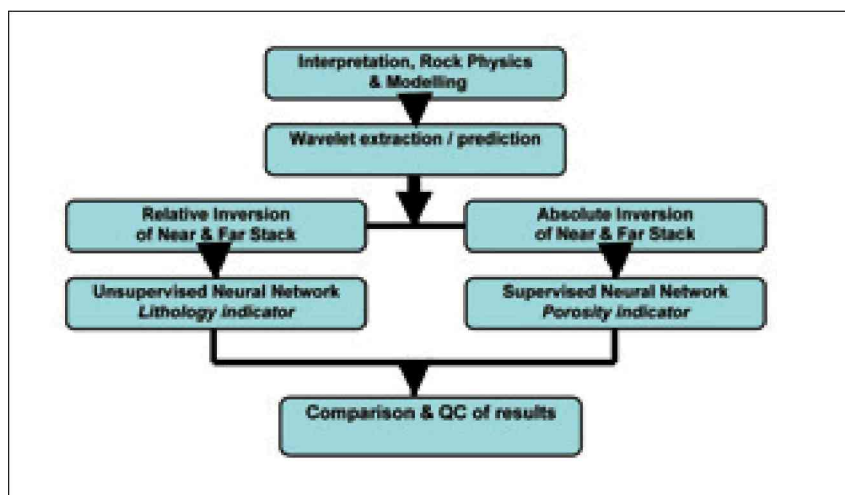


## Быстрое построение геологической модели коллектора на палеоценовом месторождении тонких глубоководных турбидитов с использованием графа обработки на основе петрофизического и сейсмического моделирования. Fast-track reservoir characterization of a subtle Paleocene deep-marine turbidite field using a rock physics and seismic modelling-led workflow

Henry Morris,<sup>1</sup> \* Rod Christensen,<sup>2</sup> David Gawith,<sup>3</sup> и Martyn Millwood Hargrave<sup>1</sup> представляют новое приложение, основанное на методиках решения прямой задачи, AVO, и «инверсии инверсии», целью которых является идентификация /прослеживание взаимосвязывающихся палеоценовых песков и каналов, заполненных глинами в разведанных тонких палеоценовых глубоководных турбидитах, в Центральной части Северного моря.

Сейсмические атрибуты относятся к физическим явлениям, и могут моделироваться методами теоретической петрофизики. Путем расчета и оценки изменчивости литологии и флюидонаполнения, можно ввести модель, построенную на основе скважинных данных и ввести в сейсмическую программу AVA (Вариация амплитуд с углом) и инверсии. Используя физику горных пород для восполнения пробела между петрофизикой и сейсморазведкой, мы можем использовать методику контролируемых нейронных сетей для качественного предсказания свойств коллектора (таких как пористость, объем глин, и насыщение) на удалении от скважины. Без использования физики пород, сейсморазведка неспособна измерить ни один из этих параметров напрямую. Улучшения, которые привносятся в обработку в целях улучшения соотношения сигнал-шум, укрепят нашу уверенность в том, что легкие изменения, наблюдаемые в сейсмическом сигнале, отражают изменения в свойствах среды.

AVA и инверсия имеют все большую значимость на всех стадиях работ от разведки до добычи. Здесь мы покажем как результаты некоторых исследований физики пород можно использовать для определения свойств на месторождении Brenda, блок 15/25b. Подход включает анализ физики пород и моделирование, улучшенную интерпретацию по псевдокубу, относительную и абсолютную инверсию, и сравнение контролируемых и неконтролируемых нейронных сетей. Интеграция этих процедур управляло интерпретацией и подкрепило уверенность в том, что в качестве статической модели коллектора



можно использовать данную модель, и не применять методику традиционного моделирования коллектора.

### Поток обработки

Используемый подход основывался на понимании физики твердых пород, комбинации нульфазовых сейсмических данных до суммирования, обеспечивающих набор сейсмограмм ближних и дальних удалений, и сводных каротажных диаграммах с 12 скважин. Использовались и затем сравнивались два немного отличающихся методов. Один включал в себя метод неконтролируемых нейронных сетей на основе физики пород и моделирования вариации объема глин; другая включала метод контролируемых нейронных сетей, который обучался на пористости, который мы назовем «инверсией инверсии», поскольку с помощью него получают свойства коллектора из результатов традиционной инверсии.

