

The Brenda field development: a multi-disciplinary approach

Разработка месторождения Brenda: комплексирование

геофизических методов

Иан Ф. Джонс¹, Род Кристенсен², Джейми Хейнс³, Джон Фарангер¹, Ика Новианти¹, Генри Моррис³ и Жиль Пикеринг⁴ (Ian F. Jones¹, Rod Christensen², Jamie Haynes³, John Faragher¹, Ika Novianti¹, Henry Morris³, и Giles Pickering⁴)

показывают, как с помощью интегрирования современных методов обработки, технологий изображения и инверсии можно идентифицировать не выявленные площади перспективной нефтегазоносности.

Недавно были введены инициативы, касающиеся работ на Северном море и континентальном шельфе Великобритании (UKCS), это инициативы по «целинным» месторождениям, а также по выдаче Поощрительных лицензий; эти новшества будут способствовать вовлечению новых участников, которые могут инвестировать капитал и привносить новые идеи по разработке и оценке месторождений. Месторождения, которые были оставлены, и разработка которых считалась ранее экономически невыгодной, воскресли из небытия: компаниям разрешено отрабатывать и использовать коммерческие площади, увязывая их с существующей инфраструктурой.

В настоящей работе мы представим одно из таких недавних открытий, сделанных компанией Oilco; для идентификации потенциальных объектов был использован комплексный подход, задействованы современные способы предварительной обработки и построения высокоразрешенной скоростной модели и изображения до суммирования, совместно с детальным калиброванным атрибутивным анализом коллектора на основе инверсии акустической жесткости.

Это месторождение могло оказаться одним из самых крупных, обнаруженных в Северном море за последние три года.

Введение

Объектом программы по бурению британской части Северного моря Великобритании компании Oilco на лицензионном участке P1042 (Блок 15/25b) на внешней части Moray Firth, была нефть из палеоценовых песчаников верхнего балморала. Первоначально было предложено пробурить три скважины: одна из них должна была располагаться на структуре, разбуренной скважиной 15/25b-3, одна на структурном поднятии с классическим куполом, и одна на песчаном канале, на ее перспективность указывало аномально низкая акустическая жесткость (EI) на суммарной записи дальних удалений.

Первая новая скважина 15/25b-6, расположена 150 м к западу от неразработанной залежи, открытой Conoco

15/25b-3, которая при испытаниях в 1990 дала нефть 39⁰, с дебитом 2690 баррелей/в день из толщи песчаника верхнего балморала с эффективной мощностью 20 футов.

Скважина 15/25b-6 открыла нефтяное месторождение

Brenda, о чем компания Oilco объявила 26 января 2004. Эта скважина разбуривала свиты нефтеносных палеоценовых песчаников верхнего балморала, максимальная эффективная мощность этих свит - 26 футов высококачественного нефтяного коллектора. Кроме этих песков, были также разбурены другие тонкослоистые нефтеносные пески. Тестирование всей толщи дало нефть 40⁰ в единицах Американского нефтяного института (API) из верхне-балморалских песчаников со средним дебитом

2980 баррелей/день, тестирование продолжалось более 18-часов при стабильных условиях фонтанирования из 56 футов перфораций (оценка производилась с использованием каротажа необсаженных скважин и пробоотбора пластовых жидкостей). Во время теста был получен сопутствующий природный газ со средним дебитом 600 миллионов футов³/день. За период теста не было получено притока воды или песка.

Вторая скважина (15/25b-7) располагалась в 4 км к северо-западу от скважины 15/25b-6. Вертикальная скважина разбуривала ~ 50 футов верхне-балморалских песков высокого качества, которые оказались водоносными. Боковой ствол скважины (15/25b-7Z) разбуривал очень пористые чистые палеоценовые пески верхнего балморала с небольшим столбом нефти в верхней части песков, диаграмма удельного сопротивления бурового раствора говорит о наличии газа. Результаты бурения предполагают, что структура Шерил отделена от нефтяной залежи Brenda, которая занимает более низкое структурное положение. Как следствие, скважина была оставлена.

Объектом третьей скважины, (15/25b-8), была аномалия пониженного значения EI (акустического импеданса). Скважина расположена 0.50 км к западу от скважины 15/25b-6, и является оценочной для залежи нефти Brenda. Эта скважина пробурила 69 футов высококачественного нефтяного коллектора в верхне-балморалских песках, при тестировании был получен приток нефти 40⁰ API, с дебитом до 4785 баррелей/день.

Геолого-геофизическая изученность и программа по бурению

В палеоцене, Восточно-Шетландская и Окнейская платформы представляли собой дельтовые постройки. Эти платформы были приподняты в результате термального вспучивания. Подъем и увеличение крутизны систем дельт и склонов вызвало нестабильность и обрушения, которые явились источником прямого поступления песков и осадков в бассейн путем переноса в плотностных потоках.

Плотностные потоки, состоящие из осадков, богатых песком, зарождались в эрозионных каналах. Эти четкие фарватеры каналов показывают пути транспортировки песчаного материала. Внутри этих меандрирующих каналов отмечены плоские и слоистые массивные песчаники со структурами, отражающими процессы нагрузки. Этот тип плотностных потоков характерен для позднего палеоцена (танетский ярус), обычно на сейсмических записях его можно узнать по контрасту между глинистыми сланцами и аргиллитами.

