

Применение упругого импеданса при определении типа флюида коллектора, выделения объектов разведки и оценки рисков на примере изучения Северного моря. (Elastic impedance for reservoir fluid discrimination, prospect definition and risk assessment: a North Sea case history)

James Storey,¹ John Luchford,² и Jamie Haynes³

Введение

Блок 15/18a, оператором которого является Petro-Canada, расположен примерно в 210 км к северо-востоку от Абердина (Рисунок 1) в области Outer Moray Firth. Объектом недавно проводимых технических работ был сложнопостроенный третичный канал, внутри которого присутствует сейсмическая аномалия. Эта система каналов также включает в себя месторождения Macculloch и Brenda, расположенные к юго-востоку (Jones et al., 2004). Система каналов характеризуется высокоамплитудными сейсмическими отражениями, из-за существенного контраста акустических свойств между коллекторами (пески Forties и Balmoral) и глинистой оболочкой (в особенности аргиллиты формации Sele). Система каналов работает как канал миграции для нефти и газа, это стало ясно благодаря открытию нескольких углеводород

содержащих интервалов, разбуренных несколькими скважинами вдоль палеоценового продуктивного пояса, как на самом канале, так и на бортах.

Соответственно, в пределах продуктивного пояса существуют сильные аномалии, вызванные литологией и аномалии прямого обнаружения углеводородов (DHI), некоторые из них подкрепляют основные цели разведки лицензии. Изучение сейсмических атрибутов высокого качества служит цели снижения технического риска до бурения и позволяет устанавливать высокие вероятности успеха отдельных объектов разведки. Однако, основной коммерческий риск приписывается точному предсказанию углеводородной фазы с различными моделями разработки, которые влияют на ощущаемую ценность нефти или газа. Целью этой работы является демонстрация наработок по инверсии упругого импеданса, предпринятой для выделения целого ряда эффектов литологии и флюидов.

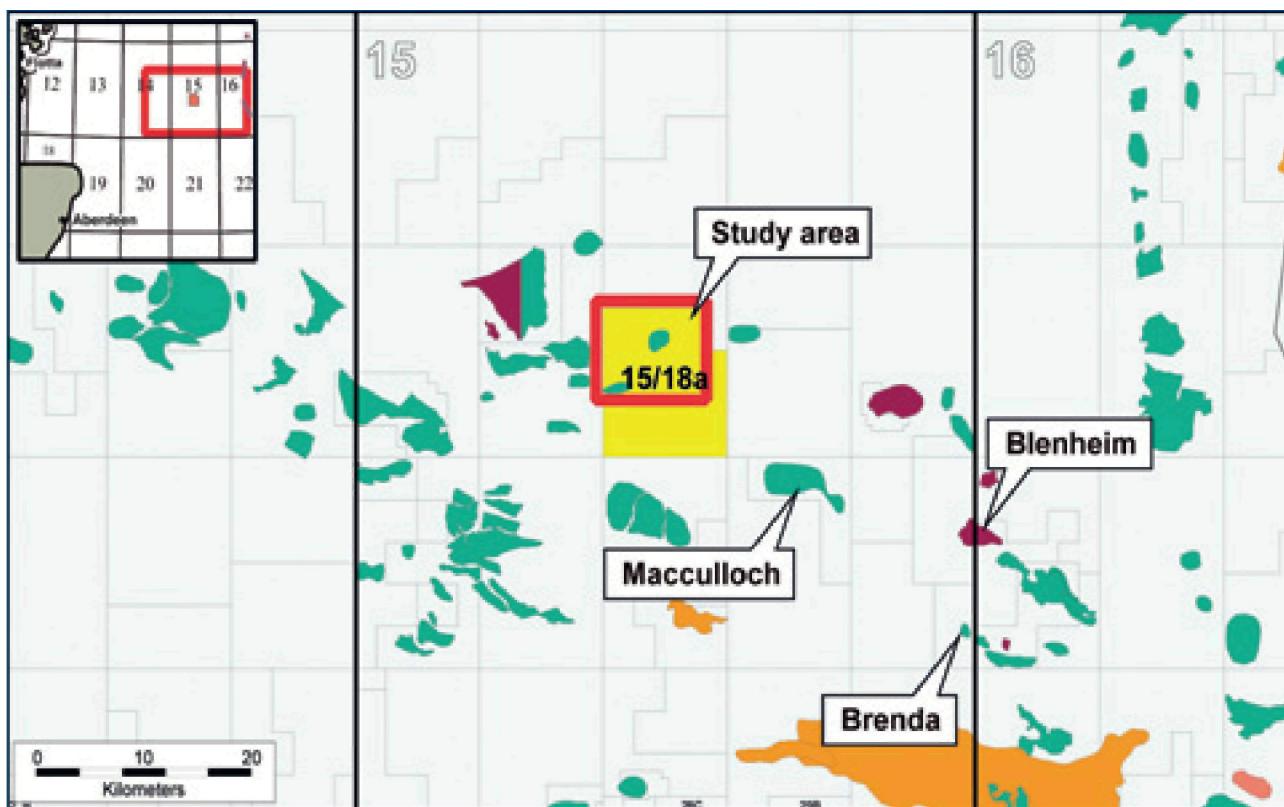


Рисунок 1 Схема работ (область изучения выделена красным окошком).

¹ Petro-Canada, 1 London Bridge, London, SE1 9BG.

² BG Group, 100 Thames Valley Park, Reading, Berkshire, RG6 1PT.

³ Ikon Science (Current address: Revus Energy, Bjergstedveien 1, PO Box 230 Sentrum 4001, Stavanger, Norway).