Палеоценовые осадки, которые включают относительно высокопористые, глинистые пески в относительно малоглубинной морской обстановке, позволяют уверенно использовать эту методику, особенно учитывая прогресс в методах получения и обработки данных, которые продолжают улучшать соотношение сигнал-шум. Месторождение Brenda – работающий пример тому, что относительно молодые методики можно успешно применять в целях управления интерпретацией и уточнения конечной модели коллектора.

### Моделирование на основе физики пород

Начальный контроль качества (Рисунок 1a и 1b) показал, что данные имели разумное качество и удовлетворяли идентифицированным теоретическим моделям, что означало, что прямое моделирование можно использовать для предсказания неизвестных величин. Два главных

<sup>1</sup> Ikon Science.

<sup>2</sup> Oilexco North Sea.

<sup>3</sup> G&G Research.

\* Corresponding author: hmorris@ikonscience.com.

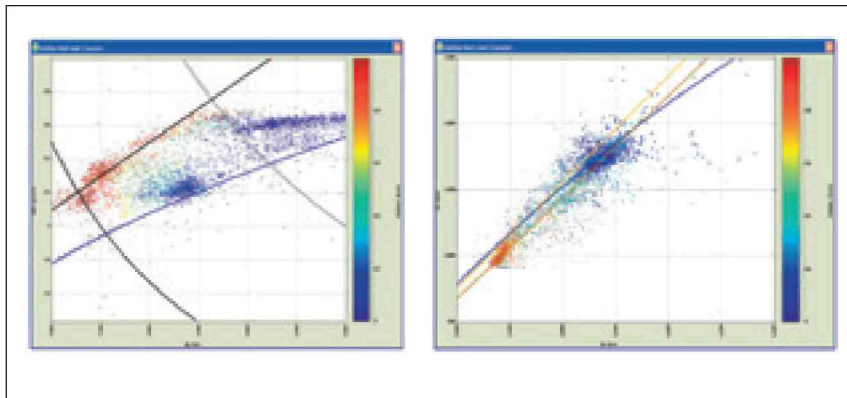


Рисунок 1 а) Кроссплот  $V_p/Rho$ . Начальные данные каротажа с интересующего интервала по 12 скважинам на области Brenda. б) Кроссплот  $V_p/V_s$  по скважинам с имеющимися данными каротажа по интересующему интервалу.

сценария было смоделировано: Что случится при изменении флюидосодержания? И что случится при изменении литологии?

Путем объединения спектра петрофизических теорий – включая отношение  $V_p/V_s$  Greenberg-Castagna (1992); свойства флюида Batzle и Wang (1992); замещение флюида Gassmann (1952); и уравнение Zoeppritz (1919) до моделей мощности настройки и моделях, на основе данных – можно рассчитать некоторые атрибуты и их чувствительность и вариации литологии и флюида. Затем их можно ввести в сейсмические данные.

Уравнение Gassmann (1952) использовалось в прямом моделировании для предсказания характеристики скважины при вариации условий флюидонасыщения, начиная от водонасыщения до нефтенасыщения 80%. Пример показан на Рисунке 2, записи с пятой по седьмую. Начальная пористость и

насыщение можно видеть на третьей и четвертой записи. Замещение флюида с углеводорода (зеленым) до воды (синим) отображает ожидаемое увеличение скорости продольных волн и плотности, тогда как скорость поперечных волн остается относительно постоянной. Первый набор синтетики отображает выборки AVA для начального сценария углеводородного заполнения, тогда как второй отображает сценарий водозаполнения. Там, где нефть замещается водой, отмечается существенное увеличение амплитуд.

Xu и White (1995) разработали теоретическую модель поведения скоростей в сланцеватых песчаниках. В ней указывалось, что глины вносят смещения и рассеяние в стандартные модели пористость – скорость, поскольку они обычно формируют поры с гораздо меньшими соотношениями масштабов, чем те, которые связаны с зернами песка.

Основное свойство функции – то, что форму пористых включений

можно задать, используя коэффициент формы. Таким образом можно изучать эффект изменения геометрии пор на  $V_p$ ,  $V_s$ , и плотность – и таким образом, сейсмический отклик. Методика Xu-White (1995) использовалась для расчета предсказанных  $V_p$ ,  $V_s$ , и  $Rho$ , которые затем оптимизировались по каротажным кривым для расчета возмущений, которые оценивались в целях поиска качественных изменений при увеличении объема глин на интервале Forties. Методика Xu-White использует гидрофильную литологию; поэтому, там где присутствовали углеводороды, применялось уравнение Gassmann для замещения воды перед проведением литологического моделирования.

