

## Исследование резервуара/Инжиниринг

### Заполнение созданной с помощью PSDM геологической модели пласта с предсказанными с помощью PSTM свойствами пласта по сейсмическим данным

#### Populating a PSDM created earth model with PSTM predicted seismic properties

Arnaud Huck<sup>1</sup>, Matthijs De Rooij<sup>1</sup>, Paul De Groot<sup>1</sup>, Christian Henke<sup>2</sup>, и Stephan Rauer<sup>2</sup>  
обращаются к важной теме количественного сейсмического прогнозирования.

**К**огда модель пласта создают на основе сейсмических данных, полученных в результате глубинной миграции, а пористость предсказывают по данным миграции во временной области, мы сталкиваемся с пространственно неоднозначной информацией.

Чтобы использовать спрогнозированную пористость в модели пласта, данные должны быть преобразованы в глубинный масштаб с другой дискретностью. На этом практическом примере мы представляем прагматический подход, в котором положения трасс пористости были подвинуты после глубинного преобразования к их правильному положению по координате  $x$  и  $y$  в соответствии с вертикальным преобразованием глубина-в-глубину, чтобы исправить невязки. Смещения  $x$  и  $y$  были рассчитаны на основе карты лучевой миграции карт при моделировании пласта. Пористость была предсказана на основе акустической инверсии импеданса для 3Д мигрированных данных, полученных с помощью псевдо-скважинного моделирования и инверсии по алгоритму нейронных сетей.

С ростом популярности глубинной миграции до- и после суммирования все больше и больше моделей пластов и залежей создаются на основе картирования горизонтов по данным глубинной миграции. Заполнение таких моделей свойствами, полученными по сейсмическим данным - нетривиальная задача, потому что свойства обычно прогнозируются по сейсмическим данным во временном масштабе. Сейсмическая инверсия и техника прямого моделирования требует анализа сейсмического сигнала. В глубинном представлении сейсмического сигнала не существует, поскольку сигнал искажен глубинно-временным преобразованием. Эта проблема часто решается изменением мигрированных глубин назад во временной масштаб посредством вертикального глубинно- временного преобразования и получающиеся временные данные используются для будущего количественного анализа. Способом заполнения модели пласта является преобразование спрогнозированных свойств обратно к глубине. Однако эта процедура предполагает, что амплитуды были сохранены при глубинной миграции и последующих глубинно- временных преобразовательных процессах. Это сомнительно, поскольку большинство специалистов предпочитают предсказывать свойства пород по сейсмическим данным, используя данные традиционной временной миграции. Использование прогнозируемых сейсмических свойств в глубинной модели создает другую проблему: свойства не прогнозируются в правильном пространственном положении, следовательно, должны быть исправлены, прежде чем будут использованы при моделировании.

#### Набор данных и геологическое описание

Мы основываем наш анализ на практическом примере континентального газового месторождения Германии, которое эксплуатировалось начиная с 1970-х.

Газовая залежь залегала и разрабатывалась в известняке 'Lithothamnienkalk' на глубине около 2900 м. Средняя мощность залежи Lithothamnienkalk составляет приблизительно 45 м и значения пористости распределяются в диапазоне 10-20 %. Залежь ограничена вертикально на кровле так называемым 'Sannois-Fischschiefer' мергелистым глинистым сланцем, залегающим над Lithothamnienkalk и латерально контактирующим с непроницаемыми породами. Когда емкостные возможности залежи будут максимально исчерпаны, это, как полагают, произойдет рядом с точкой перегиба антиклинальной структуры, которая находится на севере структуры, рис. 1.

Изучение проблемы было начато, чтобы исследовать влияние горизонтальных скважин на емкость газового хранилища. Чтобы улучшить качество направленного бурения через узкую верхнюю часть резервуара, дополнительно были рекомендованы 3Д сейсмические исследования. 3Д сейсмические данные были получены в 2003 году. Методом «Вибросейс» была обработана территория приблизительно 75 км<sup>2</sup> с интервалом бина 25 x 25 м. Данные были обработаны в различных программных продуктах используя миграцию до и после суммирования, во временной и глубинной шкале. В конечном итоге данные после миграции до суммирования в глубинном масштабе были использованы для картирования структурного строения геологической модели залежи, и временные мигрированные данные – после специальной обработки для оптимального сохранения сейсмических амплитуд, использовались для дальнейшего количественного анализа.