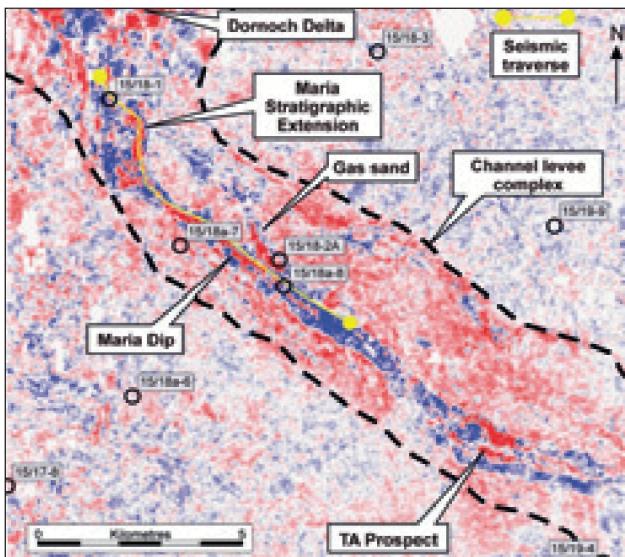


Рисунок 2 Геологическое строение канала на исследуемой области на основе горизонтального слайса, полученного на кубе коэффициентов отражения. Более яркими цветами показана комплексная система каналов, которая являлась зоной транспортировки песка по направлению к бассейну, параллельно современному склону.

Результаты вдохновили на более четкую градацию потенциальных кандидатов на рассмотрение в качестве будущих целей программы поискового бурения.

Геологическая обстановка

На изучаемом участке позднепалеоценовая последовательность лежит в пределах обстановки транзитного склона. В северо-западном направлении расположены малоглубинные шельфовые и дельтовые комплексы главной позднепалеоценовой системы дельты. Глубоководная обстановка характерна для юго-восточных территорий. Базальные последовательности обычно включают в себя пелагические глины и песчаники дна канала конуса выноса - пачки песчаников Forties (содержащейся в формации Sele) и пачки песчаников Balmoral (содержащейся в формации Lista). На изучаемом участке пачка Forties отлагалась в пределах обстановки склона с турбидитами и другими песками потоков массы, источником которых являлись зоны вреза на шельфе. Эти богатые илом турбидитовые системы пересекают блок в направлении с северо-запада на юго-восток и формируют изолированные тела песчаников ленточной или линзовидной формы в пределах комплекса каналов. Геометрия и строение канала иллюстрируются на горизонтальном сейсмическом срезе (рисунок 2). Этот срез, взятый на небольшом удалении под кровлей маркера, огибающей канала, демонстрирует как форму канала, так и локальный характер отражений на разрезе. Амплитуды являются продуктом акустического контраста между низко-импедансными 'мягкими' песками (красным) и высоко-импедансными 'твёрдыми' глинами (синим). Пески смоделированы в виде класса ЗАВО, от мягких и высокоамплитудных с рассолом до все более высокоамплитудных с нефтью и газом.

Пачка песчаником Forties локально включает в себя

две основные парагенетические, которые неформально описываются как верхняя и нижняя пачки песчаников Forties. Нижняя пачка песчаников Forties является основным объектом изучения, намеченным в результате наших работ по инверсии.

Разведочная скважина 15/18а-8 протестировала центральный пласт внутри этого палеоценового канала. Она достигла проектной глубины в разрезе Balmoral, разбурив газовые проявления в маломощном (около 20футов) песчаном пласте верхней пачки Forties и тонкую (около 9 футов) нефтяную колонну более мощной нижней пачки песков Forties хорошего качества (около 77 футов). Это единственная скважина, разбурившая столь важные песчаники нижней пачки Forties в изучаемом районе. Были получены пластовые давления, но никакие опробования пласта на трубе не проводились и скважина была ликвидирована с нефтегазовыми проявлениями. Встреченные проявления впоследствии были не учтены.

Обычно для такой склоновой обстановки, осадочные процессы могут приводить к образованию систем каналов с валами, т.е. процессам вскрытия наносов или латеральной аккреции, (Timbrell, 1993), и этот характер отражает изменчивая изохора нижней пачки Forties (Рисунок 3). В этой обстановке, непрерывность песков тоже является вопросом, влияющим на оценки связанного объема для отдельных частей перспективных площадей. Геометрия сейсмических отражений также указывает на присутствие нескольких отдельных второстепенных каналовых фаций внутри продуктивного пояса, особенно в 15/18-2А, газосодержащая верхняя песчаная пачка Forties (Рисунок 2). Эта скважина представляет собой хорошую опорную точку для калибровки газонасыщенных песчаников Forties.

Упругий импеданс: введение

Использование методики сейсмической инверсии теперь стало привычным в той мере, когда это является составляющей частью 'нормального' потока обработки. Там где позволяет пригодность и качество данных, применение метода инверсии упругих импедансов (EI)

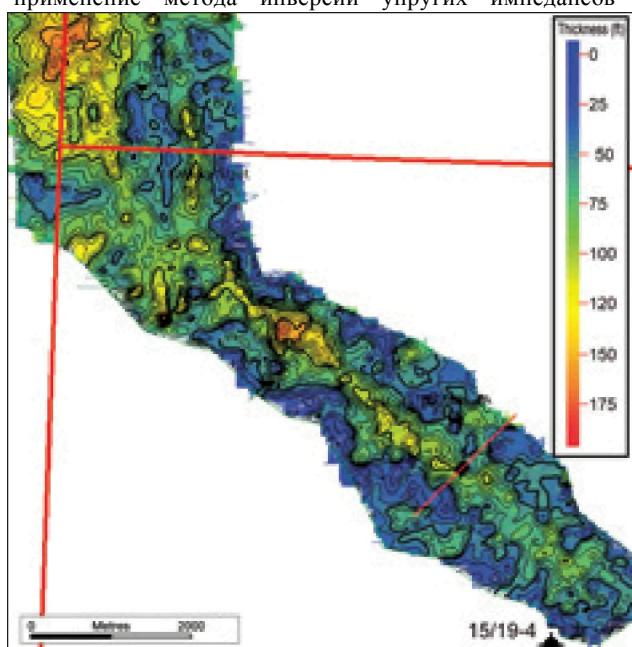


Рисунок 3 Мощность нижней пачки песчаников Forties в футах. Изохроны получены благодаря интерпретации кубов атрибутов.