Псевдо-каротажные кривые затем были использованы для создания наборов синтетики для различных содержаний глины. Результаты, которые можно видеть на Рисунке 3, демонстрируют существенное изменение формы сейсмического импульса. Там, где у нас имеются гемипелагические глины, перекрывающие чистые пески канала, мы видим отрицательный градиент. По мере добавления глин, увеличивается градиент и в результате становится положительным. На рисунке 2 показано, что независимо от порозаполнения, если содержание глин низкое – градиент отрицательный.

Хотя флюидозаполнение влияет на градиент, его влияние мало по отношению к эффекту литологии. Также, наличие углеводорода увеличивает градиент.

### Сейсмические атрибуты

Имеется много различных типов сейсмической инверсии; мы покажем два, окрашенную инверсию и инверсию на основе модели. Оба метода используют AVO эффекты в области до суммирования, и используют данные

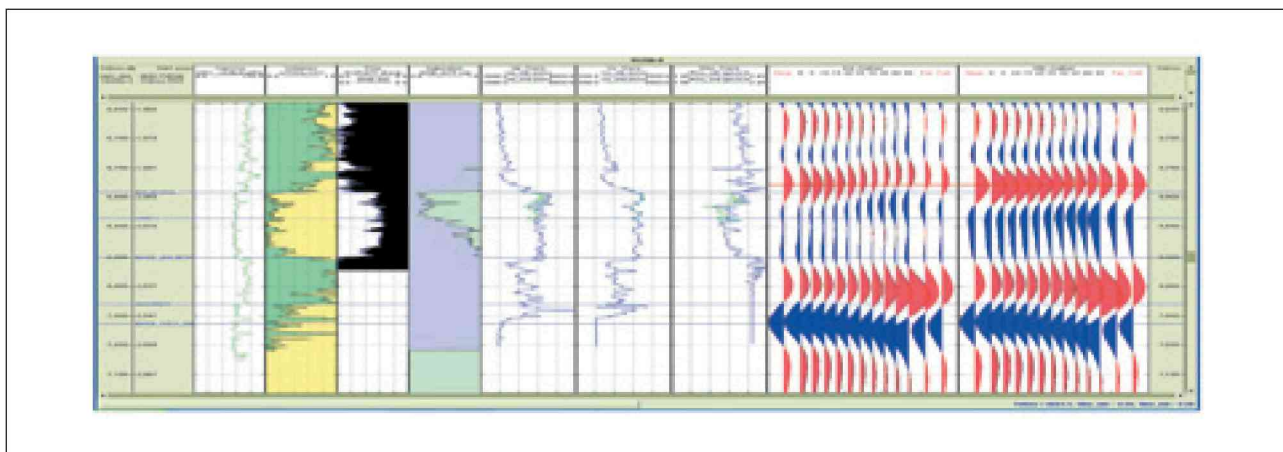


Рисунок 2 Скважинные данные и синтетическая сейсмограмма для начального сценария с нефтью (зеленым) и сценария с псевдогидрофильностью (синим).