Двадцать скважин расположены в пределах территории сейсмической съемки, 14 из которых расположены внутри газовой залежи.

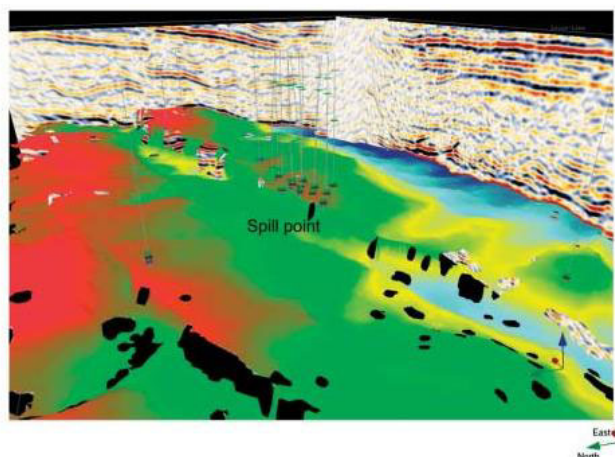


Рис 1 Газовая залежь и расположение скважин.

<sup>1</sup>dGB Earth Sciences, Nijverheidstraat 11-2, 7511 JM Enschede, The Netherlands

<sup>2</sup>RWE Dea, Überseering 40, D-22297 Hamburg, Germany

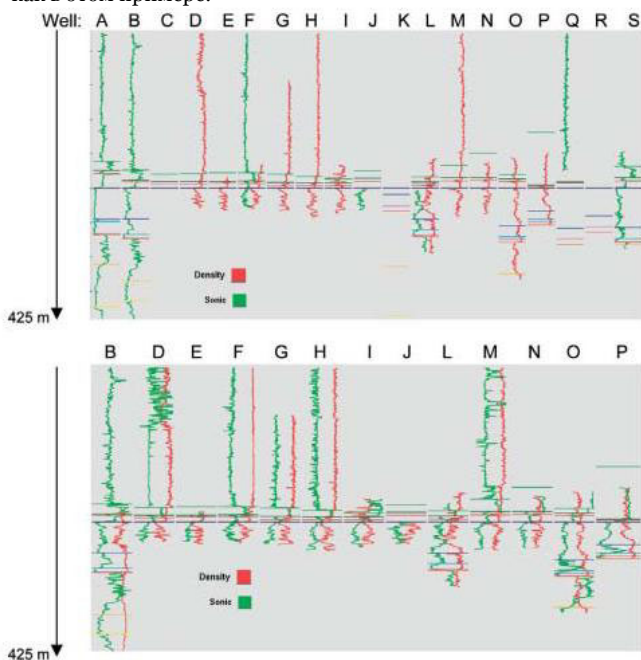
## Исследование резервуара/Инжиниринг

Только две скважины имеют полный набор каротажных диаграмм - акустический, плотностной, гамма-гамма, каротаж пористости и водонасыщенности. Для полного заполнения каротажной базы данных в скважинах, методом нейронных сетей были спрогнозированы отсутствующие данные в каротаже. (Ligtenberg and Wansink, 2002). Для получения надежных результатов, предсказание отсутствующего каротажа базировалось на других методах, предпочтительно трех или более. С того момента как база данных применялась для прогнозирования и калибровки сейсмических свойств, мы требовали, чтобы один из входных методов каротажа был или акустическим или плотностным. Скважины, где такие методы отсутствовали, не рассматривались в дальнейшей работе. Нейронные сети применялись на геологическом интервале, чтобы создать базу данных, которая, в конечном счете, состояла из 13 скважин с полным набором каротажных данных по интересующему интервалу, рис. 2.

### Количественный сейсмический анализ

В этом обучении для различных целей были применены несколько количественных интерпретационных технологий обработки. Некоторые процессы занимают мало времени и служат для более полного понимания сейсмического сигнала другие более «трудюлюбивы» и нацелены на прогнозирование отсутствующих свойств. Все подходы подразумевают использование псевдо-скважины (de Groot, 1995). В контексте этого изучения псевдо-скважины служат одномерной геологической моделью с высокой разрешающей способностью, которая состоит из геологических пластов с «привязанными» каротажными свойствами, но которая не имеет точного пространственного местоположения.