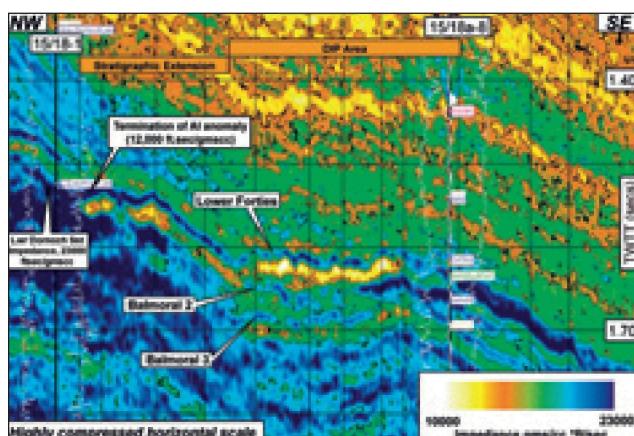


Рисунок 4 Линия C3-ЮВ по кубу абсолютного акустического импеданса в меридиональном направлении через сердцевину канала, проиллюстрированного на Рисунке 2.

дает возможность применения эффектов AVO, наблюдавшихся до суммирования, с целью построения кубов атрибутов EI, (Hilterman, 1990, Goodway et al., 1997, Gray и Anderson, 2000, Soldo et al., 2001, Lu и McMechan, 2004, и Neves et al., 2004).

Область работ является полностью покрытой современными 3D сейсмическими профилями МОВ, здесь получены кубы акустических импедансов и AVO характеристики. В этой работе процедура инверсии EI дает уникальную возможность выбора правильного атрибута EI и также является локально устойчивым методом калибровки, который можно использовать для сокращения технического и коммерческого рисков, включая предсказания фазы углеводорода. Этапы интерпретации направлены на сокращение риска определения внутренней геометрии системы склона канала, в пределах которого выделяется несколько углеводород-содержащих частей, и, что более значимо, это приводит к пересмотру классов главных перспективных объектов лицензионного участка.

На рисунке 4 показан сейсмический разрез, проходящий через ось канала с северо-запада на юго-восток. Этот разрез взят из куба абсолютного акустического импеданса (модель «sparse spike»), и демонстрирует контраст между низко-импедансными песками (нижние Forties), которые на некоторых участках интерпретируются как углеводород-содержащие, и высоко-импедансными аргиллитами. В предыдущих интерпретациях аномально «мягкая» фация на участке 'стратиграфического растяжения' приписывалась аномалии в 'области замкнутых падений', что перемещало фокус исследований на стратиграфические ловушки углеводородов, расположенные в пределах порции канала вверх по падению. Однако, всегда оставались сомнения по точной геометрии и размерам отдельных частей комплекса канала, осевой непрерывности песков, а также неуверенность в объемном разделении углеводородных фаз (газа и нефти) того объекта, который, включал объект Maria. (Потенциальные целевые участки разведочной скважины показаны на Рисунке 6).

Инверсия EI

Для успешного развития объекта Maria в качестве реального кандидата на бурение, было рекомендовано провести технические работы для оценки ожиданий разведки. Целевой куб сейсмических данных 3D был переобработан для подготовки данных к инверсии ('область исследований'). Куб включает в себя самые потенциально успешные участки северо-западной части третичного канала. Показаны типичные сейсмограммы, с поправками NMO по целевому горизонту (Рисунок 5) с под-разрезами для удалений 0-20° и 20-40°, выбранными для инверсии EI.

Данные коэффициентов отражений были свернуты для аппроксимации нуль-фазовых данных путем применения поворота фазы на 125 градусов в процессе обработки. Кубы Rp и Rs (коэффициенты отражений P и S волн) были построены при использовании подхода взвешенного суммирования (Smith and Gidlow, 1987).

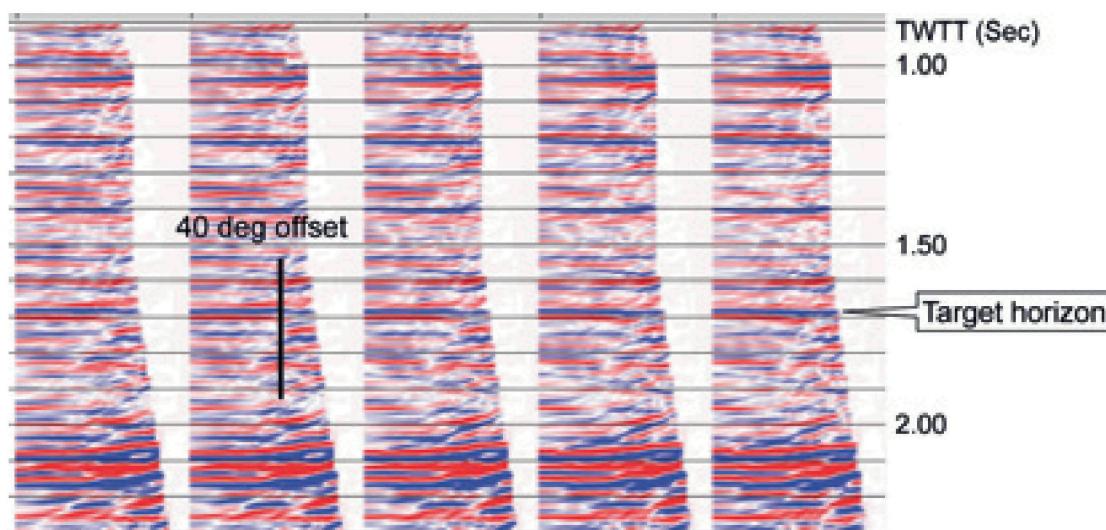


Рисунок 5 Типичные сейсмограммы после ввода поправки NMO, полученные после переобработки данных МОВ.

