиболее эффективно по сравнению с остальными при использовании его как критерия для выделения сейсмифаций.

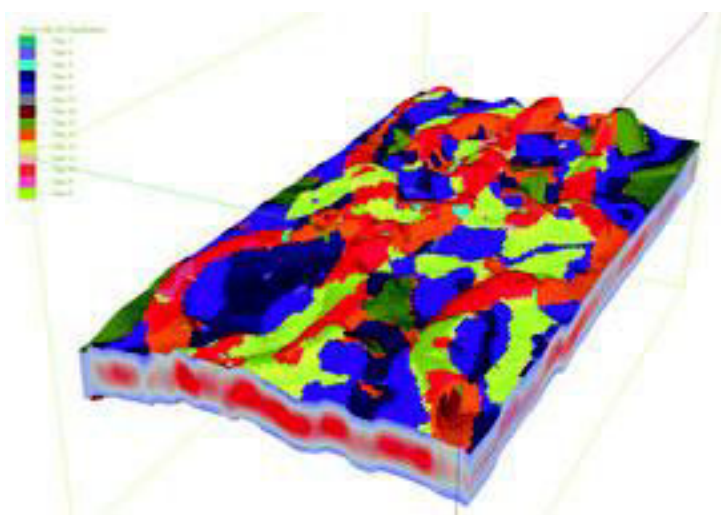
Мы исследовали алгоритмы выделения сейсмических фаций, основывающиеся как на трассах, так и на пространственных ячейках, которые затем были применены для атрибутного анализа по шести различным атрибутам, рассчитанным из синтетического сейсмического куба.

Сетка слоев

Первым шагом для анализа сейсмических атрибутов является задание стратиграфического объема, который называется сеткой слоев. Этот объем ограничен двумя горизонтами, которые не обязательно должны быть параллельными. На рисунке 8 показан сейсмический горизонт.



А



В

Рисунок 10 (а) Карта сейсмических фаций, полученная по-трассным анализом нескольких атрибутов, содержащих взвешенную частоту и мгновенную амплитуду. Фациальная карта более похожа на нашу «синтетическую» геологическую модель Рисунок 7а. (б) Карта сейсмифаций, полученная при комплексном анализе атрибутов, примененная к фациям 1 и 2 в (а), которые соответствуют русловым отложениям. Внутреннее изменение фаз может быть откартировано с помощью комплексного анализа двух атрибутов (Изображения получены в VisualVoxAt).

