



Реализация новых инициатив в районе Северного моря и на континентальном шельфе Великобритании (например, инициатива эксплуатации земель с применением «отдыха под паром» и рекламирование новых лицензионных участков) начинает приносить плоды и активизирует хозяйственную деятельность за счет привлечения новых инвесторов и идей в области разведки и разработки месторождений. Площади с ликвидированными месторождениями или низкорентабельные месторождения с недостаточными коммерческими запасами вновь выставляются на аукционы с целью привлечения инновационных и прогрессивных компаний, которые смогут раскрыть недостаточно изученный потенциал таких месторождений и обеспечить рентабельность разработки за счет использования действующих объектов инфраструктуры.

В данном докладе рассматривается один из примеров, связанных с недавним открытием месторождения компанией Oilexco, которая применила комплексный подход к изучению месторождения с привлечением специалистов широкого круга дисциплин для исследования новых потенциальных возможностей и определения продуктивных интервалов на основе прогрессивных методов обработки данных сейсмозаписки, построения скоростных моделей с данными высокого разрешения и применения технологий отображения сейсмических данных до суммирования в совокупности с комплексным анализом атрибутов, откалброванных по скважинным данным, и с учетом результатов инверсии характеристик акустической жесткости.

Рассматриваемое месторождение является одним из крупнейших месторождений, которые были открыты в акватории Северного моря в течение последних лет.

Разработка месторождения Brenda. Комплексный подход к изучению месторождения с привлечением специалистов различных дисциплин

Ian F. Jones, John Faragher, Ika Novianti, GX Technology, UK; Rod Christensen, Oilexco North Sea Ltd., Canada; Jamie Haynes, Henry Morris, IKON Science Ltd., UK; Giles Pickering, TROY-IKODA Ltd, UK.

Введение

Компания «Oilexco» (Великобритания) разработала и приступила к реализации программы бурения в пределах лицензионного участка P1042 (блок № 15/25b), расположенного в акватории Северного моря в районе Оутер Морай Фирс (Outer Moray Firth). Программа рассчитана на добычу нефти из продуктивных песчаников палеоцена из свиты Верхний Балморал (Upper Balmoral). На начальном этапе разработки планировалось бурение трех скважин: одна скважина в пределах структуры, на которой уже пробурена скважина № 15/25b-3, одна скважина в пределах поднятия, представляющего собой классическое структурное замыкание с четырех сторон и одна скважина в пределах руслового песчаника, потенциальная нефтенасыщенность которого определена по аномально низкой характеристике акустической жесткости (EI) на суммарном разрезе по дальним трассам.

Устье первой новой скважины № 15/25b-6 было заложено на расстоянии приблизительно 150 м к западу от скважины № 15/25b-3 компании Сопосо. Скважина Сопосо пробурена в 1990 г. и является первооткрывательницей нового месторождения компании Сопосо. В процессе бурения скважина вскрыла эффективную нефтенасыщенную пачку мощностью 20 футов. При испытаниях в скважине был получен приток нефти (39 град.) в размере 2690 баррелей/сут. Нефть получена из песчаников Верхний Балморал. Разработка месторождения еще не начата.

Первооткрывательницей нового нефтяного месторождения Brenda стала скважина № 15/25b-6. Компания Oilexco заявила об открытии нового месторождения 26 января 2004 г. Скважина вскрыла несколько нефтенасыщенных песчаников Верхний Балморал палеоценового периода. Самый мощный песчаный пласт характеризуется мощностью 26 футов и высокими фильтрационно-емкостными свойствами. Кроме того, в продуктивной песчаной пачке

выделено несколько маломощных песчаных пропластков-коллекторов, которые также были вскрыты скважиной. Гидродинамические испытания проведены во всех продуктивных интервалах. По результатам испытаний песчаников Верхний Балморал получен приток нефти 40 град. по API. Дебит составил 2980 баррелей/сут. при проведении испытаний в течение более 18 часов в условиях устоявшегося потока. Интервал перфорации составил 56 футов (установлено по результатам замеров при спуске каротажных приборов на кабеле и отбора проб пластовых флюидов). При испытаниях скважины средний приток пластового газа составил 600 тыс. кубических футов/сут. На протяжении всего периода гидродинамических испытаний обводненность продукции отсутствовала и приток песка в скважину не наблюдался.