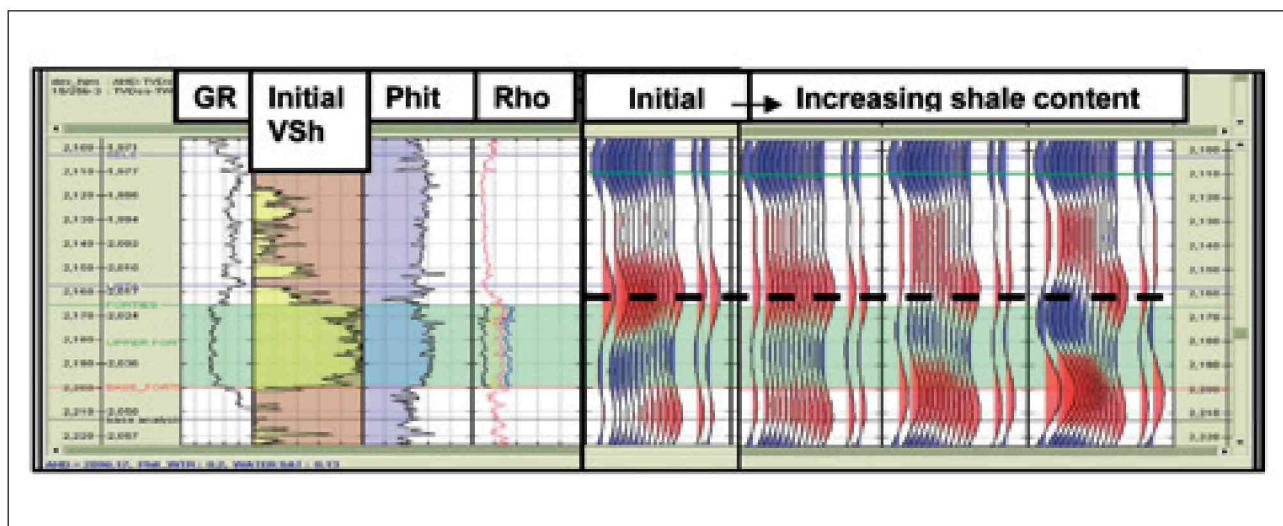


Рисунок 3 Каротажные колонки представляют собой смесь каротажных данных и псевдокривых. Запись номер 1 содержит гамма картаж, запись 2 – объемное содержание глинистых и песчаных фракций, запись 3 – общая пористость, запись 4 – набор кривых псевдо плотности для кривых водозамещения и переменного содержания глины (синим = начальная доля объема и вода) (черным= 60% увеличение глин) по интервалу коллектора. Синтетические данные колонки 5 отображают начальную синтетику для диапазона углов 0-50 градусов. Колонка 6, 7 и 8 отображают синтетику с использованием псевдоскважинных данных, используя каротажные кривые, построенные для увеличения содержания глин слева направо в зоне коллектора.

$V_p$ ,  $V_s$ , и плотности. Где на Р-волну сильно влияет порозаполнение, S-волна лучше отображает вариацию в расках породы. Сильная сторона инверсий – то, что они упрощают сейсмическую картину путем устранения эффекта импульса. Это позволяет нам лучше понимать вариации стратиграфии, литологии и порозаполнения. Импедансы являются мостом между вариацией петрофизики и сейсмическими амплитудами. Импеданс-контраст на границе между породами двух типов создают границу, на которой происходит отражение. Путем оценки извлечения импульса из сейсмических данных, мы получаем куб импеданса, который имеет немного большую геологическую значимость.

Connolly (1999) ввел понятие упругого импеданса (EI) как эквивалент акустического импеданса (AI), но при определенном угле падения. Концепция относительно простая для понимания и очень мощная. Для генерирования кривых EI на входе надо иметь  $V_p$ ,  $V_s$ , и  $Rho$ . Там где отсутствует  $V_s$ , для его предсказания использовалась модифицированная методика Greenberg Castagna. Это позволило использовать частичные суммарные сейсмограммы в области инверсии.

### Окрашенная инверсия

Lancaster и Whitcombe (2000) предложили методику окрашенной инверсии, при которой оценивают относительный импеданс путем формирования спектра и интеграции. Его преимущества – легкость интерпретации и, поскольку это сейсмический атрибут, не происходит добавления артефактов, которые могут вводиться при использовании продвинутых методов детерминистской инверсии. Вдобавок, это быстрая и легкая в использовании методика. Недостатком этого метода является то, что его результаты скорее относительные, чем абсолютные, поэтому их нельзя использовать напрямую для количественной интерпретации свойств коллектора. Это частично вызвано тем, что с эффектами настройки нельзя иметь дело в областях с быстрыми латеральными вариациями импеданса.

Окрашенные инверсии кубов суммарных разрезов ближних и дальних удалений говорят об уменьшении импеданса в условиях углеводородонасыщения (рисунок 5, выделенные участки). Результаты более раннего моделирования (рисунок 3) показывают, что изменения градиента отражающей способности меняются в зависимости от качества коллектора (содержание глин). Таким образом, инверсия градиента отражающей способности в градиент импеданса должна дать куб данных, который будет указывать на литологию. Дальнейшее моделирование показало, что на градиент отражающей способности слегка повлияло содержание флюида.

Это было подкреплено результатами относительного градиента импеданса (рассчитанного по окрашенным инверсиям суммарных разрезов ближних и дальних удалений) как показано на Рисунке 6 на выделенном участке.