Псевдо-скважинный каротаж используется для синтезированных сейсмических трасс. В зависимости от изучения, сейсмический сигнал может быть синтезирован как подборка сейсмограмм до- суммирования для AVO анализа, или сверткой для анализа после суммирования, как в этом примере.



**Рис 2** Акустический и плотностной каротаж до (кровля) и (после) подошва после заполнения нейронными сетями.

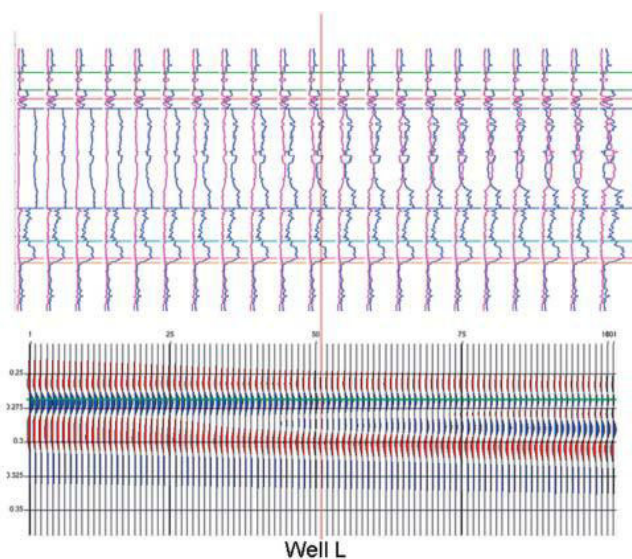
Псевдо-скважины смоделированы в GDI, количественной системе интерпретации dGB. Скважины (реальные и псевдо) в GDI разбиты на блоки и каждый заблокированный слой имеет уникальное имя на время объединения с каркасом. Это позволяет нам идентифицировать, анализировать, и манипулировать данными каротажа в различных геологических масштабных единицах. Здесь мы приводим три примера псевдо-скважинного моделирования: анализ чувствительности, анализ сейсмической записи, и петрофизическая инверсия.

### Анализ чувствительности

В анализе чувствительности мы изучаем аномалию на сейсмической записи, вызываемую отслеживаемыми изменениями в геологической или петрофизической модели. В этом случае мы преобразовали мощность всех частей резервуара во временной масштаб и изучили влияние изменения водонасыщения в Lithothamnienkalk. Мы узнали, что сейсмический сигнал продуктивной залежи изменялся в зависимости от мощности залежи и пористости, но, что эффекты влияния водонасыщения при этом являются незначительными. Рис. 3 показывает результаты, когда мы изменяем пористость в разных частях резервуара от одной пятой до девяти пятых средней пористости. Основа этого моделирования - Скважина L, одна из двух скважин, которые имели полный набор каротажных методов. Постоянная скважина L показана на рис. 3 и отмечена красным. В целях демонстрации показана только 21 сейсмическая трасса модели из 101.

### Анализ сейсмической записи

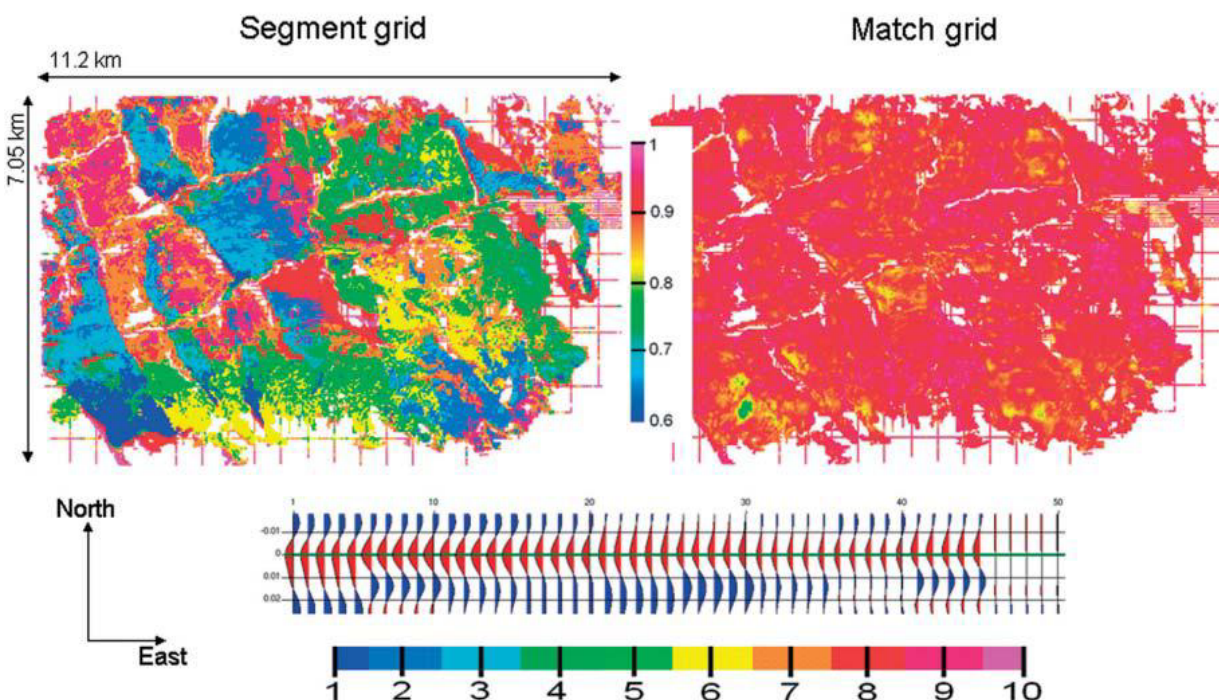
Реальные скважины - редко статистически представлены по всей области интереса. Например, если все скважины бурят