Устье второй новой скважины (скв. № 15/25b-7) расположено на расстоянии приблизительно 4 км к северо-западу от скважины № 15/25b-6. Вертикальной секцией ствола скважины вскрыта песчаная пачка Верхний Балморал мощностью приблизительно 50 футов. Зона коллектора представлена песчаниками с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами. По типу насыщающих флюидов в соответствии с результатами каротажа песчаники, вскрытые скважиной, отнесены к категории водонасыщенных. При забурировании бокового ствола (15/25b-7Z) вскрыт дополнительный песчаный пласт пачки Верхний Балморал палеоценовой системы, представленный чистыми песчаниками, которые характеризуются высокой пористостью и небольшими запасами нефти в верхней зоне песчаного пласта, а также газонасыщенностью по результатам каротажа. При анализе скважинных данных было установлено, что структура Шерил (Sheryl) не имеет гидродинамической связи с нефтяной залежью в продуктивном песчанике Бренда (Brenda), который залегаем в более глубокой части разреза по сравнению с

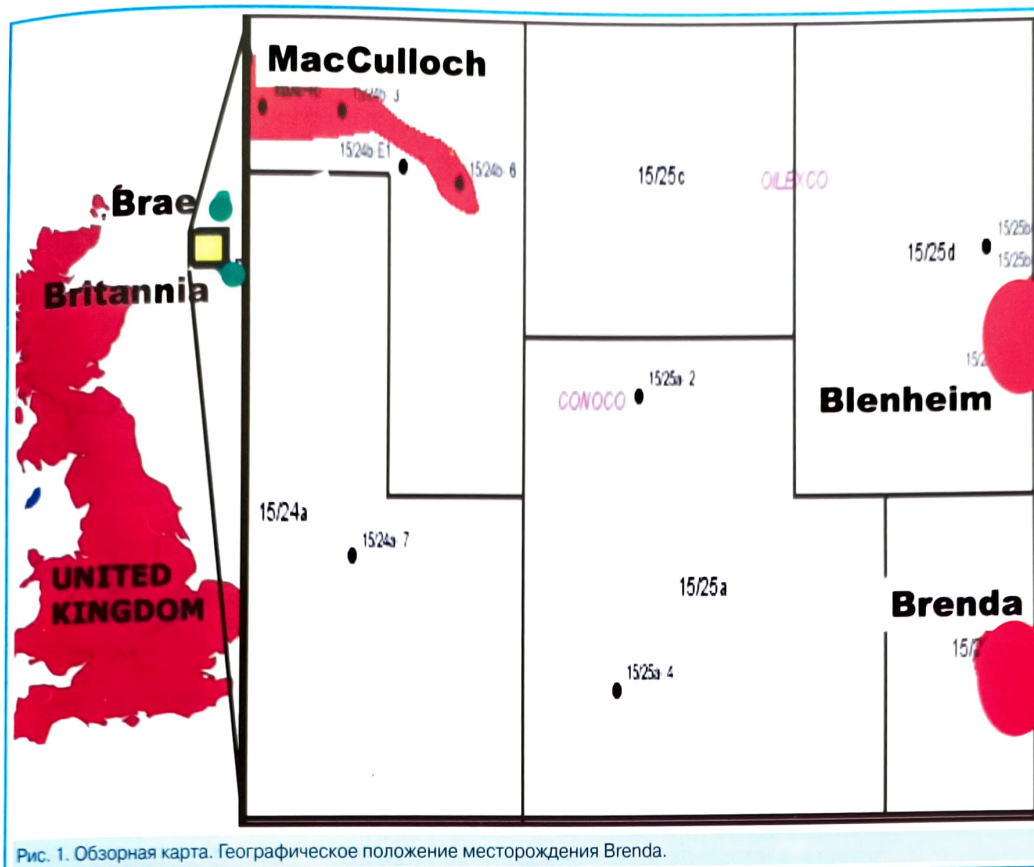


Рис. 1. Обзорная карта. Географическое положение месторождения Brenda.