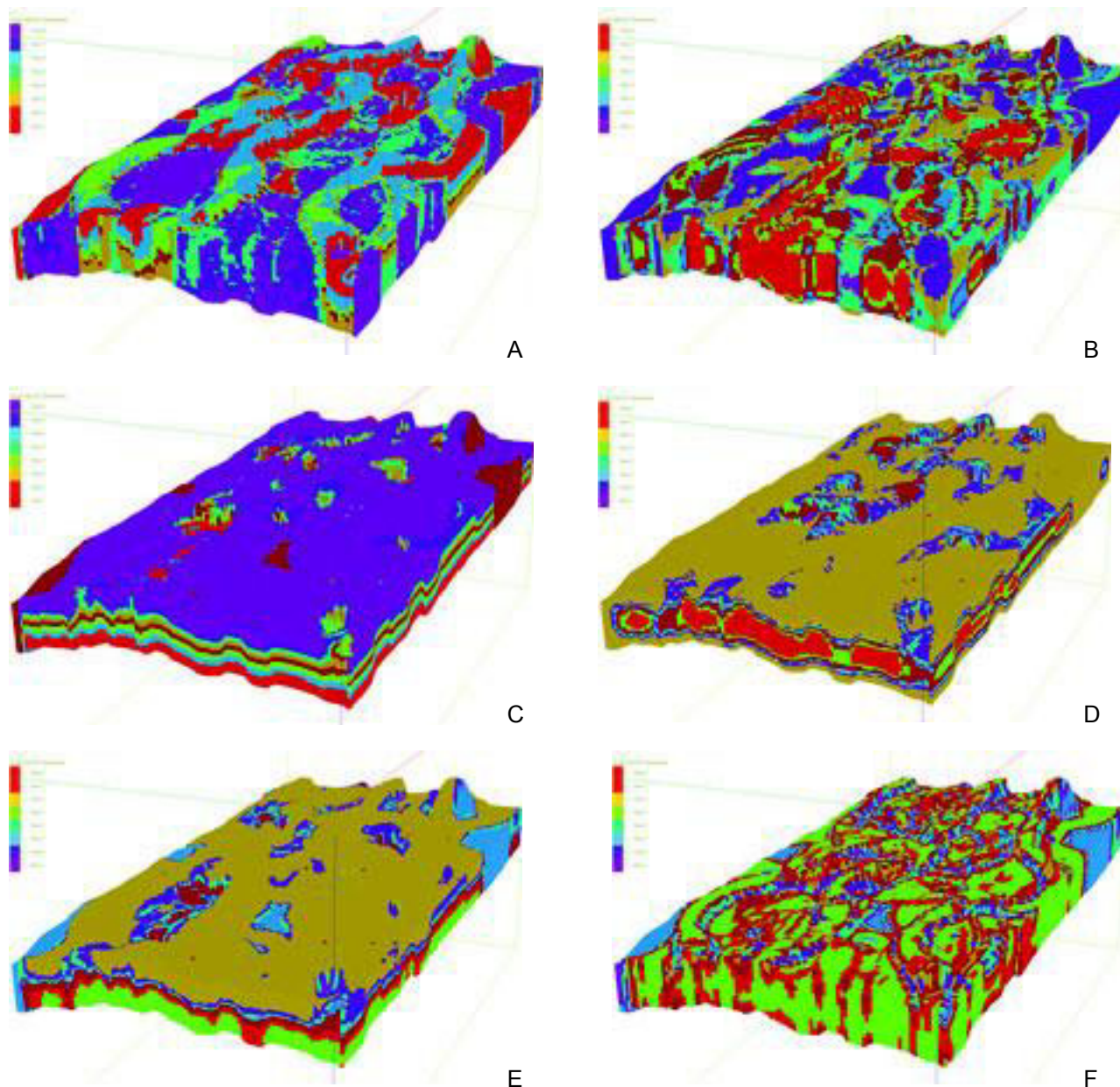


Рисунок 11 Пространственный сейсмофациальный анализ, использующий шесть различных атрибутов. (а) средневзвешенная частота; (б) мгновенная амплитуда; (с) мгновенная фаза; (д) амплитуда после суммирования, на основании которой рассчитывались остальные пять атрибутов; (е) относительный амплитудный импеданс; (ф) сембланс. Только кубы сейсмофаций, построенные по взвешенной частоте и мгновенной амплитуде, могут быть сопоставимы с синтетическим литофациальным кубом на рисунке 7а. Само сравнение с результатами потрасного анализа показано на рисунке 10 (Изображения получено в VisualVoxAt).

Он является сильной отражающей границей в середине резервуара фации канала. Сетка слоев с постоянной мощностью 20 мс была задана вокруг выделенного горизонта. Затем для проведения атрибутного анализа мы применяем как по-трассный метод, так и метод, основанный на пространственных элементах.

По-трассный сейсмофациальный анализ

В по-трассном сейсмофациальном анализе мы присваиваем некий фациальный код каждой трассе внутри сетки слоев; поэтому вертикальные изменения фаций не могут быть картированы.

Это может быть приемлемо в случае, когда предел сейсмического разрешения сравним с масштабом вертикальных фациальных изменений.

На рисунке 9 изображены шесть сейсмофациальных карт, которые ограничиваются верхней поверхностью сетки слоев. В каждом случае используется только один атрибут. Это необходимо для выяснения эффективности использования каждого атрибута. Поскольку 2Д фациальная карта не отображает вертикального изменения фаций (3Д разнородности), которое меньше сейсмической разрешенности,

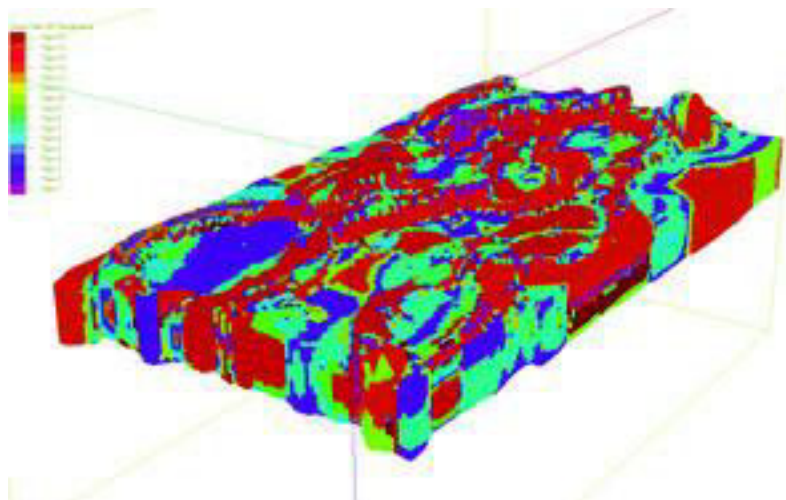


Рисунок 12 Сейсмофациальный куб, полученный из средневзвешенной частоты и мгновенной амплитуды. Некоторые фациальные зоны проявляются лучше, чем при использовании отдельных атрибутов. (Изображение получено в VisualVoxAt).

она, тем не менее, отражает основные тенденции. Обратите внимание, что фациальные карты, выделенные по взвешенной частоте и мгновенной амплитуде, дают лучшие среди всех атрибутов результаты. Фации, выделенные по мгновенной фазе, чувствительны к интервальным изменениям. И совсем не удивительно, что карты фаций, извлекаемые из семблансов, отражают в большей степени информацию по границам каналов, чем по литофациям.