**Рис 3** Анализ чувствительности, показывающий влияние изменения пористости на сейсмический сигнал. Значение пористости колеблется от 1/5 до 9/5 от среднего значения пористости в скважине L Lithothamnienkalk (красная линия).



## Исследование резервуара/Инжиниринг



**Рис 4** Сегментация формы волны на кровле Lithothamnienkalk во временном окне  $[-18, 26]$  по 10 классам. Сверху слева сетка сейсмической записи, сверху справа рассчитанная сетка и центры кластеров подошвы.

на аномалиях повышенных амплитуд и существует связь между амплитудой и пористостью, вероятно, что во всех скважинах значения пористости будут похожи. Следовательно, если эти реальные скважины используются, чтобы предсказать пористость, используя нейронную сеть, можно установить действительную связь только в областях с высокими амплитудами. Заполнением псевдо-скважинной базы данных можно решить эту проблему. В модели мы можем создать псевдо-скважины, которые охватывают весь диапазон ожидаемой пористости с соответствующими сейсмическими сигналами. Тестирование сети на такой скважинной базе данных, таким образом, приведет к зависимости, которая является правильной по намного более широкому диапазону.

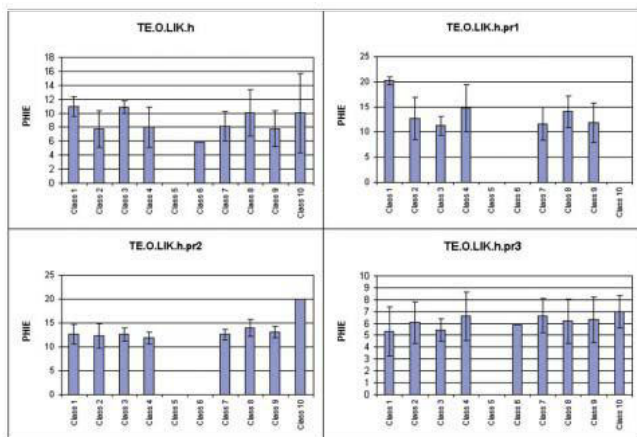
Псевдо-скважинная модель получается из реальной на основе скважинных статистик и региональной геологической информации. Реальные скважинные данные анализируются, для получения корреляционных зависимостей, статистического распределения, зависимостей физических свойств пласта и с использованием цепи Маркова для описания литологии суммированных сейсмических записей. Геологическая информация представляется в виде правил, или изменяется статистическим вводом псевдо-скважин, в случае отсутствия скважинных данных. Принимаем во внимание, что в анализе чувствительности только один параметр изменяется одновременно, а в стохастическом моделировании несколько параметров изменяются одновременно, приводя к помехам. В нашем примере мы сделали 300 псевдо-скважин, смоделированных стохастическим способом, по которым весь представленный каротаж сильно изменяется. Псевдо-скважинная база данных использовалась для анализа результатов сегментации формы волны и служила входной информацией для прогнозирования куба пористости из

инвертированного акустического импеданса и сейсмических отражений.