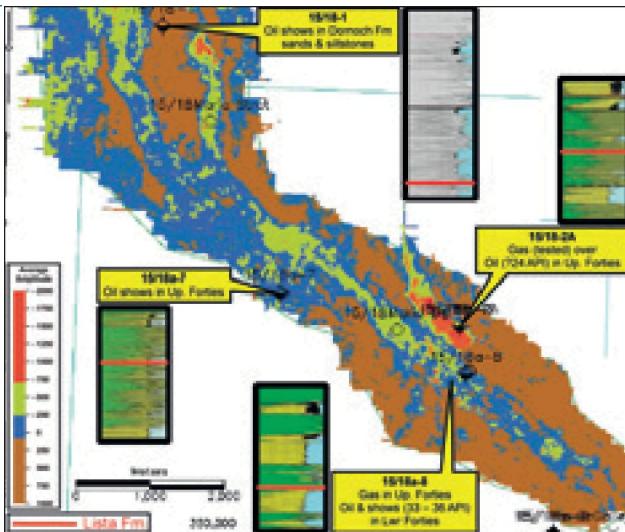


Рисунок 6. Распределение основных скважин вокруг тренда канала. Цветовое заполнение соответствует средним амплитудам, извлеченным из куба флюида (AI-SI проекция). Диапазон амплитуд откалиброван на красный (газ), зеленый (нефть), голубой (рассол), и коричневый (аргиллит). Незаштрихованные кружки обозначают целевое положение потенциальных кандидатов на бурение разведочных скважин.

Коэффициенты отражения Р и S волн были подвергнуты инверсии для получения λ_P и μ_S (акустический импеданс и импеданс поперечных волн, соответственно) на основе инверсии, базирующейся на модели. Затем данные были преобразованы в упругие константы Ламе, λ_P и μ_S , что является главным результатом процедуры инверсии.

Калибровка инверсии: моделирование

Перед тем как производить детальную оценку результата сейсмической инверсии, скважинные данные внутри и вблизи канала были промоделированы, чтобы увериться в возможности надежной калибровки сейсмических наблюдений. Основная скважина, 15/18a-8, расположена в пределах центральной части канала, вблизи от юго-восточного края от яркой сейсмической аномалии.

Для этой скважины получены данные каротажа на кабеле высокого качества, но это единственная скважина, по которой получены данные поперечных волн. Распределение основных скважин вокруг тренда канала и положение основных мест углеводородного проявления показано на рисунке 6.

Скважинные данные обрабатывались методом замещения флюида, в предположении уравнений Гассмана, (Gassman, 1951). Вслед за первоначальной поправкой за проникновения раствора, было выполнено моделирование замещения флюида на рассол и получен кроссплот Vp-Vs на котором показано, что как аргиллиты, так и пески лежат на их соответствующих линиях тренда Castagna (Greenberg и Castagna, 1992). Данные поперечных волн по скважине 15/18a-8 использовались для оценки предсказания в основных калибровочных скважинах. Хорошие соотношения были установлены между Vp, Vs, и литологией. Это соответствие дает возможность уверенного применения этих уравнений к другим скважинам, и явилось небольшим источником неопределенности в данном исследовании.

На следующем этапе моделирования был использован кроссплот λ_P и μ_S аргиллитов и

песчаников по скважине 15/18a-8, при этом в песчаниках флюид замещался на рассол, нефть и газ, соответственно. Этот кроссплот и также кроссплот акустического импеданса (AI) и импеданса поперечной волны (SI) для тех же фаций, показаны на двух панелях Рисунка 7.

На обоих графиках четко показано, что между песками с газом, нефтью и рассолом (замещение) присутствует значительное разделение, но между песками и аргиллитами с рассолом присутствует слабое разделение. Также было отмечено, что на кроссплите AI и SI отмечается слегка более четкое разделение между песчаниками и аргиллитами с рассолом, что ведет к лучшему выделению различных классов литологии и флюидов.

На рисунке 8, на левой панели показаны только песчаники (пачки Forties и Balmoral) из скважины 15/18a-8. В терминах калибровки, что существенно, эти песчаники имеют схожие акустические свойства. На правой панели, кроссплот включает все данные по аргиллитам из трех основных скважин вблизи оси канала. Очевидна сильная корреляция для песков-коллекторов и глинистой оболочки, в различных скважинах. Литология целевой зоны для всех скважин имеет тенденцию располагаться вдоль единственной линии тренда для песков и аргиллитов, независимо от их возраста.

Эти наблюдения из моделирования указывают на потенциал правильно откалиброванных свойств EI, полученным по кубу сейсмических данных и их роли в выделении, как литологии, так и фазы углеводородов. Важная точка опорной калибровки с присутствием газа имеется в скважине 15/18-2A. Неоднозначность любой интерпретации связана с полосой сейсмических частот и качеством калибровки по отношению к реальному сокращению риска.