продуктивным пластом Sheryl. В связи с этим, скважина была ликвидирована.

Третья скважина (скв. №15/25b-8) пробурена для вскрытия нижней зоны аномалии E1. Устье скважины было заложено на расстоянии 0,5 км к западу от скважины № 15/25b-6. Скважина проектировалась как доразведочная и бурилась на нефтяную залежь Бренда (Brenda). Эффективная нефтенасыщенная мощность песчаников, вскрытых скважиной, составила 69 футов. Песчаники характеризуются высокими фильтрационно-емкостными свойствами и расположены в пределах свиты Верхний Балморал. При испытаниях в скважине получен приток нефти в размере 4785 баррелей/сут.

Геологическое строение месторождения и программа строительства скважин

В эпоху палеоцена на платформах Восточный Шетланд (East Shetland) и Оркни (Orkney) происходит формирование дельтовых отложений. В результате значительной деформации земной коры под воздействием тепловых явлений происходит поднятие платформ.

Поднятие земной коры и повышение угла падения дельтовых отложений и отложений шельфового склона привело к снижению устойчивости грунтов и обрушениям, в результате которых происходит перенос песчаника и другого осадочного материала гравитационными мутьевыми потоками с последующим сбросом осадочного материала непосредственно в бассейн. Ограниченные мутьевые потоки, богатые песчаным материалом, возникают в эрозионных каналах размылов, которые характеризуются небольшими объемами сносимого осадка. Именно по этим каналам происходит основной перенос песчаника. В результате переноса песчаных частиц по этим эрозионным каналам формируются монолитные массивные песчаники с плоской и переслаивающейся слоистостью.

Реже встречаются вогнутые структуры русловой формы, заполненные песчаником. Гравитационные (мутьевые) потоки получили широкое распространение в позднем палеоцене (танетский ярус палеоцена) и в основном хорошо прослеживаются по сейсмике в связи с резким контрастом между песчаниками и латерально распространяющимися глинами и аргиллитами.

На начальном этапе компания Oilexco заявила, что верхние песчаники палеоцена относятся к пласту Фортис (Forties), входящему в состав свиты Рогаланд (Rogaland Group), однако позднее по результатам биостратиграфического анализа песчаники были отнесены к пласту Верхний Балморал, входящему в состав свиты Монтрос (Montrose Group).

Результаты анализа обстановок осадконакопления были показаны компанией Conoco на выставочном стенде, содержащем описание материалов анализа керна, представленном на Конференции по геологии нефти и газа в 2003г. При подготовке плаката использовались материалы по скважине №15/12-1, пробуренной в шельфовой части месторождения. Песчаники периода Балморал формируются в районе волновой дельты в период высокого стояния уровня моря. Песчаники характеризуются хорошей сортировкой песчаных зерен и отсутствием тонкозернистого материала. По мере накопления осадочного материала на краю дельты происходит периодическое обрушение и сползание осадка с формированием гравитационных мутьевых потоков, в результате которых происходит перенос осадка на расстояние до 25 км. Деятельность гравитационных потоков приводит к формированию песчаных тел в районе месторождения Мак-Куллох (MacCulloch) и далее (см. Рис. 1). Анализ керна, отобранного из скважин, пробуренных компанией Conoco в районе MacCulloch, подтверждает формирование пес-