Первоначально, Oilco было отмечено, что самый верхний палеоценовый песок - является пачкой Фортиз группы Роголэнд, однако

Комплексирование геофизических методов

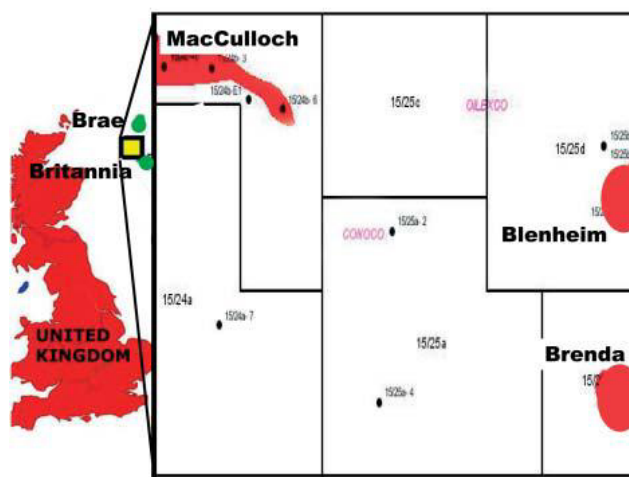


Рисунок 1 Карта, на которой отмечено положение нового месторождения Brenda.

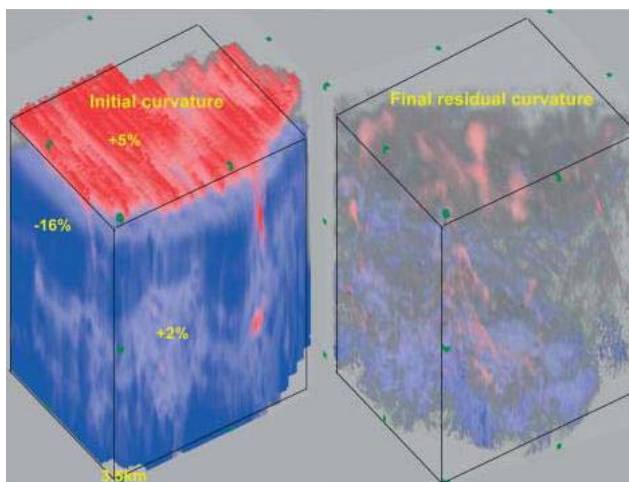


Рисунок 2 Кубы контроля качества, полученные после томографической инверсии; кубы отражают остаточные погрешности определения скоростей после начальной (слева) и окончательной (справа) итерации.

последующий сейсмостратиграфический анализ показал, что этот песок принадлежит пачке верхнего балморала группы Монтроуз.

Кривая осадконакопления была продемонстрирована на примере керна Сопосо на конференции по нефтяной геологии в 2003 году, для характеристики шельфа была использована скважина 15/12-1. Балморалские пески были отложены в условиях песчаной дельты, чистый, веяный песок отлагался в период высокого стояния моря. По мере того, как фронт дельты становился все более крутым, происходили периодические обрушения, которые приводили в действие механизм образования потока обломков; эти потоки перемещались на расстояние до 25 км. Так образовались песчаные коллектора MacCulloch и другие (Рисунок 1). КERN из скважин Сопосо MacCulloch указывает на наличие потоков обломков/плотностных потоков, богатых песком; эти пески схожи с песками, которые по данным Oilexco залегают в пачке верхнего балморала в блоке 15/25b. Сопосо дает описание некоторых из песков этого типа, как среднезернистые, полевошпатовые,

массивные песчаники с редкой нечеткой слоистостью, нефтенасыщенные, рыхлые до несцементированных, очень высокая пористость до 30%, проницаемость измеряется от 1 до 2 Дарси.

Oilexco считает, что палеоценские пески верхнего балморала из 'плотностного потока' были только частично вскрыты скважиной Сопосо 15/25b-3. В скважине Sun Glamis 16/21a-6, которая расположена рядом, мощность канала достигает 50 футов. В другом направлении, скважина 15/24b-6, расположенная на нижнем крыле структуры месторождения MacCulloch, вскрыла более 120 футов песчаных пачки верхнего балморала. В скважине 15/25b-3 было вскрыто только 22 футов песка. Этот песок – от тонко- до средне-зернистого, умеренно сортированный, и рыхлый. Структура песка – массивная с плоским расслоением, хорошо видна пористая структура. Весь песок до зоны вреза имеет пятна нефти с желтой флуоресценцией. Исследование керна скважины Сопосо 15/25b-3 позволило Oilexco поставить вопрос о том, была ли нефть захвачена в структурную или стратиграфическую ловушку. На основании анализа керна, в песках верхнего балморала не очевиден водонефтяной контакт, был предположен стратиграфический механизм улавливания нефти.

Местоположение скважины Oilexco 15/25b-6 было выбрано для проверки стратиграфической интерпретации песков продуктивного пояса верхнего балморала, она расположена порядка 150 м от скважины Сопосо 15/25b-3. Как было предсказано, скважина Oilexco 15/25b-6 вскрыла более мощный разрез песчаных верхнего балморала. Мощность песков верхнего балморала в скважине Oilexco составила 60 футов, по сравнению с 25 футами разреза верхнего балморала в скважине Сопосо 15/25b-3.

Предварительная обработка сейсмических данных

Основной целью предварительной обработки была оптимальная подготовка сейсмограмм для формирования изображения, фокусируя внимание на интервале мела. Обязательным было сохранение амплитуд в процессе обработки, поскольку при идентификации перспективных площадей технологии AVO будут неотъемлемыми. Поскольку в данных присутствуют короткопериодные кратные волны, отраженные от дна, были затрачены огромные усилия, чтобы найти наиболее оптимальную методику их подавления. Суммарная переобработанная область была 300 км².