Таким образом, там, где на результаты инверсии суммарного разреза ближних и дальних удалений влияет насыщение флюидом, градиент инверсии реально независим от флюида и больше указывает на литологию.

### Инверсии на основе модели

Для получения абсолютных импедансов из инверсии трассы относительного импеданса, необходимо добавить низкочастотную модель к инверсии относительного импеданса. В нашем случае это получают путем простой интерполяции каротажных данных, или это можно получить путем суммирования данных скоростей. Относительный импеданс отражает вариации на границе, и таким образом на него может влиять вариация сланцевого наноса, тогда как абсолютный импеданс, теоретически, должен учитывать это.

Целью сейсмической инверсии – отнести данные среднеквадратичных амплитуд сейсмических данных к модели импеданса (полученной по расчетным кривым импеданса AI и EI). Эта модель



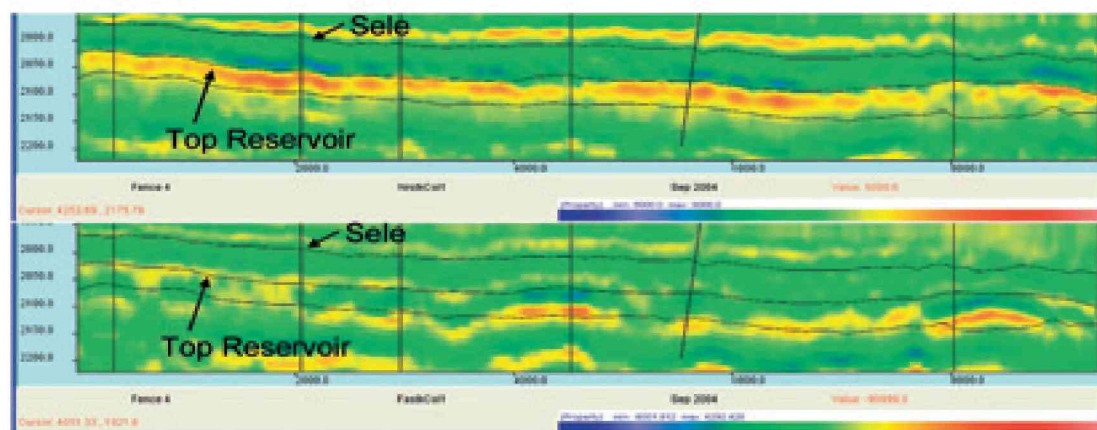


Рисунок 5 а) Окрашенная инверсия суммарного разреза ближних удалений б) окрашенная инверсия суммарного разреза дальних удалений.

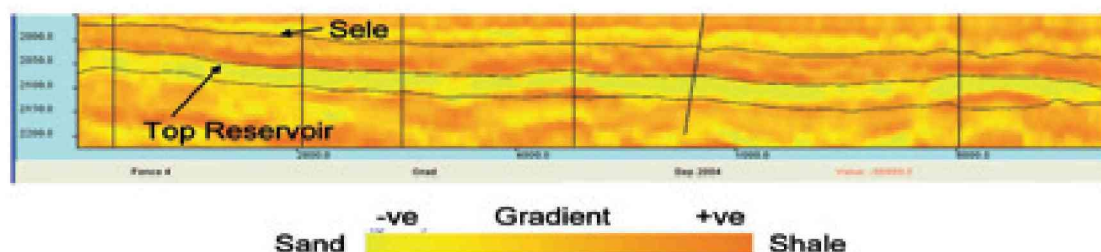


Рисунок 6 Разрез относительного градиента импеданса.

строится с использованием алгоритма деконволюции по максимальной вероятности, который работает на основе известного импульса и использует модель низкочастотного импеданса в качестве отправной точки. Широкополосная отражательная способность генерируется и модифицируется постепенно до тех пор, пока результирующие синтетические данные не будут соответствовать реальной трассе в каждом отсчете. Затем рассчитывается оптимальный куб импедансов, путем сравнения

куба синтетики с реальными сейсмическими данными. Это достигается путем минимизации разности между двумя наборами данных до нахождения оптимального куба.

Построение кроссплотов скважинных данных может помочь идентифицировать упругие свойства для различных типов литологии и порового флюида. Путем использования специфических граничных значений мы можем точно разделить пески от глин (рисунок 7). Нефтенасыщенные и водонасыщенные пески накладываются. Однако, если заданная точка попадает в область с высокой плотностью данных, мы можем уверенно выделять нефте- и водонасыщенные пески, или по крайней мере приписывать их вероятности.