Результаты инверсии: сейсмические данные

Абсолютные значения для AI и SI, полученные по результатам инверсии упругого импеданса на целевом интервале демонстрируют хорошую корреляцию со значениями для ограниченных частот, полученными в результате моделирования скважинных данных. Однако данные SI оказались более шумными. Как и для скважинных данных, извлеченные кроссплоты AI-SI демонстрируют лучшее разделение по сравнению с данными λ_P и μ_S .

Более того, синтетические сейсмограммы, построенные по скважинным данным, оказались близкими к реальным сейсмическим данным. Модели показали, что в кровле нижней пачки песчаников Forties наблюдается увеличение амплитуд при нефтеносности, и в присутствии газа. Было также замечено увеличение положительного AVO в кровле нижней пачки песка Forties в присутствии углеводородов.

Все эти свидетельства наводят на мысль о том, что результаты инверсии можно сравнить непосредственно с моделеванным откликом, сгенерированным по скважинным данным. В заключение моделирование продемонстрировало, что, несмотря на то, что песчаники и аргиллиты в пределах целевой зоны имеют различные абсолютные значения, они имели тенденцию располагаться на параллельных трендах в области AI-SI.

Simm et al., 2002, предложили прямой подход к комбинированию AI в SI одно свойство, которое позволяет определять литологию и флюиды. Согласно этой логике, куб флюид фактора был рассчитан как комбинация весов значений AI и SI, где веса выбирались для проецирования данных параллельно линии наилучшего тренда.

Наилучшее выделение по реальным сейсмическим данным было получено с линией тренда, слегка более крутой, чем это следует из скважинных данных. Это краткое падение может быть вызвано систематическим влиянием шума, аналогично градиентному увеличению крутизны наблюдаемому на кроссплотах AVO интерсепт-градиента (Simm et al., 2000), или могут быть вызваны сглаживанием и эффектами изменения масштаба в инверсии. Финальный проецированный кроссплот по скважине 15/18a-8 с шагом дискретизации 2 мс и данными, раскрашенными в соответствии с литологией и фазой флюида, проиллюстрирован (Рисунок 9). 'Исходный' кроссплот и линия проекции показаны на правой панели, на левой панели иллюстрируется выделение границ классов по кроссплоту после проецирования. Эти пороговые значения были использованы на этапе интерпретации для определения границ сейсмической классификации между областями газа, нефти, рассола и аргиллитами.

Моделирование отклика AI-SI проводилось для изучения эффекта мощности слоя на отклик флюид фактора. По мере того, как слой становится тоньше, нефтяные пески могут имитировать пески и рассолом и газовые пески могут выглядеть как нефтяные пески. Это происходит при мощности 23 футов если максимальная присутствующая частота была 80 Гц, и 33 фута при частоте 40 Гц. Эти оценки должны ограничить реальный диапазон, присутствующий в кубе инверсии.

Результаты инверсии: оценка

Полученные кубы EI были рассмотрены на рабочей станции, как традиционными способами, так и в области визуализации. Изначально, внимание было приковано к кубам $\lambda\rho$ и $\mu\rho$ и адекватные результаты были получены из пикировок элементов пространственного изображения и выделения амплитуд в терминах выделения перспективного объекта и геометрии. Однако, аномалии $\lambda\rho$ оказались шумными и без существенного внутреннего диапазона для удовлетворительного расчленения. С вопросом зашумленности боролись с помощью применения медианного фильтра в целях усиления когерентности данных и подавления случайного шума. Радиус поиска фильтра, в этом случае, был построен для следования локальному направлению падений и сохранения максимальной когерентности данных.

Результаты применения фильтрации с медианным фильтром (Рисунок 10) демонстрируют недостаточность четкости выделения канала, наполненного газом, вскрытого скважиной 15/18-2A (газовые пески окрашены красным) и аномалию низких значений $\lambda\rho$ в пределах главного канала (также раскрашенную красным). Интерпретация спроецированного куба AI-SI (куб флюид фактора), как дающая наилучшее выделение, с границами класса, полученными на стадии калибровки, (Рисунок 9), примененными к амплитудной карте флюид фактора, извлеченной из реальных сейсмических данных даны на рисунке (Рисунок 6).

На кроссплоте эффект проецирования и использования проецированного куба AI-SI можно оценить на основе анализа данных вблизи газовых песков, достигнутых скважиной 15/18-2A (Рисунок 11). Несмотря на недостаточность качества калибровки, известный газовый канал имеет, в общем, более отрицательные значения, чем аномалия AI-SI на тренде основного канала. Наиболее подходящей моделью для пояснения этих наблюдений, является модель, в которой аномалия главного канала представляет собой большей частью эффект нефти, с газовой шапкой, если она есть, ограниченной общей мощности.

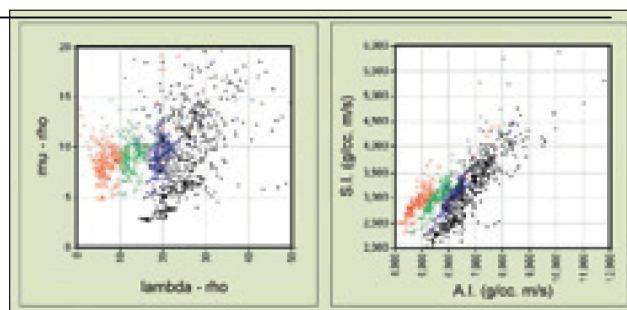


Рисунок 7 Левая панель: кроссплот 15/18a-8 $\lambda\rho$ и $\mu\rho$. Правая панель: кроссплот 15/18a-8 AI - SI. На обоих рисунках голубые, зеленые и красные точки соответствуют песчаникам (*U Forties*, *L Forties* и *Balmoral*) с замещением на воду, нефть и газ, соответственно. Черные точки соответствуют аргиллитам.