На протяжении всего исследования серьезной проблемой была борьба с помехами от волнения на море и шумами от вибрации косы; таким образом, был испытан собственный аттенюатор шума от волнения. Процедура минимизации шума от волнения и других аномальных амплитуд оказалась крайне успешной, тогда как первичный сигнал оставался неизменным.

Также было отмечено наличие шума с крутопадающей частотной характеристикой в области возбуждения. Этот шум имел характеристики как при 'вибрации косы', когда низкочастотная каналовая волна генерируется вдоль всей длины косы при буксировке параванов. Этот тип шума преобладал на двух внешних косах. На основе результатов тестирования, было решено, что лучшим способом борьбы с когерентным шумом было бы применение фильтрации по углам наклона в тау-пи области; это можно выполнить на более поздних стадиях предварительной обработки.

Комплексирование геофизических методов

В целях сокращения риска ослабления первичной энергии до минимума было решено использовать метод подавления кратных волн до миграции, который не зависит от скоростей, из-за некоторых ограничений пикировки значений скоростей до миграции. Было проведено тестирование метода поверхностно-согласованного ослабления кратных волн (SRME). Этот метод реализуется в два этапа, на первом этапе создается оценочная модель кратных волн, на втором этапе производится согласование и вычитание их из входных данных.

После выполнения SRME, было определено, что данные содержат некоторое количество остаточных (межслойных) кратных, которые были благополучно подавлены с помощью применения деконволюции в тау-пи области. Для подавления шума от вибрации косы потребовалась фильтрация по углам наклона в тау-пи области, и в этом преобразовании участвовали только необходимые диапазоны углов наклона.

Построение скоростной модели и глубинная миграция до суммирования
Основной задачей работ по построению изображений было точное разрешение сложных разломов и небольших структур рядом с верхним маркером мела. Особое внимание уделялось определению детальной скоростной модели, используя технологию томографии с регулярной сеткой, которая учитывает структурные и стратиграфические вариации (Jones, 2003). Правильный учет скоростей погребенных структур и мела – это центральная задача для отображения целевых объектов с сохранением истинной амплитуды.

Первоначальная глубинная модель интервальной скорости была построена с использованием кривой эффективной скорости RMS во временной шкале, преобразованной в глубинную интервальную скорость. Отражение от дна было пропиккировано и привязано к сетке на основе первоначальной миграции с целью создания водного слоя в глубинной модели интервальной скорости.

Вслед за этим, были выполнены три итерации корректировки томографии с регулярной сеткой (Sugrue et al, 2003). Каждая из итераций по корректировке скоростной модели томографии состоит из двух этапов:

1. Непрерывная автоматическая пикировка мигрированных сейсмограмм для определения остаточной кинематики, отвечающей за флуктуации скорости.
2. Томографическая инверсия в глубинной области с целью коррекции скоростной модели, основанная на скорости, определяемой по остаточной кинематической поправке и локальном поле наклонов, оцененном при автоматическом пикировании.

Алгоритм *autopicker* (автопикирования) – патентованный алгоритм GXT, основан на деструкции плоских волн (Claerbout, 1992; Hardy, 2003). Задаваемое пользователем 3D окно, содержащее несколько трасс для различных точек ОГТ и выносов, перемещается. В каждой позиции рассчитываются два наклона (вдоль осей выносов и ОГТ), при которых изменение амплитуды минимально в смысле наименьших квадратов. Также рассчитывается качество этой оценки. В результате этой пикировки, определяется 3D поле наклонов и оценивается остаточная кинематика.

Побочным продуктом этой автопикировки является суммарный разрез с введенной остаточной кинематикой (RMO). Он является хорошим индикатором того, были ли

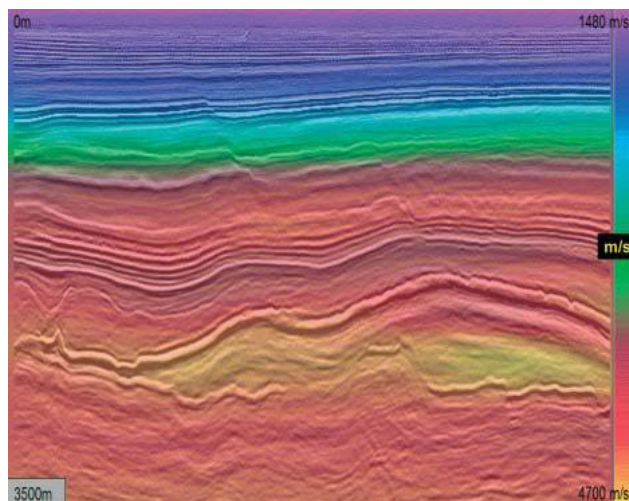


Рисунок 3 График контроля качества, на котором показан сейсмический разрез, наложенный на поле скоростей.