Наш метод по-трассного анализа можно также использовать и для нескольких сейсмических атрибутов внутри сетки слоев. Однако, как было сказано выше, выделение фаций только по взвешенной частоте и мгновенной амплитуде наиболее эффективно. Вследствие этого мы использовали эти два атрибута для по-трассного комплексного анализа. Результат построения фациальной карты показан на рисунке 10. Сейсмический фациальный куб при таких входных параметрах наилучшим образом согласуется с синтетической геологической моделью, изображенной на рисунке 7. Хотя внутренние изменения внутри русловых отложений не могут быть обнаружены на рисунке 10. После построения фациального куба к фациям 1 и 2, которые соответствуют русловым отложениям, применяется метод интерактивной иерархической классификации. Он позволяет наиболее эффективно производить картирование внутренних фациальных изменений.

Пространственный метод сейсмофациального анализа.

В пространственном методе сейсмофациального анализа каждому отсчету (пространственному элементу) присваивается некий фациальный код, выбираемый на основании одного или нескольких сейсмических атрибутов на этом отсчете. Результатом такой процедуры будет куб фаций. При условии, что сейсмические данные обеспечивают достаточную разрешающую способность, пространственный метод анализа мог бы позволить картировать вертикальные изменения фаций внутри резервуара.

Точно так же, как и с потрассным методом сначала мы используем каждый из шести различных атрибутов для выделения сейсмофаций (Рисунок 11). Дальнейшие действия зависят от того, сможем ли мы извлечь фации верхней части из полученных карт (Рисунок 9).

Карта фаций, построенная на основании лишь средневзвешенной частоты и мгновенной амплитуды вполне сопоставима с синтетическим литофациальным кубом, приведенным на рисунке 7. Мы установили, что использование большего числа атрибутов для выделения сейсмических фаций не обязательно для улучшения результата. В действительности, некоторые из входных атрибутов не имеют прямой связи с тем, что мы собираемся выделить. Сочетая несколько атрибутов, которые связаны со свойствами резервуара, которые мы хотим картировать (в данном случае литофации), мы задаем фациальные зоны, которые не включаются в фациальные зоны, картированные по отдельным атрибутам (Рисунок 12).

Выводы

В этой статье мы представили метод геологического моделирования, предназначенный для создания детальной 3Д стратиграфической структуры резервуаров фации канала. Исходя из этой модели, мы построили синтетический сейсмический куб, в котором производился анализ сейсмических атрибутов и выделение сейсмофаций. Для выделения использовались как по-трассные процедуры, так и процедуры, использующие пространственные элементы. Сравнивая результат, полученный из анализа сейсмических фаций с «синтетической» фациальной моделью, мы отметили, что средневзвешенные мгновенные амплитуды и мгновенные амплитуды помогают получать более точные результаты, чем анализ остальных видов атрибутов, разобранных в этой статье. Метод моделирования может быть применен для описания резервуара, а именно для картирования каналов.

Благодарности

Ранняя версия этой статьи, опубликованная в *CSEG Recorder*, March 2004, была переиздана с любезного разрешения канадского SEG. Мы благодарим работников SBED JIP за разработку продуктов SBED, которые сделали возможным оформление результата в этой статье. Любые мнения, выраженные в этой статье, принадлежат лишь авторам и ни в коей мере не отражают точку зрения компании SBED JIP. Для создания синтетических литофациальных моделей было использовано программное обеспечение SBED и SBEDStudio. Для проведения анализа сейсмических атрибутов, их визуализации и фациального анализа мы пользовались программой VisualVoxAt.

Все три торговые марки принадлежат Geomodeling Technology Corp.

SBED – это совместный промышленный проект, состоящий из трех фаз. Компаниями-участниками SBED являлись BG International, BHP Billiton, ConocoPhillips, ENI, ExxonMobil, Hydro, Shell, Statoil и Total. SBED также является названием программного обеспечения для геологического моделирования, разработанным Geomodeling Technology Corp. в рамках совместного проекта.

Ссылки

- Coleou, T., Poupon, M. and Azbel, K. [2003] Unsupervised seismic facies classification: A review and comparison of techniques and implementation. *The Leading Edge*, 22, 10, 942-953.
- Dubrule, O. and Damsleth, E. [2001] Achievements and challenges in petroleum geostatistics. *Petroleum Geoscience*, 7, 1-7.
- Kohonen, T. [1989] Self-organization and associative memory. Springer-Verlag, New York.
- Wen, R., Martinius, A.W., N?ss, A. and Ringrose, P.S. [1998] Three-dimensional simulation of small-scale stochastic method. In: Buccianti, A., Nardi, G. and Potenza, R. (Eds), *Proceedings of the 4th Annual Conference of the International Association of Mathematical Geology (IAMG), Ischia*, 129-134.
- Wen, R. [2004] 3D modeling of stratigraphic heterogeneity in channelized reservoirs: methods and applications in seismic attribute facies classification. *CSEG Recorder*, March 2004, 38-45.