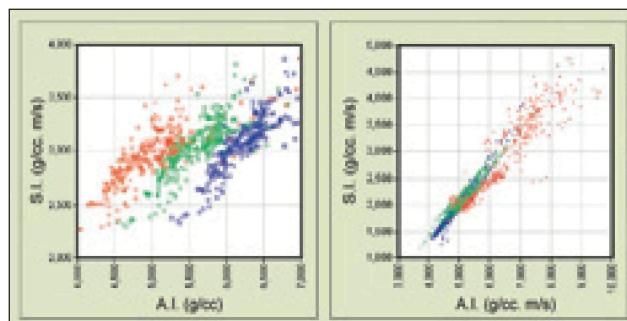


Рисунок 8 Левая панель: Кроссплот 15/18a-8 AI-SI. Синие, зеленые и красные точки соответствуют песчаникам, (*U Forties*, *L Forties*, и *Balmoral*) с замещением на воду, нефть и газ, соответственно. Различные символы используются для *U Forties* (крестики), *L Forties* (квадраты) и *Balmoral* (круги.) Правая панель: кроссплот скважин 15/18a-8, 15/18a-7 и 15/18-2A AI-SI. Аргиллиты принадлежат только SELE S3 основанию пачки *Balmoral SST*. Данные раскрашены в соответствии со скважиной.

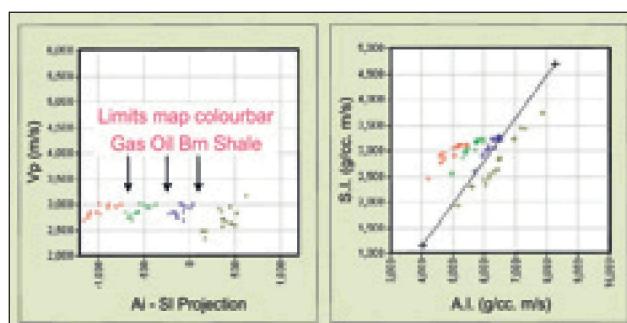


Рисунок 9 Спроецированный кроссплот 15/18a-8 AI-SI, раскрашенный в соответствии с литологией (данные двойное время пробега и 2 мс шаг дискретизации). Линия проекции на основе инверсии, в целях лучшего распознавания песчаников, заполненных рассолом или углеводород содержащих, (финальная проекция = $0.83AI-SI-2200$).

Фаза интерпретации перешла к картированию и выделению перспективных объектов после получения наиболее подходящего куба, под контролем моделирования и определения метода калибровки. Были построены амплитудные карты флюид фактора в области визуализации и перспективность была оценена

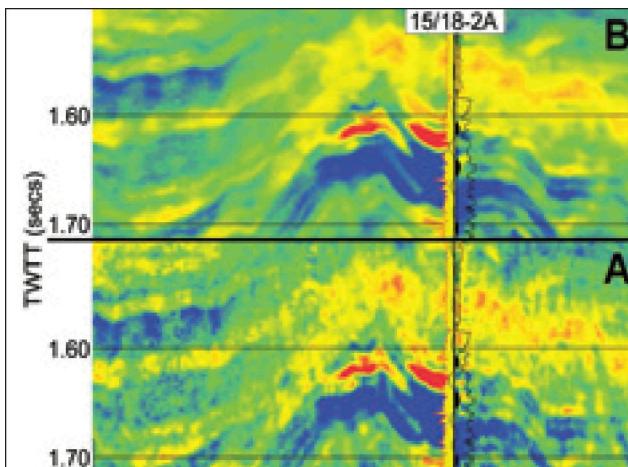


Рисунок 10 Вертикальный срез ЮЗ-СВ, секущий канал по кубу X_p . А) На нижней панели исходные данные и В) на верхней панели применена медианная фильтрация по наклонам. Зоны низкого значения X_p (т.е. низкие значения несжимаемости) показаны красным.

двею методами. В пределах области визуализации было относительно просто получить отображение куба (Рисунок 12). Путем аккуратного выбора соответствующего калиброванного диапазона флюид фактора, легко можно отобразить 'амплитуды', относящиеся только к углеводородсодержащим пескам (см. также Luchford et al., 2002).

Второе, была применена автоматическая пикировка пространственных элементов, что снова ограничивает размер окна или диапазон значений амплитуд теми значениями, которые соответствуют углеводородсодержащим пескам. Пикировки пространственных элементов быстро отобразили площадь и мощность аномалий низких значений AI-SI. Пикировки вокселей также явились хорошим подтверждением непрерывности аномалий. Было построено большое число отображений в области визуализации и преимуществом этого является относительная независимость изображений от входных данных и предубеждений интерпретатора.

В области просмотра карт 2D, классическое изображение было получено путем извлечения амплитуд в интерпретированных нижней пачки песчаника Forties говорят о некоторых верхней и нижней границах аномалии. Распределение

средней амплитуды куба флюид фактора в пределах явных трендов (Рисунок 6). На это отображение наложены средние извлеченные амплитуды в окне для небольшой вспомогательной пачки канала верхнего песчаника Forties вблизи района скважины 15/18-2А. Значения амплитуд отмечены цветом, они отображают тип флюида и литологию, газовые пески – нефтенасыщенные пески – пески с солевым рассоловом – глины относительно заданных делений на классы (Рисунки 6 и 9). Несколько перспективных тел четко выделяются внутри канала. Очертание формы и геометрии очень четкие.