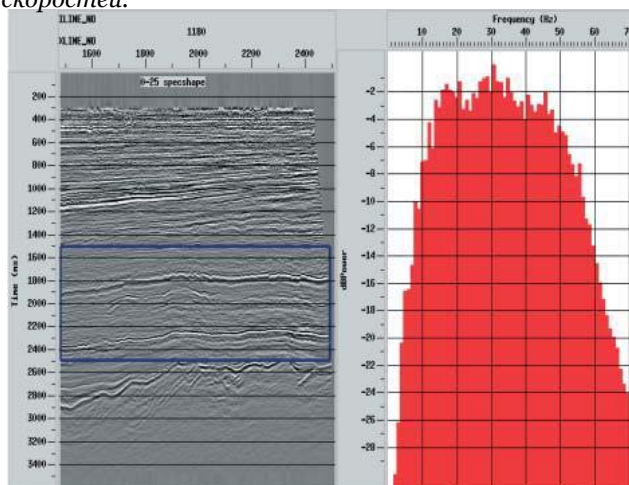


Рисунок 4а Суммарный разрез по близким трассам и частотный спектр. определены правильные остаточные кинематические поправки при автопикировании при подготовке к корректировке скоростной модели томографии. В процедуре томографии вслед за автопикировкой берутся измерения RMO и поля наклонов в соответствии с весами, которые выбираются на основе 'качества' автопикировок, получаемое решение минимизирует значения остаточных кинематических поправок (при этом сейсмограммы спрямляются).

В этот итеративный процесс вводятся несколько этапов контроля качества как при автопикировке, так и в самой процедуре томографии. Результат контроля качества при корректировке скоростной модели включает отображение сейсмограмм до и после корректировки, суммарных разрезов, а также сетки остаточных погрешностей глубин. Особенно эффективным контролем качества 3D является такой способ отображения остаточной погрешности глубины в объеме, что куб становится прозрачным при нулевой погрешности глубин (Hardy, 2003). На рисунке 2 показана остаточная кривизна (погрешность глубин) для начальной и конечной моделей. На рисунке 3 показана скоростная модель, наложенная на данные сеймики, это хорошая проверка геологического правдоподобия скоростных моделей.

Комплексирование геофизических методов

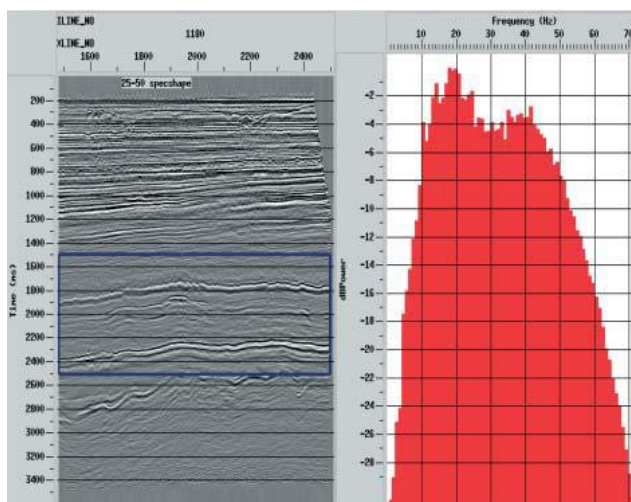


Рисунок 4b Суммарный разрез по дальним трассам и частотный спектр.

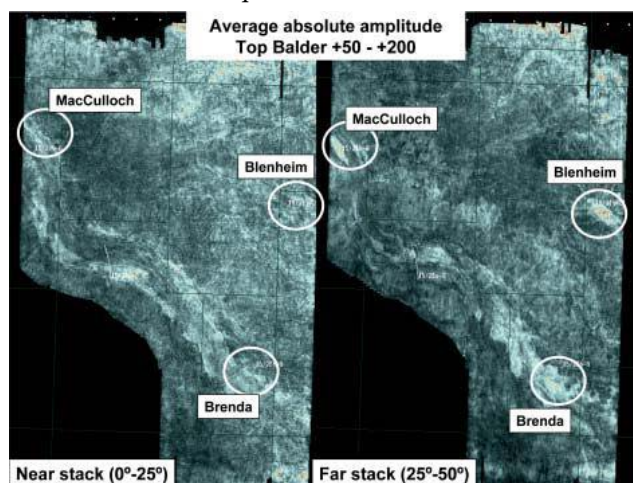


Рисунок 5 Карта амплитуд кровли горизонта Balder по суммарным разрезам ближних и дальних трасс.

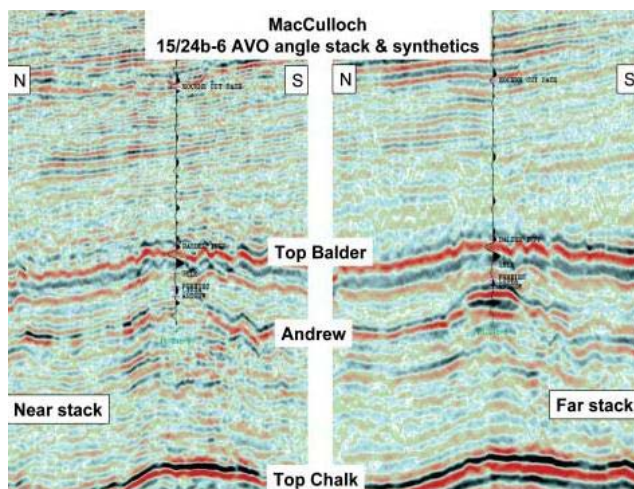


Рисунок 6 Суммарные разрез по ближним и дальним трассам на месторождении MacCulloch.

После того, как была построена модель, была выполнена глубинная миграция Кирхгофа до суммирования 3D с сохранением амплитуд, и выводились все сейсмограммы на сетке 25 м x 25 м. Для того, чтобы спрямить остаточную кинематику после окончательной миграции, было применено непрерывное автопикирование. Пространственно согласованное поле скоростей RMO для этого набора данных было выведено с сеткой 100 м x 100 м.