Сегментация формы волны (Aminzadeh и de Groot, 2004) – это общая техника визуализации сейсмической записи, относящаяся к некоторому горизонтальному срезу. Техника требует хорошего качества картирования, чтобы установить размер окна анализа и работать в более удобных условиях. Формы сейсмических волн (во временных окнах, рассчитанных вдоль горизонтов) сегментированы нейронной сетью – на определенное пользователем число кластеров. Центры кластеров находятся отдельно, при тестировании сети и представляют собой подмножество всех форм волны. С помощью этой техники можно прийти к трем результатам: 1) карте сейсмической записи, 2) сейсмической карте эталонных откликов и 3) показу центров кластеров.

Карта сейсмической записи показывает нам, какие области имеют схожий сейсмический сигнал. Центры кластеров показывают, что сейсмический сигнал представляет собой в каждом отдельном случае, который мы выбираем. Рассчитанная сетка говорит нам, насколько подобен сейсмический сигнал по отношению к центру кластера. Средние оценки формы сейсмических записей в интервалах геологических или петрофизических изменений не визуализируются и должны быть интерпретированы. В этом может помочь псевдо-скважинное моделирование. Порядок действий следующий: мы создаем псевдо-скважинную базу данных стохастическим изменением нужных свойств и создаем сейсмический сигнал для каждой из этих псевдо-скважин. Затем, мы извлекаем сейсмическую форму волны (в окне двойного

## Исследование резервуара/Инжиниринг



**Рис 5** Сегментационный анализ: Гистограммы и стандартное отклонение пористости для составляющих резервуара Lithothamnienkalk. Заметим, что псевдо-скважины отсутствуют в кластерах 5 и 6.

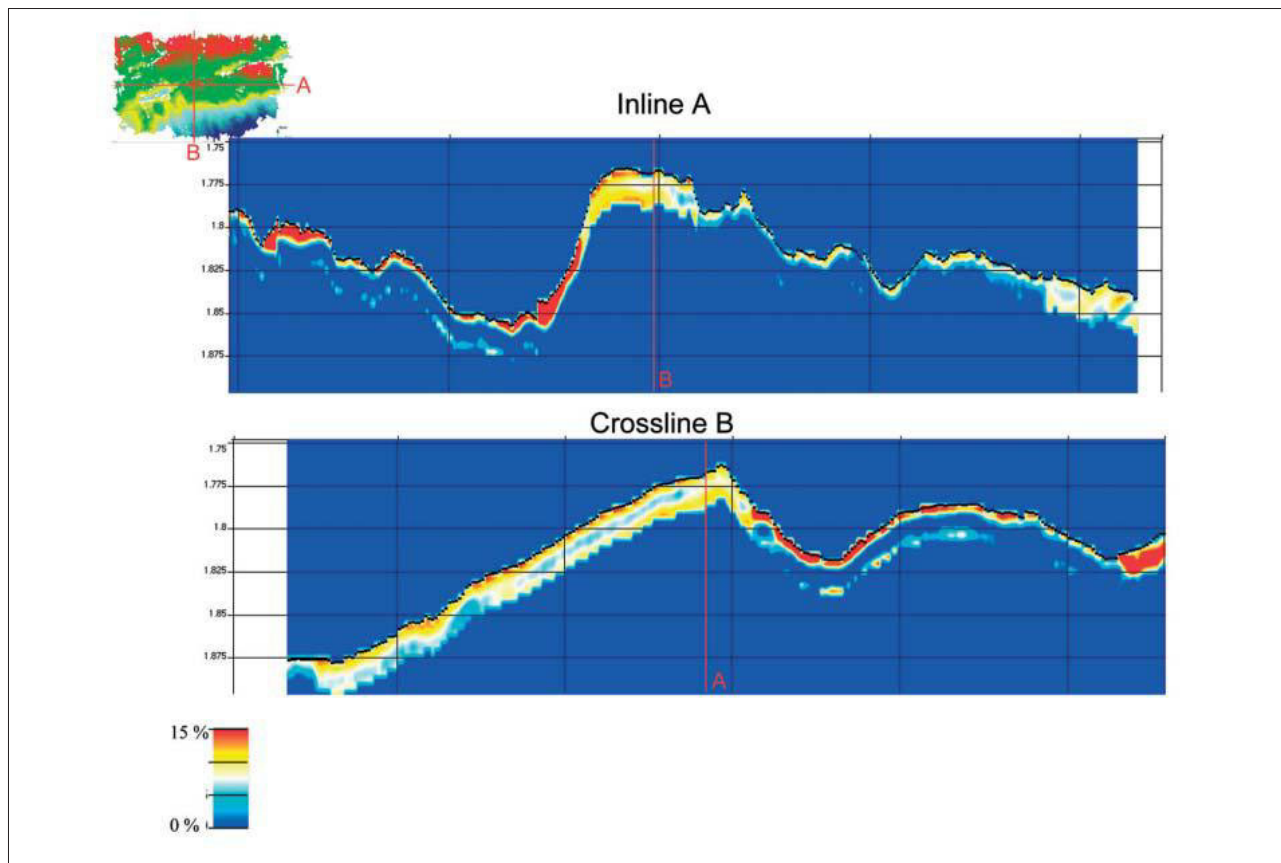
времени пробега) и передаем эти данные для подготовленной нейронной сети. Сеть сравнивает форму волны с каждым центром кластера и присваивает псевдо-скважине кластер с самой подходящей формой волны. Таким образом, полная псевдо-скважинная база данных разбита на N кластеров, где N