Более того, крайне важно при калибровке независимый газонасыщенный канал, протестированный скважиной 15/18-2А. Для этого района характерны высокие отрицательные значения амплитуды флюид фактора (-750 до -2000) что помогает выделению области газовых песков. Нефтенасыщенные пески расположены в диапазоне значений от -750 до -200, они снова откалиброваны в соответствии с моделью. Этот аргумент основан на наблюденной тенденции всех локальных песчаников (и аргиллитов) располагаться вдоль единственной линии тренда в оси AI-SI (Рисунок 9).

Выводом этой интерпретации является то, что тренд нефтеносных песков содержит перспективные объекты с очень маленькими газовыми шапками (или возможно и совсем без газа). Для завершения просмотра карты, были добавлены изолинии глубин до кровли песков канала нижней фации Forties (Рисунок 13). Он также иллюстрирует средние амплитуды, извлеченные из куба флюид фактора нижней пачки песчаников Forties. Однако, на этом изображении, отклик от газового канала на скважине 15/18-2А верхней пачки Forties был убран, поскольку лежит на более высоком стратиграфическом уровне.

Добавление структуры позволяет проверить очевидную аномалию на 'соответствие амплитуд структурам', что желательно при оценке рисков перспективных структур. Мы также получаем информацию, касающуюся наиболее вероятном механизме образования ловушки. Эти соотношения показывают, что внутри канала на блоке 15/18a, можно рассматривать возможность существования структурной ловушки на своде

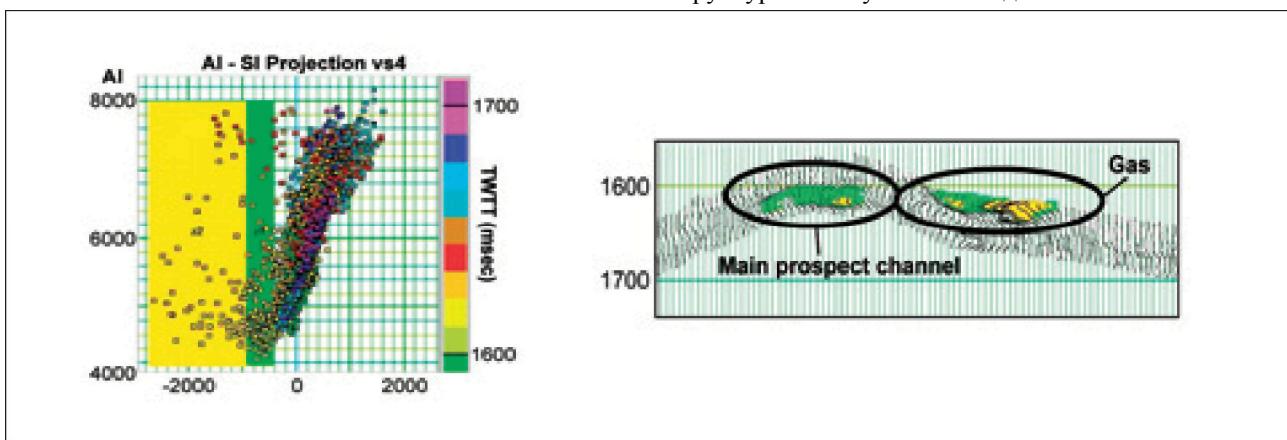


Рисунок 11 Проекция XL2011 AI-SI - AI кроссплот (вблизи 15/18a-8). Канал, наполненный газом в верхней пачке Forties (справа) имеет в общем более отрицательные значения, чем основной перспективный объект Maria (слева). (проекция= 0.83AI-SI-2200).

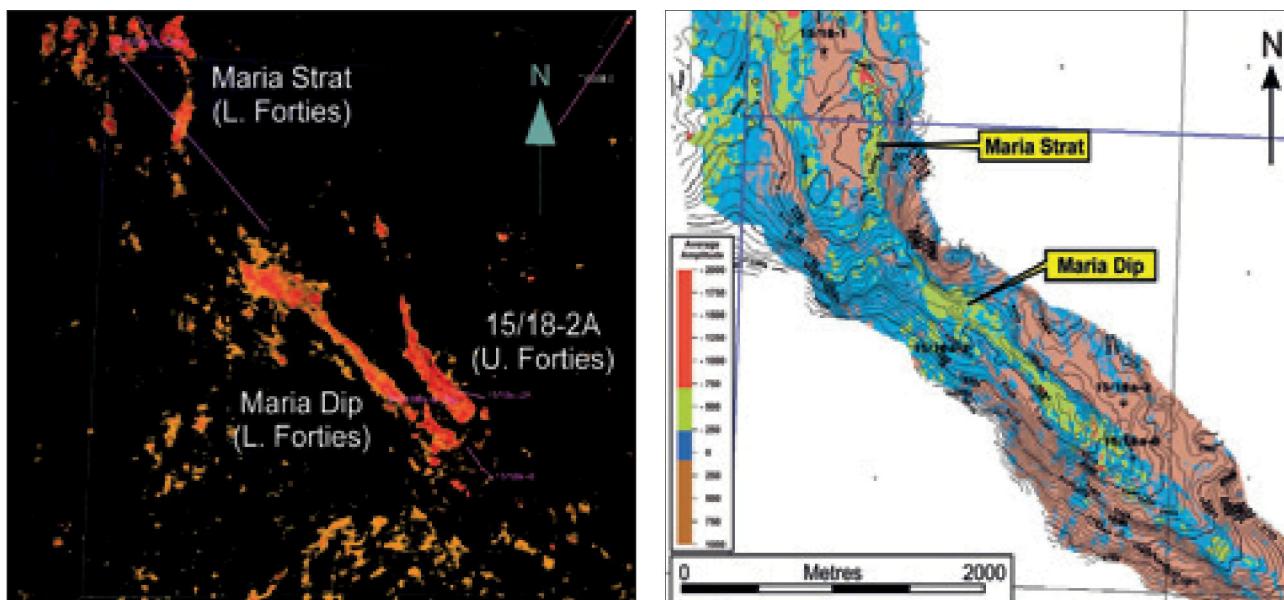


Рисунок 12 Изображение амплитуд флюид фактора в окне (проекция AI-SI), амплитуды откалиброваны для отображения только углеводород содержащих песков.