Вслед за спектральным анализом суммированных данных, был скорректирован спектр с использованием переменной во времени коррекции с целью значительного расширения максимальной видимой полосы частот данных, без ввода ненужного шума. На рисунке 4 показаны суммарные разрез по дальним и ближним трассам, также спектр целевого участка на месторождении MacCulloch.

Характеристика коллектора

На месторождении MacCulloch, в 12 км к северозападу от Brenda, компания Сопосо отметила, что ось синфазности, отвечающая кровле коллектора относится к 'Классу III' (на ближних удалениях - слабый минимум, на дальних удалениях - высокоамплитудный минимум) AVO аномалии (Scorer, et al, 2003). Скорер (Scorer) утверждает, что эта методика является хорошим 'нефтяным индикатором' и становится заметен водо-нефтяной контакт. Добыча нефти, и, следовательно, замещение нефти водой, делает более 'жестким' отклик от кровли коллектора, а эффекты мониторинга становятся более заметными на дальних каналах. Результаты исследования компании Сопосо говорят о том, что структурное смыкание не объясняет явление образования ловушки на месторождении MacCulloch Field, и что механизм образования ловушки - стратиграфический. Очевидность этого утверждения демонстрируют карты импеданса, на которых видно, где кончается 'влияние присутствия нефти'. Это тот же тип аномалии, который наблюдается Oilexo на месторождении 'Brenda'.

В нашей работе, данные были разделены на две части: суммарные разрез для углов 0-25° и 25-50° анализировались отдельно. На сейсмограммах заметно систематическое изменение амплитуд с удалением, которое особенно четко проявляется при фильтрации, и отражает ожидаемый сейсмический отклик, предсказанный по скважинным данным. Были пропикированы кровли горизонтов Balder и мела. В идеале следовало бы еще пропикировать кровлю коллектора, но это не требуется из практических соображений - при моделировании и последующей привязке к скважинам предполагается, что может происходить обращение полярности в данных между ближними и дальними удалениями, в зависимости от пористости и насыщения. Кроме того, мощность песчаников меняется, что еще усложняет пикирование кровли.

Были построены карты средней абсолютной амплитуды по интервалу от 50 мс до 200 мс ниже кровли горизонта Balder (Рисунок 5). Меандрирование главного канала на юго-восток от MacCulloch хорошо заметно как на суммарном разрезе по ближним каналам, так и по дальним каналам. На суммарном разрезе по дальним каналам видны части двух действующих месторождений (MacCulloch и Blenheim) в виде аномалий ярких пятен. Также в виде ярких пятен видны части главного канала, особенно на разрезе к западу и югу от скважины 15/25b-3. Эти аномалии на дальних каналах проиллюстрированы сейсмическими профилями на Рисунке 6 для месторождения MacCulloch и на Рисунке 7 для месторождения Blenheim и Brenda.

Комплексирование геофизических методов

Выделение импульса и привязка к скважине

Инверсия сейсмических данных предназначена для получения куба импеданса из массива сейсмических данных. Полученный по данным инверсии куб импеданса будет характеризовать свойства породы, что даст возможность лучше предсказывать свойства коллектора. Стандартный массив сейсмических данных в методе отраженных волн можно моделировать как свертку последовательности свойств породы с сейсмическим импульсом и некоторым уровнем шума. При проведении инверсии этот импульс извлекается для того, чтобы обратить сейсмические данные в свойства породы. Был проанализирован частотный спектр суммарных разрезов, как по ближним, так и по дальним каналам, и выделены импульсы.

Для получения синтетических сейсмограмм в точках положения скважин был использован импульс, полученный из суммарного разреза по ближним каналам, совместно с данными сейсмокаротажа. Синтетические сейсмограммы говорят о хорошем совпадении с данными суммарных разрезов по ближним трассам для обеих скважин MacCulloch. Было отмечено, что на этих данных нельзя различать тонкие пески, хотя по скважине 15/24b-6 можно определить отражения от более мощного песка. Ожидаемый отклик на суммарном разрезе по дальним каналам, который получен используя моделирование AVO для скважины 15/24b-6, показан на Рисунке 8.

Сейсмическая инверсия суммарных разрезов по ближним и дальним каналам

Помимо импульса и сейсмических данных, другой важной составляющей процедуры инверсии является фоновая модель импедансов. Она требуется для оценки абсолютного значения импеданса, поскольку сейсмические данные не содержат информации по низким частотам (< 5 Гц). Эта модель строится путем интерполяции соответствующих каротажных данных по району, используя пикировки горизонтов, затем результирующая модель подвергается сглаживанию, так, что остаются только те частоты, которые не встречаются в сейсмических данных. Для инверсии суммарных разрезов по ближним каналам строились модели с использованием каротажа EI15, а для инверсии по дальним каналам - EI38. Для того, чтобы получить лучшую модель для эоцена, кроме того, были пропикированы кровля мела и кровля горизонта Balder, а также горизонт олигоцена.

Необходимо заметить, что в основе этих процедур лежит предположение о том, что скважинные данные адекватно представляют изменения свойств пород на всей площади. Поэтому для использования годятся только три скважины. Имеется незначительное свидетельство того, что на площади происходит систематическое изменение свойств пород. Однако, при небольшом количестве имеющихся скважин, такими изменениями нельзя полностью пренебречь.

Импеданс AVO - это атрибут, предназначенный для оптимизации процедуры идентификации углеводород-содержащих коллекторов, путем совместного использования импедансов по ближним и дальним трассам. Принцип, который лежит в основе этого, заключается в совместном использовании двух групп данных для исключения элемента качества коллектора из измерений импеданса, так чтобы остающиеся измерения отвечали бы только уровню насыщения углеводородами.