Кубы абсолютного акустического импеданса и упругого импеданса (Рисунок 8а и 8б) говорят о большой степени подобия с кубами относительного (окрашенного) импеданса (Рисунок 6). Однако, показанные значения абсолютны для каждого локуса и не зависят от литологии перекрывающих осадков, хотя значения похожи на значения, наблюдаемые на кроссплоте. Также, никакие эффекты настройки не должны искажать результаты. Затем было проведено бурение целевых участков с целью достичь предполагаемые аномалии

и ограничить протяженность залежи: предсказанные кубы импедансов подтвердились. Непрерывные линии (Рисунок 8а и б) представляют собой целевые объекты, для которых был определен низкий риск поиска нефти. В конечном итоге это подтверждалось результатами бурения. Там, где аномалии не были столь явными (пунктирные линии), залежи оказались более тонкими, чем ожидалось, но результаты были правильными, что касалось определения границ и протяженности коллектора.

### Нейронные сети

Нейронные сети действуют как инструмент распознавания модели, сходный человеческому мозгу. Характеристики идентифицируются на кроссплоте, затем ведется их поиск в данных атрибутов. Мы описываем методику и представляем результаты двух слегка разных подходов: в одном свойства скважин привязываются к сейсмическим атрибутам (контролируемая нейронная сеть); в другом используется кластерные модели, которые можно

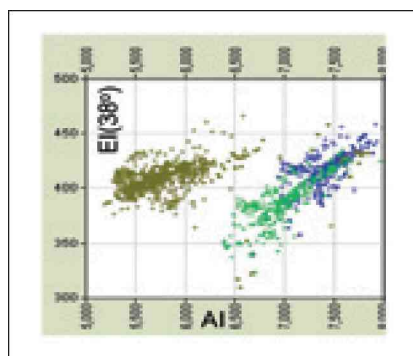
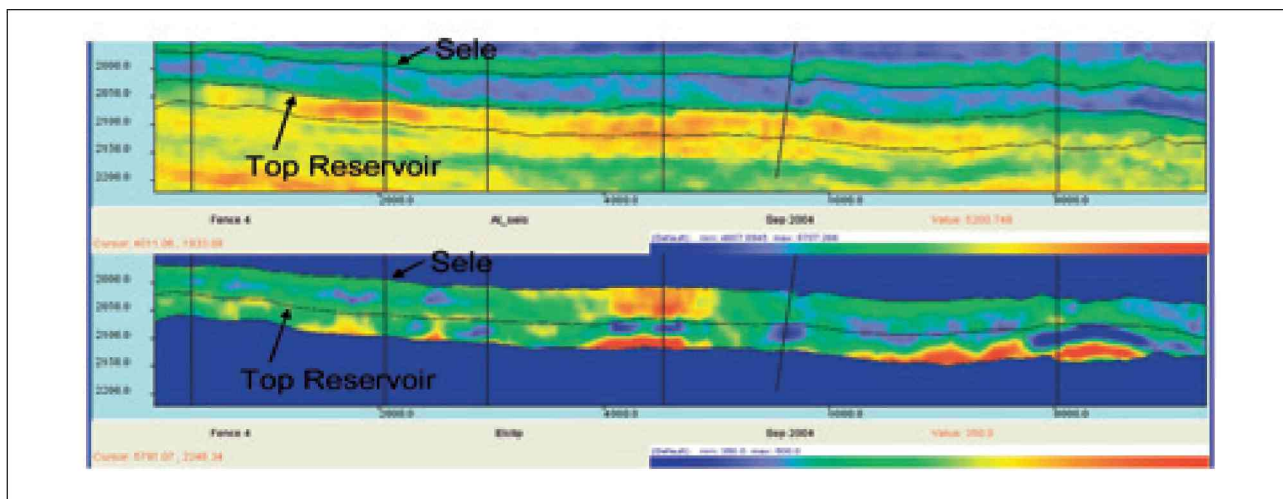


Рисунок 7 Кроссплот акустического импеданса и упругого импеданса. Коричневым = глины, Зеленым = Нефтенасыщенные пески, Синим = водонасыщенные пески.



**Рисунок 8а и б)** Разрез абсолютного акустического и упругого импеданса. Красные непрерывные линии обозначают предложенные целевые объекты с низким риском. Красные пунктирные линии – целевые объекты со средним риском.