а также различных комбинаций структурных ловушек.

В заключение, эта интерпретация существенно изменила риски и общее восприятие участков объекта Maria. Она говорит о том, что предыдущие объекты, найденные между стратиграфической ловушкой по восстанию (стратиграфическое растяжение) и гипсометрически замкнутым районом вверх по восстанию от скважины 15/18a-8 (структуре уклонов) были, возможно, ошибочными. Более того, фокус дальнейшей разведочной деятельности на блоке переместился на структурно обозначенную часть перспективного объекта. Хотя, на некоторой стадии работ эту модель потребуется протестировать будущей разведочной скважиной.

Выводы

Эффект работы, поддающейся измерению, (цена как функция пользы) наблюдается в виде существенных изменений формы, стиля, флюидосодержания и риска для группы перспективных объектов. Определение объекта с помощью использования калиброванного куба аномалий флюид фактора – мощный инструмент.

В этой работе, с помощью детального моделирования можно использовать преимущества наличия нескольких скважин в пределах перспективной области и продемонстрировать, что локальная литология характеризуется одинаковыми свойствами пород и лежит вдоль отдельных линий тренда, как в области λ_P и μ_P , так и области AI-SI.

Более того, поскольку песчаники и глины имеют одинаковые абсолютные значения, но лежат на параллельных трендах в области AI-SI, логическим заключением было бы комбинировать AI и SI для формирования единого свойства проекции, (куба флюид фактора), который бы потенциально позволил дифференцировать литологию и эффекты флюида.

Моделирование четко показывает эффект уменьшения Рисунок 13 Средние амплитуды для песчаников нижней пачки Forties, (куб флюидов, проекция куба AI-SI) с

наложением контуров глубинных структур (масштаб амплитуд соответствует рисунку 7).

шума на данных AI-SI. Кроме того, присутствие доказанных газогасященных песков в пределах огибающей тренда позволяет производить количественную калибровку газа, нефти, рассола, и глин. Этот фактор является значимым вкладом в понимание некоторых рисков в пределах тренда объекта.

Объект Maria (прогиб) подкрепляется также интересными сейсмическими данными DH1. Результаты этих работ предсказывают наличие небольшой газовой шапки, лежащей на материале нефтяной оторочки. Однако, необходимо отметить, что интерпретация представляет собой субъективное понимание строения геологического объекта. Неизбежно, она остается моделью до тех пор, пока не будет протестирована бурением разведочной скважины или скважин.

Благодарности

Авторы хотят поблагодарить руководство Petro-Canada и Eni за разрешение на публикацию данных результатов.

Литература

- Gassmann, F. [1951] Elastic waves through a packing of spheres. *Geophysics*, 16, 673-685.
- Goodway, W., Chen, T., and Downton, J. [1997] Improved AVO fluid detection and lithology determination using Lame's petrophysical parameters: LambdaRho, MuRho and LambdaMu fluid stack from P and S inversions. *Canadian Society of Exploration Geophysicists, Abstracts*, 148-151.
- Gray, F. D. and Anderson, E.C. [2000] Case histories: inversion for rock properties. *EAGE Annual Meeting, Expanded abstract*.
- Greenberg, M. L. and Castagna, J. P. [1992] Shear wave velocity estimation in porous rocks: Theoretical formulation, preliminary verification and applications. *Geophysical Prospecting*, 40, 195-209.
- Hilterman, F. [1990] Is AVO the seismic signature of lithology? A case history of Ship Shoal South Addition. *The Leading Edge*, 9, 6, 15-22.

- Jones, I.F., Christensen, R., Haynes, J., Faragher, J., Novianti, I., Morris, H., and Pickering, G. [2004] The Brenda field development: a multi-disciplinary approach, *First Break*, 22, 3, 85-91.
- Luchford, J., Gras, R., and Fakorede, D. [2002] Reducing exploration and production risk by visualization and seismic classification: a case study from the North Sea. *First Break*, 20, 11, 677-685.
- Lu, S. and McMechan, A. [2004] Elastic impedance inversion of multichannel seismic data from unconsolidated sediments containing gas hydrate and free gas. *Geophysics*, 69, 164-170.
- Neves, F.A., Mustafa, H.M., and Rutty, P.M. [2004] Pseudo-gamma ray volume from extended elastic impedance inversion for gas exploration. *The Leading Edge*, 23, 536-540.
- Simm, R.W., White, R., and Uden, R., [2000] The anatomy of AVO crossplots. *The Leading Edge*, 19, 150-155.
- Simm, R.W., Kemper, M., and Deo, J. [2002] AVOImpedance: A new attribute for Fluid and Lithology Discrimination, *Petex Conference*, London.
- Smith, G.C. and Gidlow, P.M. [1987] Weighted stacking for rock property estimation and detection of gas. *Geophysical Prospecting*, 35, 993-1014.
- Soldo, J. Lenge, D., Sigismondi, M., Telles, A.S., Sena, A.G. and Smith, T. [2001] 3D AVO and seismic inversion in Maria Ines Field, Santa Cruz, Argentina; a case study. *SEG Annual Meeting*. Expanded abstract.
- Timbrell, G. [1993] Sandstone architecture of the Balder Formation depositional system, UK Quadrant 9 and adjacent areas. In *Petroleum Geology of Northwest Europe: Proceedings of the 4th Conference*, 107-121.