Результаты инверсии

Поскольку известные аномалии нефтяных залежей и другие аномалии более заметны в кубах данных импеданса по дальним каналам, а также из-за потенциальных проблем, связанных с неточностями определения куба AVO импеданса в суммарных разрезах по ближним трассам,

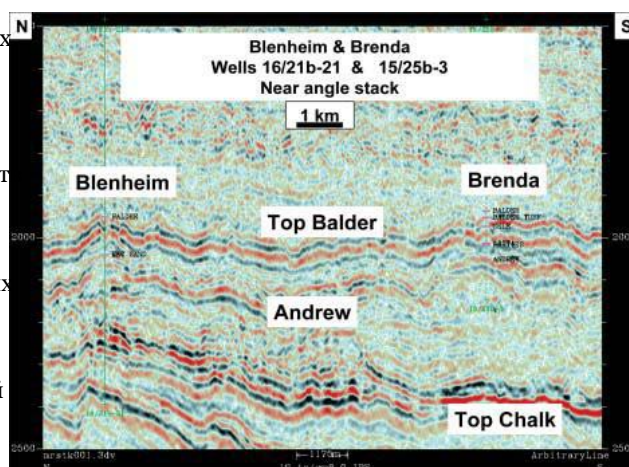


Рисунок 7а Суммарный разрез по ближним каналам для месторождений Blenheim и Brenda.

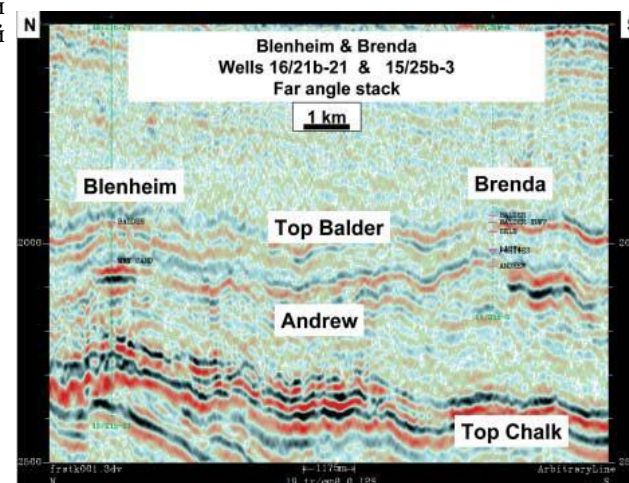


Рисунок 7б Суммарный разрез по дальним каналам для месторождений Blenheim и Brenda.

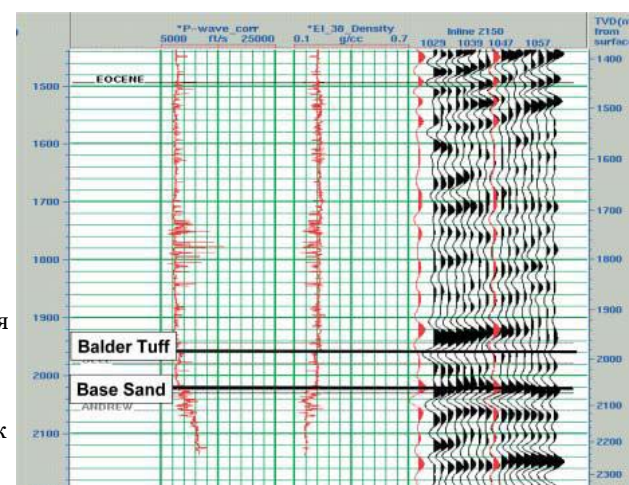


Рисунок 8 Суммарный разрез по дальним каналам и предсказанная зависимость амплитуды от удалений по данным синтетики, для скважины 15/24b-6.

Комплексирование геофизических методов

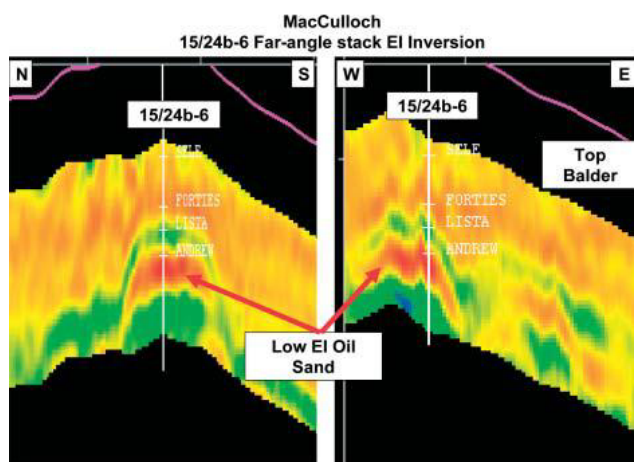


Рисунок 9 Инверсия акустической жесткости для суммарного разреза по дальним каналам для продольного и поперечного профилей через скважину 15/24b-6 на месторождении MacCulloch. Ясно видно, что скважина пересекает зону аномалии EI.