соотнести с моделями петрофизики (неконтролируемые нейронные сети). Конечной целью является предсказание свойств коллектора отдельно от скважин на основе сейсмического атрибута.

### Контролируемые нейронные сети

Контролируемые нейронные сети, использованные здесь, работают по принципу многослойного перцептрона (MLP). Эта сеть работает путем построения нескольких маленьких блоков обработки. Узлы MLP разбиваются на три суб-блока обработки - входные, скрытые, и выходные. Функциональность нейронных сетей MLP контролируется пользователем, который задает входные данные и требуемые выходные данные, и число узлов в скрытом слое.

Цель нейронной сети – найти наилучшее соотношение между пористостью по реальным скважинам и атрибутами, извлеченными из сейсмических данных в тех же положениях. Сеть начинает обучение со случайной поверхности и набора весов, затем задает ошибку поверхности относительно атрибутов в точках скважины. Затем операционная система продолжает создавать другую поверхность и применяет ошибку к применяемым весам. Они сравниваются и обучение продолжается в цикле при сокращении величины ошибки с применением новых весов. В сущности, нейронные сети работают в целях поиска оптимального соответствия сигмоидальной поверхности

путем изменения весов, которые сжимают или растягивают поверхность, для того, чтобы ошибка была минимальной. Как только найдена наилучшим образом соответствующая поверхность, извлекаются два входных атрибута в каждой точке трассы, пропускаются через сеть для получения предсказанной эффективной пористости. Финальным продуктом является куб эффективной пористости, который может использоваться для управления моделью моделирования коллектора.

В приложении к месторождению Brenda, сеть была построена для предсказания средней эффективной пористости и насыщения по двум сейсмическим атрибутам, акустическому и упругому импедансам. Результаты говорят о четкой корреляции с реалистичной геологической моделью и основаны на детерминистских данных, а не вероятностной методике моделирования.

### Неконтролируемые нейронные сети

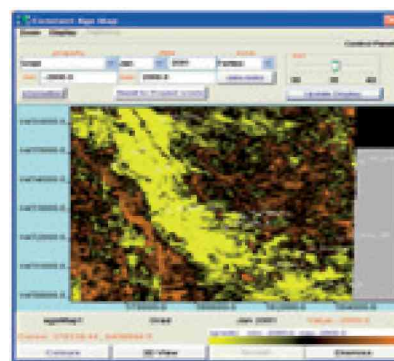
Разница между контролируемыми и неконтролируемыми методиками – это вводимые данные. Неконтролируемый метод, предлагаемый здесь, основан на решении прямой задачи по скважинным данным и теоретическим моделям (предсказание для поперечных волн Greenberg/Castagna, уравнения Gassmann, Zepppritz, и основных первых принципах петрофизики).

Результаты говорят о том, что увеличение содержание глинистых сланцев в коллекторских песках канала ведет к изменению AVA. Чистые пески канала дают отрицательный градиент, тогда как с увеличением

содержания глины заметно изменение градиента с отрицательного на положительный. Это показано при моделировании синтетических данных на Рисунке 3 и графиках AVA, на которых демонстрируется отклик от кровли песков канала. Путем инверсии суммарного разреза градиентов мы можем получить свойство, которое отображает характеристики коллектора, а не границы.

### В этом подходе используются два простых предположения:

- 1.) Свойства гемипелагических глинистых сланцев над песками канала остаются постоянными. К счастью во всех скважинах отмечается, что покрывающие глинистые сланцы имеют постоянные скорости и плотности в интересующей зоне.



**Рисунок 9** Срез относительного градиента импеданса (RGI) через коллектор, с указанным желтым цветом главным песчаным фактором на фоне сланцев (коричневым).

2.) Углеводороды незначительно влияют на градиент, по сравнению с изменениями глинистых сланцев. Это можно наблюдать при моделировании замещения флюида. Сравнение сценария песков, смоченных водой и заполненных углеводородом, показывает, что по мере уменьшения амплитуды с насыщением углеводородами, градиент меняется только в малой степени. На градиент влияют как литология, так и насыщение, и при применении этого факта к сейсмическим данным, результаты использовались как индикатор песка/глины. Результаты подобного предположения наилучшим образом видны при обращении стека градиента в относительный градиент импеданса (RGI), в котором сейсмические амплитуды представляют собой свойства коллектора, а не границу над ним. На слайсе возрастов можно четко видеть пески канала (Рисунок 9), с дополнительными отложениями пойменного русла и разлившимися, которые также видны.