«ВСТРЕЧИ НА ВОЛГЕ»: ПО МАТЕРИАЛАМ КОНФЕРЕНЦИИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

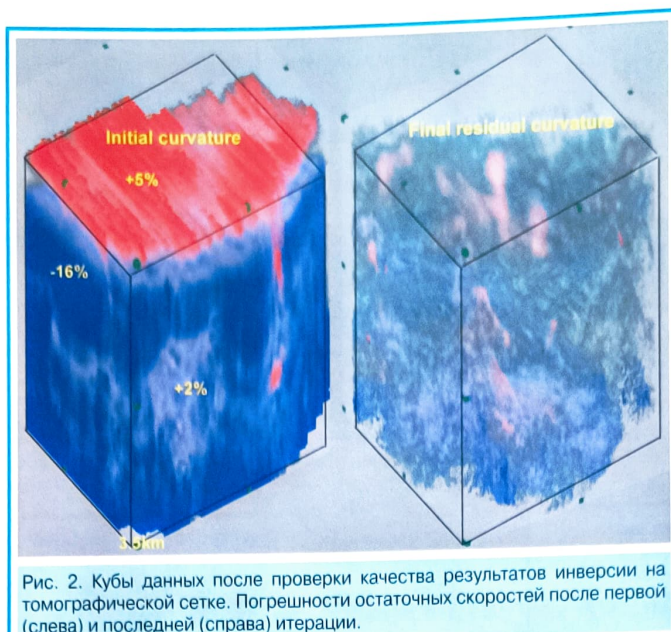


Рис. 2. Кубы данных после проверки качества результатов инверсии на томографической сетке. Погрешности остаточных скоростей после первой (слева) и последней (справа) итерации.

чанных пластов в результате сноса осадка мутьевыми/гравитационными потоками с повышенной концентрацией песчаных частиц, как и в случае с формированием песчаников пласта Верхний Балморал в пределах блока №15/25b. Характеристика песчаников в ограниченном объеме выполнена компанией Сопосо: песчаники полевошпатовые, массивные со средней зернистостью (с уклоном в сторону тонкозернистых). Слоистость наблюдается редко и представлена размытой слоистостью. Песчаники нефтенасыщенные от рыхлосцементированных до несцементированных. Пористость очень высокая и оценивается на уровне 30%. По результатам определений проницаемости, данная характеристика варьирует в диапазоне от 1 до 2 Дарси.

По оценкам специалистов Oilexo палеоценовые песчаники Верхний Балморал, сформировавшиеся в результате сноса осадка гравитационными мутьевыми потоками, в разрезе скважины №15/25b-3 компании Сопосо присутствуют в неполном объеме. В районе скважины № 16/21a-6 Sun Glamis мощность русла составляет приблизительно 50 футов. В противоположном направлении в районе скважины № 15/24b-6, которая расположена на более низком участке по падению пластов-коллекторов месторождения MacCulloch (Мак-Куллох), мощность песчаников Верхний Балморал составляет более 120 футов. Мощность песчаников, вскрытых скважиной №15/25b-3, составляет всего 22 фута. Зернистость песчаников, вскрытых скважиной, варьирует в диапазоне от тонкозернистой до среднезернистой. Сортировка умеренная. Цементация отсутствует. Песчаники характеризуются массивной (моноклит) структурой с плоской косою слоистостью и высокой видимой пористостью. По всему песчаному разрезу до дна мутьевого русла наблюдаются нефтяные пятна с однообразной желтой флуоресценцией и следами высокой скорости потока. Результаты анализа керна, отобранного в скважине №15/25b-3 компании Сопосо, не позволяют однозначно ответить на вопрос о типе ловушки: стратиграфическая или структурная. По результатам анализа керна наличие ВНК в песчаниках Верхний Балморал неочевидно, поэтому выдвигается предположение о наличии стратиграфической ловушки.

При выборе координат скважины № 15/25b-6 компания Oilexo исходила из необходимости проверки стратиграфического варианта интерпретации, поэтому устье скважины было заложено на расстоянии приблизительно 150 м от скважины № 15/25b-3 компании Сопосо.

В соответствии с результатами прогнозов мощность песчаников Верхний Балморал в скважине №15/26b-6 (Oilexo) была выше, чем в близлежащей скважине Сопосо: скважина Oilexo вскрыла песчаники Верхний Балморал, мощность которых составила 60 футов, а в скважине №15/25b-3 компании Сопосо мощность песчаника составляет всего 25 футов.