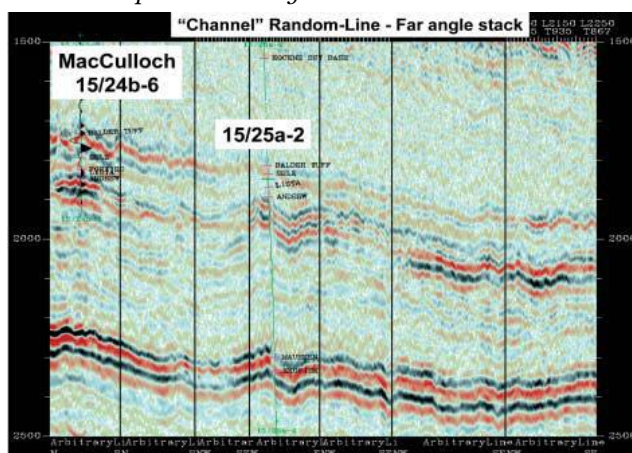


Рисунок 10 Суммарный разрез по дальним каналам по произвольному профилю через структуру канала, на разрезе отмечено положение скважины 15/25a-2.

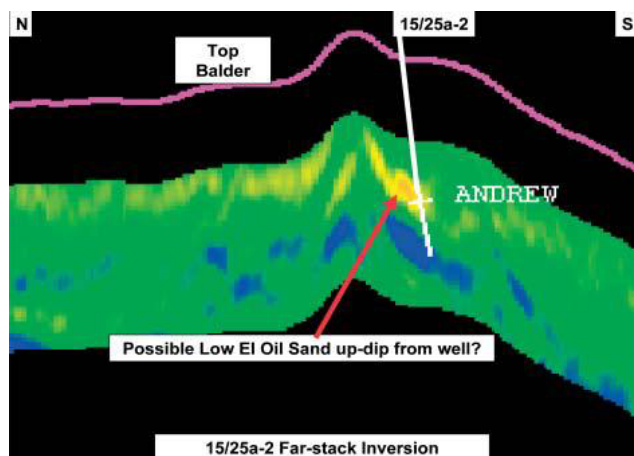


Рисунок 11 Инверсия акустической жесткости для суммарного разреза по дальним каналам через скважину 15/25a-2, не затронувшей наш объект в теле канала. Ясно видно, что скважина проходит вниз по падению структуры от аномалии EI.

все усилия по интерпретации были сфокусированы на импедансе по дальним каналам. На Рисунках 9a & b показано низкое значение сигнала EI38 в скважине 15/24b-6, с явной аномалией в зоне нефтеносности. Заметим, что временной интервал изучаемых сейсмических данных ограничивался зоной в окрестностях известных коллекторов, с целью облегчения интерпретации и визуализации.

На Рисунке 10 показан профиль через скважину 15/25a-2, а на Рисунке 11 показаны результаты EI рядом с этой скважиной, на рисунке видна зона с пониженным значением EI по восстановлению пласта от скважины; это может указывать на то, что скважина проходит через край залежи. На Рисунках 12a & b показаны результаты определения EI38 в местоположении скважины 15/24b-6. Очевидно, что старая скважина 15/25b-3 несколько удалена от отклика, указывающего на наличие углеводородов. Хотя фоновое значение EI38 увеличивается от скважины 15/24b-6 к скважине 15/25a-2, низкие значения EI38 у скважины 15/24b-6 вызванные присутствием нефти, чрезмерно занижают фоновое значение EI38 в западной части куба, из-за отсутствия каких либо контрольных точек в водонасыщенном песчанике. Потенциальные проблемы, такие как эти, являются иллюстрацией того, что при интерпретации результатов инверсии всегда необходимо учитывать особенности самого процесса инверсии.

Анализ результатов с использованием пакета визуализации 3D позволяет подробно рассматривать нефтеперспективные части системы песчаных каналов. При 'отключении' элементов объемного изображения, значения которых превышают 525 (г/см³)*(м/с) (Рисунок 13) проявляются тела с низкими значениями атрибута EI38 на исследуемой области. Основными целевыми элементами являются тела, залегающие вдоль направления протирания канала на юго-восток от скважины 15/25a-2, также видны тела, отвечающие месторождению Blenheim. Крайне важно, что на рисунке присутствует тело месторождения Blenheim, поскольку это своего рода 'закрытая дегустиация' метода, поскольку в проекте не были задействованы скважинные данные по этому месторождению. На рисунке видно, что месторождения MacCulloch и Blenheim проявляются в виде низких значений AVO импеданса, которые являются индикатором нефтеносных песков. Значение импеданса AVO для остальных тел меняется от значений, характерных для нефтенасыщенных песков, до значений, характерных для водонасыщенных песков, это можно предположить исходя из относительных уровней EI15 и EI38, о которых сказано выше. Однако, это может быть скорее вызвано трудностями надежной оценки EI15, или утонением песчаной пачки, а не реальным изменением флюидосодержания. Очевидно, что дальнейшее увеличение разрешающей способности данных поможет уменьшить недостоверность, обусловленную мощностью песков, а комплексирование результатов запланированной программы бурения также поможет повысить надежность определения параметров песков в этом блоке.

Выводы

В результате тщательной предварительной обработки, направленной на подавление шума и кратных волн, последующего построения высокоточной скоростной модели и построения глубинного изображения 3D до суммирования был получен куб данных, которые были пригодными для точного AVO и EI анализов.

На суммированном разрезе по дальним каналам заметна характерная аномальная пониженная акустическая жесткость (что характерно для палеогеновых углеводородсодержащих песчаников) в отложениях канала, простирающегося в юго-восточном направлении от месторождения MacCulloch.