Сравнение подходов контролируемой («инверсия инверсии») и неконтролируемой

нейронной сети (рисунок 10) показывает хорошую корреляцию между обоими результатами, даже несмотря на то, что технические подходы различны. На рисунке 10a красным цветом обозначена высокая эффективная пористость, тогда как синим - литология с низкой пористостью. На рисунке 10b пески обозначены желтым, а глинистые сланцы коричневым.

### Заключение

Понимание характеристик изменчивости коллектора посредством решения прямой задачи позволяет интерпретатору строить сейсмические сигналы для имеющихся данных. Комбинация петрофизики, AVA анализа, инверсии частичных суммарных разрезов, и нейронные сети могут дать нам сведения о геологических свойствах (например глинистой фракции, водонасыщении), а не специальных свойствах (например коэффициент Пуассона,  $\Lambda$ ) которые интерпретатор использует интуитивно.

Калибровка неконтролируемых нейронных сетей являлась для нас проверкой и перекрестной оценкой для подкрепления контролируемых сетей. Хорошая корреляция между

контролируемой и неконтролируемой сетями означает, что неконтролируемая нейронная сеть может применяться в зонах, с недостаточным количеством скважинных данных.

### Литература

- Aki, K. and Richards, P.G. [1980] *Quantitative Seismology*. W.H. Freeman and Co, San Francisco  
 Batzle, M.L. and Wang, Z. [1992] Seismic properties of pore fluids. *Geophysics*, 57, 1396-1408.  
 Connolly, P.A. [1999] Elastic Impedance. *The Leading Edge*, April.  
 Gassmann, F. [1951] Elastic waves through a packing of spheres. *Geophysics*, 16, 673-685.  
 Greenberg, M.L., and Castagna, J.P. [1997] Shear-wave Velocity Estimation in Porous Rocks: Theoretical Formulation, Preliminary Verification and Applications. *Geophysical Prospecting*, 40, 195-209.  
 Gurney, K. [1997] *An Introduction to Neural Networks*. UCL Press, London.  
 Lancaster, S. and Whitcombe, D. [2000] Fast-track 'coloured' inversion. *SEG Annual Meeting, Calgary*.  
 Mohaghegh, S. [2000] Virtual Intelligence and its Applications in Petroleum Engineering Part 1. Artificial Neural Networks. *Journal of Petroleum Technology*, September.  
 Wyllie, M.R.J., Gregory, A.R., and Gardner, G.H.F. [1958] An Experimental Investigation of Factors Affecting Elastic Wave Velocities in Porous Media. *Geophysics*, 28, p. 459-493.  
 Xu, S. and White, R.E. [1995] A New Velocity Model for Clay-Sand Mixtures. *Geophysical Prospecting*, 43, 91-118.  
 Zoeppritz, K. [1919] Erdbebenwellen VIII. On the reflection and propagation of seismic waves. *Gottinger Nachrichten*, 1, 66-84.

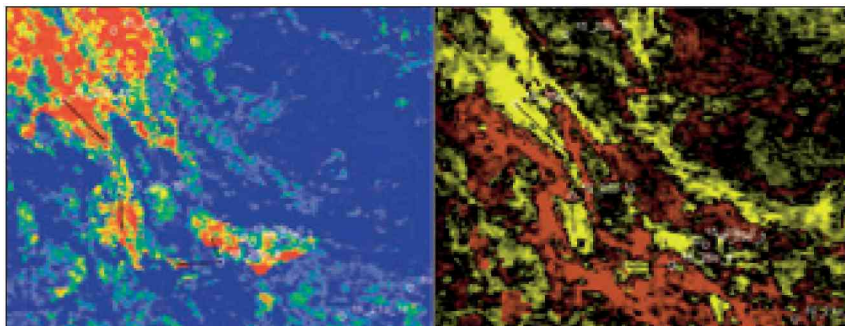


Рисунок 10a и b) Глубинные срезы через коллектор: а) куб пористости, построенный с помощью методики «инверсия-инверсия» (нейронные сети, обучаемые на каротажных кривых пористости и кубах импеданса AI и EI); б) Индикатор литологии неконтролируемой нейронной сети (относительный градиент импеданса).