Предварительная обработка данных сейсморазведки

Основной целью предварительной обработки данных сейсморазведки была оптимизация процесса сейсмических построений для последующего отображения геологической среды. Особое внимание при проведении работ в районе исследований необходимо было уделить меловому интервалу. Важнейшей задачей в процессе обработки данных сейсморазведки являлось сохранение амплитудных характеристик, т.к. для определения основных перспективных зон планировалось использование методики AVO. В связи с тем, что значительные помехи при регистрации данных сейсморазведки в исследуемом районе возникают вследствие образования высокочастотных волн, отраженных от морского дна, значительные усилия были направлены на выбор оптимальной технологии подавления высокочастотных волн-помех. Предварительной обработке подлежали данные сейсморазведки, полученные на общей площади 300 кв. км.

На сейсмограммах, полученных вдоль направления съемки, обнаружено большое количество помех от морских волн и шумов, возникающих вследствие колебаний приемной косы. Для подавления указанных шумов в процессе обработки данных были опробованы собственные технологии компании. Применение указанных технологий подтвердило их высокую эффективность для подавления помех, возникающих в результате деятельности морских волн и движения воды вокруг кабелей под натяжением, а также для подавления иных аномальных амплитуд при сохранении характеристик первичных волн.

Кроме того, было отмечено большое количество крутопадающих волн-помех в области ПВ. Данные волны-помехи возникают в результате вибрации морской сейсмической косы, причем низкочастотные каналовые волны образуются по всей длине кабеля в процессе буксирования отклонителей морской косы. Такие волны-помехи являются доминирующими на двух крайних кабелях косы. С учетом результатов тестирования было принято решение об установке фильтров углов наклона в области наклонного суммирования (Tau-P) с целью наиболее эффективного подавления регулярных волн-помех с падением. Фильтрация планировалась осуществить на более позднем этапе предварительной обработки.

В связи с характерными ограничениями.

которые свойственны скоростям, пропикированным перед миграцией, предпочтение было отдано методу подавления кратных волн перед миграцией. Данный метод не зависит от скоростей и позволяет снизить риск подавления полезных (однократных) волн до минимального уровня. Кроме того, в процессе предварительной обработки применялась методика подавления многократных волн, возникающих на поверхности. Данный метод предусматривает осуществление операций в два этапа: на первом этапе определяются критерии отбора многократных волн, а на втором этапе выполняется отсеивание и подавление многократных волн в исходных данных.

После подавления поверхностных волн было обнаружено наличие остаточных внутрислоистовых (неполнократных) волн, для подавления которых выполнена деконволюция в области наклонного суммирования. В связи с тем, что для подавления волн-помех, возникающих в результате вибрации морской косы, требовалась фильтрация сигналов по углам наклона, мы выполнили соответствующие преобразования с целью выборки только тех волн, которые попадали в установленный диапазон углов наклона.

Построение скоростной модели и глубинная миграция до суммирования

Основная задача при отображении геологической среды в изучаемом разрезе – точное и достоверное построение сложной системы разломов и зон трещиноватости, а также картирование небольших структур, осложняющих верхний меловой отражающий горизонт. При построении детальной скоростной модели на основе технологии сеточной томографии много усилий было приложено для сохранения всех стратиграфических и структурных особенностей разреза (Джонс, 2003г.). Наиболее важным элементом работы по построению точного и достоверного отображения амплитуд в продуктивных зонах являлось правильное определение скоростей в верхней части разреза и в меловом интервале. Исходная карта интервальных скоростей по глубинам была построена на основе предельных эффективных скоростей во временной области с последующим преобразованием полученных значений в глубинные интервальные скорости. С учетом результатов начальной миграции было выполнено пикирование отраженных от морского дна сигналов с последующей привязкой к сетке с целью отображения водной толщи в глубинной поинтервальной скоростной модели.