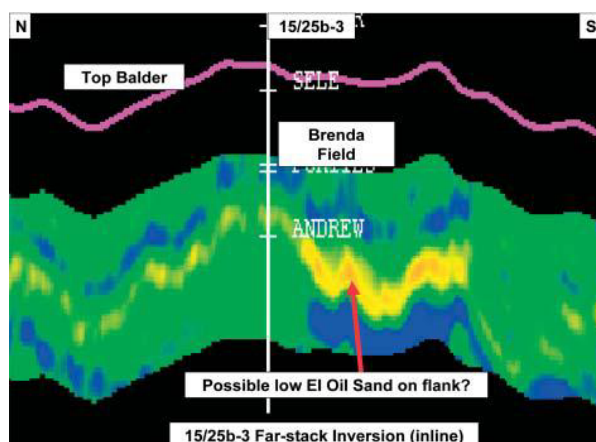


Рисунок 12а Инверсия акустической жесткости по суммарному разрезу по дальним каналам для продольного профиля в направлении с севера на юг, видны признаки канала. Скважина 15/25b-3 Сопосо (которая подтвердила нефтеперспективность этой зоны) проходит рядом с аномалией EI. Наблюдаемая здесь аномалия EI - месторождение Brenda. Подобная зона пониженных значений акустической жесткости на суммарном разрезе по дальним каналам также располагается рядом со структурным поднятием на северо-запад от скважины 15/25b. Низкие значения акустической жесткости на суммарном разрезе по дальним каналам можно строго привязать к скважинным данным и упругим характеристикам, полученным по соседним месторождениям MacCulloch и Blenheim, что подтверждает то, что пониженные значения акустической жесткости являются признаком углеводородсодержащих палеогеновых песчаников.

Результат моделирования физических свойств пород по данным нефтеносной скважины 15/25b-3 дает нам право утверждать, что AVO-анализ и анализ инверсии акустической жесткости могут помочь при оконтуривании углеводород-содержащих палеогеновых песчаников.

Результаты проведенного анализа непривычно однозначны благодаря тому, что была проведена качественная калибровка, согласованная с данными бурения на месторождениях MacCulloch и Blenheim, а также благодаря высокому качеству сейсмических данных. Поэтому маловероятна ошибочность вывода о том, что низкие значения EI38 указывают на нефтеносные пески. Наши выводы подразумевают наличие механизма стратиграфического улавливания нефти в идентифицированных нами телах.

Признательность

Авторы хотят поблагодарить Oilexco North Sea за разрешение использовать данные, а также своих коллег из Oilexco, Ikon Science, Troy-Ikoda и GXT за помощь и советы при написании этой работы.

Литература

- Claerbout, J.F. [1992] *Earth Soundings Analysis: PVI*, Blackwell Scientific Publications.
 Connolly, P. [1999] Elastic impedance. *The Leading Edge*, April, 438-452.
 Hardy, P.B. [2003], High resolution tomographic MVA with automation, *SEG/EAGE summer research workshop*, Trieste.

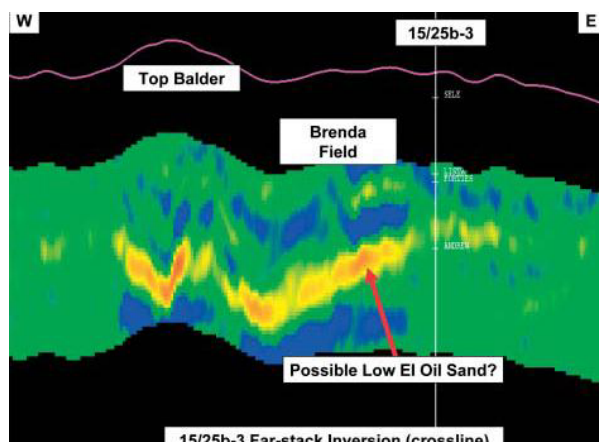


Рисунок 12б Инверсия акустической жесткости по суммарному разрезе по дальним каналам для поперечного профиля в направлении с запада на восток, видны признаки канала.

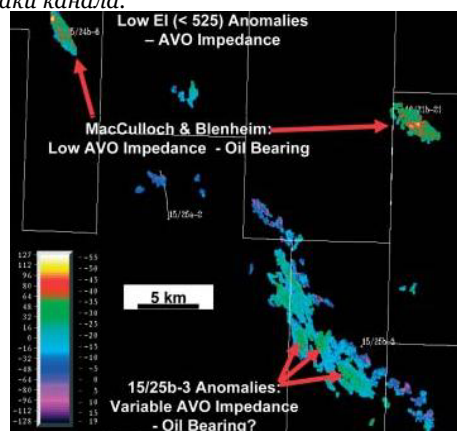


Рисунок 13 Результат инверсии акустической жесткости на площади работ по суммарному разрезу по дальним каналам. Элементы трехмерного изображения были скорректированы для отображения значений EI ниже 525. На рисунке четко видны признаки канала, а также месторождения MacCulloch и Blenheim.

Jones, I.F. [2003] A review of 3D preSDM velocity model building techniques, *First Break*, **21**, 3, 45-58.

Jones, I.F., Fruehn, J. [2003] Factors affecting frequency content in 3D preSDM imaging, *The Leading Edge*, **22**, 2, 128-134.

Scorer, J., Fuller, N., Malcolm, J., Bruner, J. [2003] The MacCulloch Field: Improving reservoir characterisation through time-lapse analysis. *Proceedings of the 6th Petroleum Geology Conference*.

Simm, R.W., Kemper, M., Deo, J. [2002] AVO Impedance: A new attribute for Fluid and Lithology Discrimination, *Petex Conference*, London

Sugrue, M.J., Jones, I.F., Evans, E.J., Fairhead, S., Marsden, G. [2003] Velocity Estimation in Complex Chalk, *SEG/EAGE summer research workshop*, Trieste.