число кластеров сети, которые были использованы для классификации. Наконец, мы анализируем финальные группы псевдо-скважин для изменения нужных свойств резервуара в надежде установить, что каждая сейсмическая запись означает в интервале изменений свойств резервуара. Рис. 4 показывает результат сегментации формы волны. Пример для анализа пористости дан на рис. 5. Все 300 псевдоскважин участвующих в моделировании группировались в 10 групп. Из-за различия сейсмических методов результаты не однозначны, но можно заметить, что некоторые группы имеют более высокие значения пористости в верхней части залежи (например, группа 1 для части TE.O.LIK.h.pr1).

### Прогнозирование геологического разреза

Акустический импеданс является входной информацией для прогнозирования пористости. Особенно важна низкочастотная часть данных акустического импеданса, чтобы калибровать абсолютные прогнозные значения. Поэтому, ограниченный полосовым фильтром акустический импеданс инверсии - не подходящий метод для последующего количественного прогнозирования геологического разреза. В этом случае полная полоса пропускания акустического импеданса была создана программным обеспечением Strata, используя ограниченную модель, основанную на методе инверсии

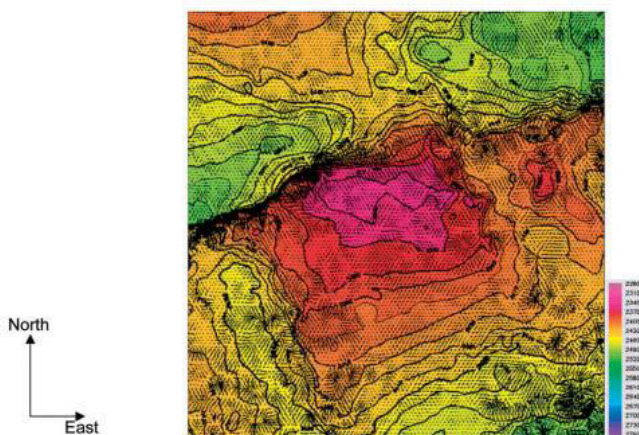
Та же самая стохастическая псевдо-скважинная база данных была использована, чтобы попытаться управляемой нейронной сетью прогнозировать пористость



**Рис 6** Прогнозируемая пористость на инлайне (сверху) и кросслайне (снизу), центрированная в пределах залежи.



## Исследование резервуара/Инжиниринг

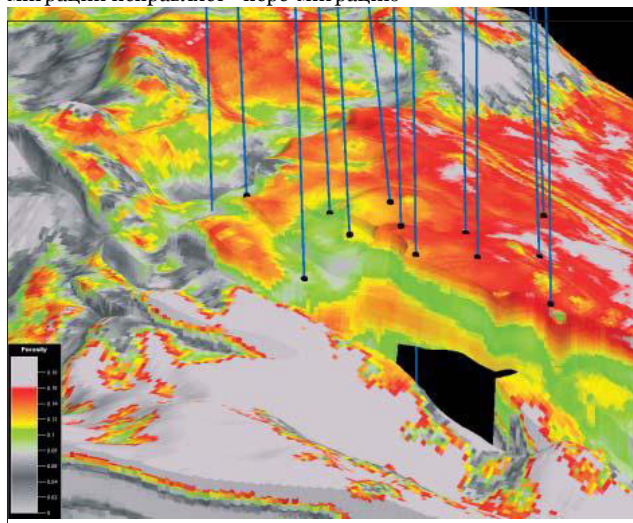


**Рис 7** Расчет векторов сдвига между PSDM мигрированными и PSTM мигрированными данными на кровле Lithothamnienkalk. Векторы показывают направление и величину сдвига в положении каждой трассы.