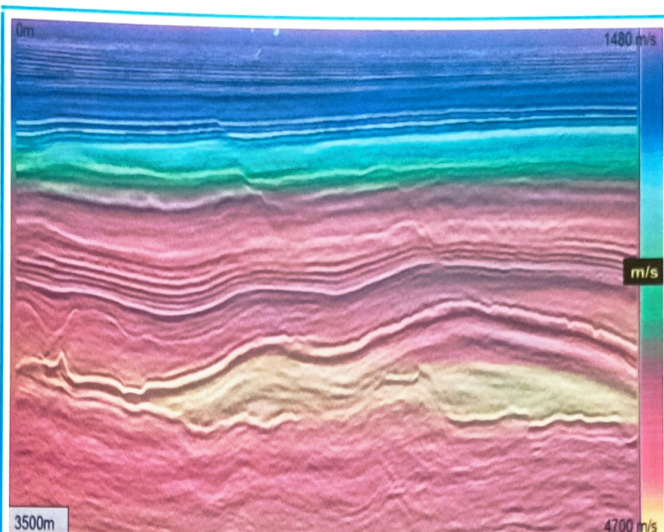


Рис. 3. Контроль качества – образец наложения сейсмических данных на скоростную модель.

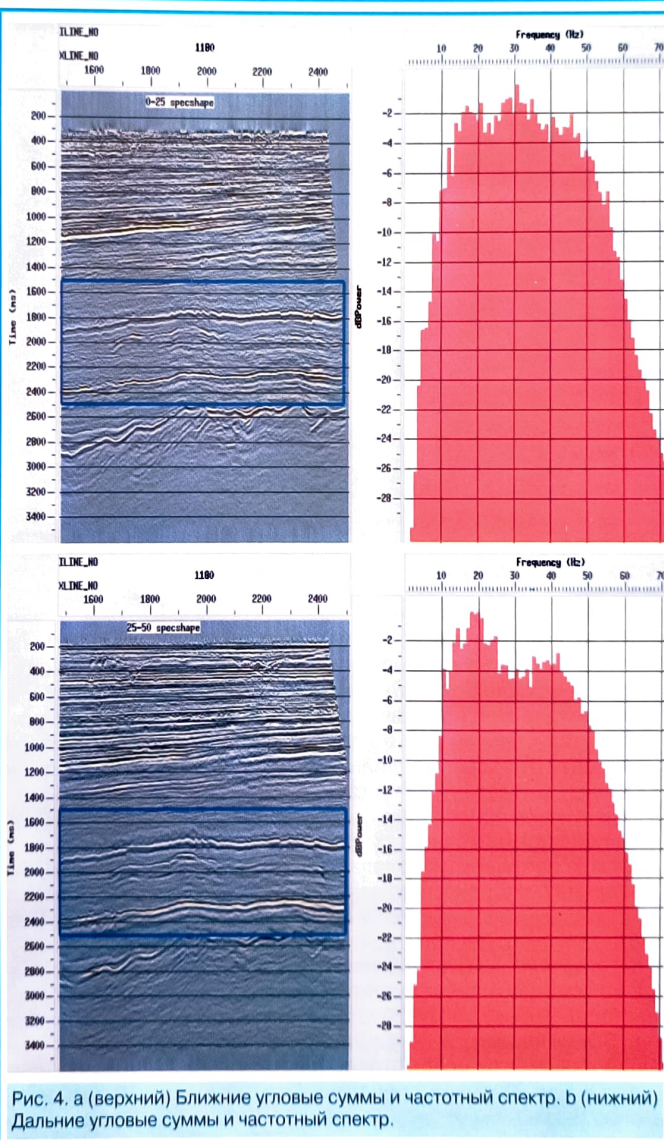


Рис. 4. а (верхний) Ближние угловые суммы и частотный спектр. б (нижний) Дальние угловые суммы и частотный спектр.

На следующем этапе работ были выполнены три итерации для обновления томографической сетки (Сугру и др. (Sugrue et al.,) 2003г.). Каждая итерация обновления скоростной модели состояла из двух этапов:

«ВСТРЕЧИ НА ВОЛГЕ»: ПО МАТЕРИАЛАМ КОНФЕРЕНЦИИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

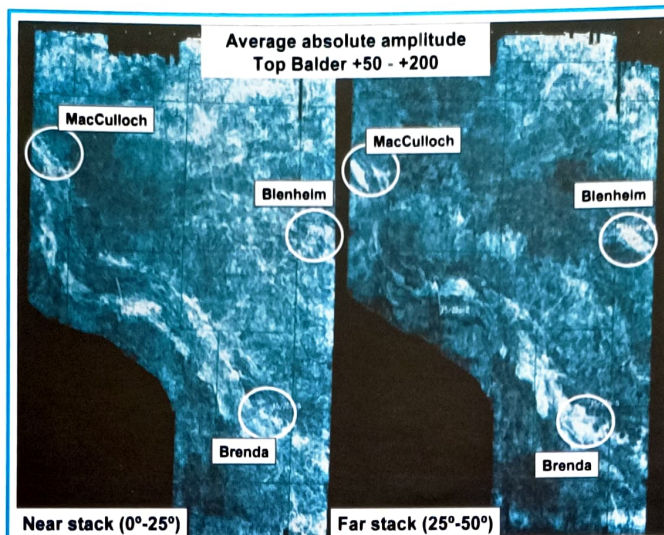


Рис. 5. Карта амплитуд по кровле Болдер для суммарных разрезов по ближним и дальним трассам.

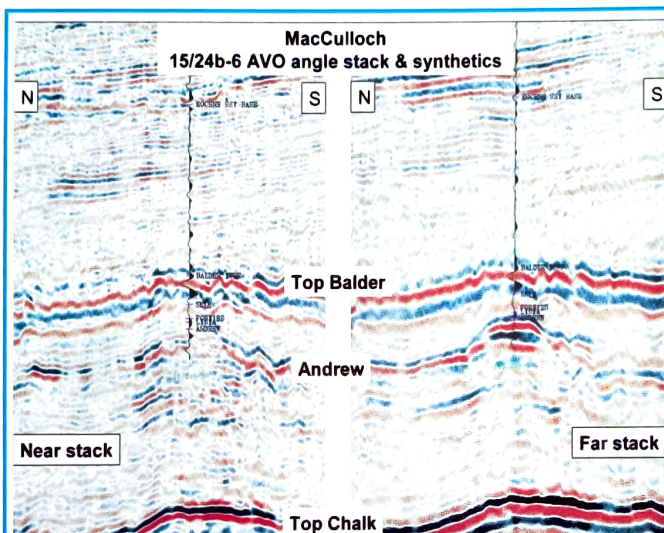


Рис. 6. Суммарные разрезы по ближним и дальним трассам для месторождения MacCulloch.

1. Автоматическое непрерывное пикирование с малым шагом на сейсмограммах после миграции с целью определения остаточной кинематической поправки, которая является представительной для отклонений значений скорости от заданного диапазона величин.
2. Томографическая инверсия в глубинной области для обновления скоростной модели на основе остаточных скоростей кинематических поправок и локального поля углов падения, которое определяется в процессе автоматического пикирования.

Для автоматического пикирования применялся собственный алгоритм компании GXT, основанный на подавлении плоских волн (Claerbout, 1992г.; Hardy, 2003г.). Затем инструмент 3D, задаваемый пользователем и содержащий фрагменты сейсмотрасс для различных точек ОГТ и удалений, перемещался по кубу данных. В каждом положении рассчитывались 2 угла наклона (по удалениям и осям ОГТ), которые обеспечивают снижение диапазона амплитуд методом наименьших квадратов. Также определялась точность и качество расчетных значений. По результатам пикирования была рассчитана область углов наклона 3D и остаточ-

ная кинематическая поправка.

В качестве побочного результата при автоматическом пикировании был получен суммарный разрез с учетом остаточной кинематической поправки. По суммарному разрезу определяется правильность подбора остаточной кинематической поправки в процессе подготовки к томографическому обновлению.

После автоматической пикировки в программу томографического анализа была введена остаточная кинематическая поправка и замеры диапазона угла падения с учетом баллов по качеству автоматической пикировки. Далее было построено томографическое уравнение, которое позволяет минимизировать значения остаточной кинематической поправки (сглаживание сейсмограмм и правильное расположение данных). На различных этапах этого итеративного процесса выполняются различные мероприятия по контролю качества данных при автоматической пикировке и томографических построениях.