из акустического импеданса и мигрированных отражений. Настройка параметров была выполнена, посредством извлечения входных и выходных данных каждой позиции по интересующему интервалу (Berge et al., 2002). Подготовленная сетка была применена в погоризонтном срезе по кровле Lithothamnienkalk. Рис. 6 показывает два разреза из конечного куба пористости.

### Заполнение модели пласта

Чтобы использовать прогнозируемую пористость в геологической модели, мы решили проблемы позиционирования, вызванные, работой с двумя различными наборами данных миграции. Сначала, мы конвертировали куб пористости от времени к глубине, используя конечную скоростную модель PSDM. Ключевые горизонты были протрассированы по 3Д временным мигрированным данным, где использовалось изображение примененной карты лучевой миграции (Sattlegger и Zien, 1998) использующий Ispoo3 из AtosOrigin. Вид лучевой миграции исправляет «пере-миграцию»



**Рис 8** Геологическая модель с сейсмической пористостью.

вызванную неучетом преломления в процессе сейсмической миграции во временной области. Латеральный сдвиг куба пористости по глубине основывается на конечных векторах смещения в x и y направлении на кровле Lithothamnienkalk. Максимальный латеральный сдвиг составляет около 80 м. Рис. 7 показывает векторы, указывающие локальный сдвиг в каждом бине.

Рассчитанные сдвиги использовались для изменения бинов трасс пористости. Некоторые бины не содержали трасс пористости. Чтобы избежать пропусков в данных, эти позиции были заполнены, вновь используя алгоритм интерполяции инверсионного расстояния. Конечным шагом в процессе была вертикальная коррекция глубины к глубине, чтобы убрать остаточные мелкие несоответствия. Временной горизонт PSTM интерпретации был преобразован в глубинное измерение и подвинут в x и y направлении со смещением результатов по мигрированной карте. Невязки между этим глубинным горизонтом и глубинным горизонтом откартированным непосредственно по PSDM объему данных позволили нам вычислить сдвиги для получения конечного куба пористости (рис. 8).

### Заключение

Количественное сейсмическое прогнозирование обычно базируется на данных с двойным временем пробега. Включение таких результатов в геологическую модель подразумевает преобразование данных от времени к глубине. Простое вертикальное глубинно-временное преобразование выполняется в случае, если геологическая модель и количественная интерпретация, начинаются с одного и того же сейсмического репера. Если геологическая модель была создана по данным глубинной миграции и прогноз базируется на данных временной миграции, результаты должны быть также пере-дискретизированы. В этой статье мы обсуждали такой случай и представили способ корректного заполнения геологической модели прогнозируемыми значениями пористости.

### Ссылки

- Aminzadeh, F., and de Groot, P. [2004] Soft computing for qualitative and quantitative seismic object detection and reservoir property prediction, Part 1: Neural network applications. *First Break*, March.
- Berge, T.B., Aminzadeh, F., de Groot, P., and Oldenziel, T. [2002] Seismic inversion successfully predicts reservoir, porosity, and gas content in Ibhubesi Field, Orange Basin, South Africa. *The Leading Edge*, April.
- Ligtenberg, H. and Wansink, G. [2002] Soft computing and intelligent data analysis Neural network prediction of permeability in El Garia Formation, Ashtart oilfield, offshore Tunisia. In: Nikraves, M., Aminzadeh, F., and Zadeh, L.A. (Eds.). *Oil Exploration Developments in Petroleum Science*, 51, Ch. 19, p 397.
- de Groot, P. F. M. [1995] *Seismic Reservoir Characterization Employing Factual and Simulated Wells*. PhD Thesis, Delft University Press.
- Sattlegger, J. and Zien, H. [1998] 3D Standard and Image Ray Map Migration/Modelling as Related to Reservoir Geophysics. *60th Meeting, EAGE, Session: 01-24*.