В результате мероприятий по контролю качества для обновления значений скоростей были получены сейсмограммы до и после обновления, суммарные разрезы и сетки остаточных погрешностей по глубинам. Наиболее эффективным мероприятием контроля качества для куба 3D является отображение остаточных глубинных погрешностей в трехмерном массиве данных, в котором легко прослеживаются зоны с нулевой погрешностью определения глубин (Hardy, 2003г.). Кривые остаточных погрешностей определения глубин для исходной и результирующей версий модели показаны на Рис. 2 (см. далее). На Рис. 3 показано

наложение скоростной модели на сейсмический куб. Такой метод проверки является весьма эффективным для определения соответствия скоростных поправок геологическим характеристикам разреза.

По окончании построения модели была выполнена глубинная миграция данных 3D до суммирования на основе алгоритма Кирхгофа с целью сохранения исходных амплитуд. В процессе глубинной миграции был выполнен перенос всех сейсмограмм на сетку 25 м * 25 м.

Для сглаживания остаточных кинематических поправок после окончательной миграции была запущена программа непрерывного автоматического прослеживания. Для полученного массива данных область остаточных скоростей кинематических поправок была равномерно распределена по сетке 100 м x 100 м.

После проведения спектрального анализа просуммированных данных было выполнено спектральное профилирование зависящим от времени методом с целью максимального увеличения диапазона удельных частот данных и ограничения количества помех. На Рис. 4 показаны суммарные разрезы по ближним и дальним трассам в районе исследуемых продуктив-

ных зон месторождения Mac Culloch (Мак-Куллох).

Геолого-физическая характеристика коллектора

В периметре месторождения MacCulloch (Мак-Куллох) на расстоянии 12 км к северо-востоку от месторождения Brenda, специалисты компании Conoco выделили сейсмическую характеристику, соответствующую кровле коллектора, и определили данную характеристику как аномалию зависимости амплитуды (отражения) от удаления, относящуюся к аномалиям класса III (небольшой амплитудный минимум – ближняя трасса, значительный амплитудный минимум – дальняя трасса) (Скорер и др. (Scorer, et al), 2003г.). Скорер утверждает, что данная методика позволяет с достаточной степенью уверенности говорить о наличии нефти в разрезе с очевидным прослеживанием ВНК. Добыча нефти и насыщение порового пространства водой вместо извлеченной нефти приводит к получению «более четкого» отражения от кровли коллектора, причем в разрезе по дальним трассам наиболее четко прослеживаются эффекты периодических наблюдений. Специалисты установили, что структурное замыкание не объясняет причин возникновения ловушки на месторождении MacCulloch (Мак-Куллох) и основной механизм образования ловушки – стратиграфический. Признаки стратиграфической ловушки проявляются со всей очевидностью на картах импеданса по AVO, на которых отчетливо прослеживаются зоны, где исчезают признаки наличия нефтенасыщенности. Аналогичную аномалию наблюдали специалисты Oilexo в пределах месторождения Brenda.

Здесь данные разделены на два частично просуммированных разреза (0-25° и 25-50°), которые анализируются отдельно. На сейсмограммах наблюдаются систематические изменения амплитуды с удалением. Изменения становятся еще более очевидными в случае применения фильтров. Кроме того, амплитудные изменения в целом соответствуют сейсмическим характеристикам, прогнозируемым на основе скважинных данных. На данном этапе была выполнена отбивка кровли горизонта Болдер (Balder) и кровли мелового горизонта. Отбивка кровли коллектора также желательна, но в данном случае прослеживание кровли считается неэффективным с практической точки зрения, т.к. в процессе моделирования и последующей привязки горизонтов по скважинам установлено, что возможно изменение полярности данных по ближним и дальним трассам в зависимости от показателей пористости и

насыщенности. Более того, в связи с изменением мощности песчаника отбивка кровли продуктивного горизонта усложняется.

Мы также выполнили построение карт осредненных абсолютных амплитуд с шагом 50 мс до

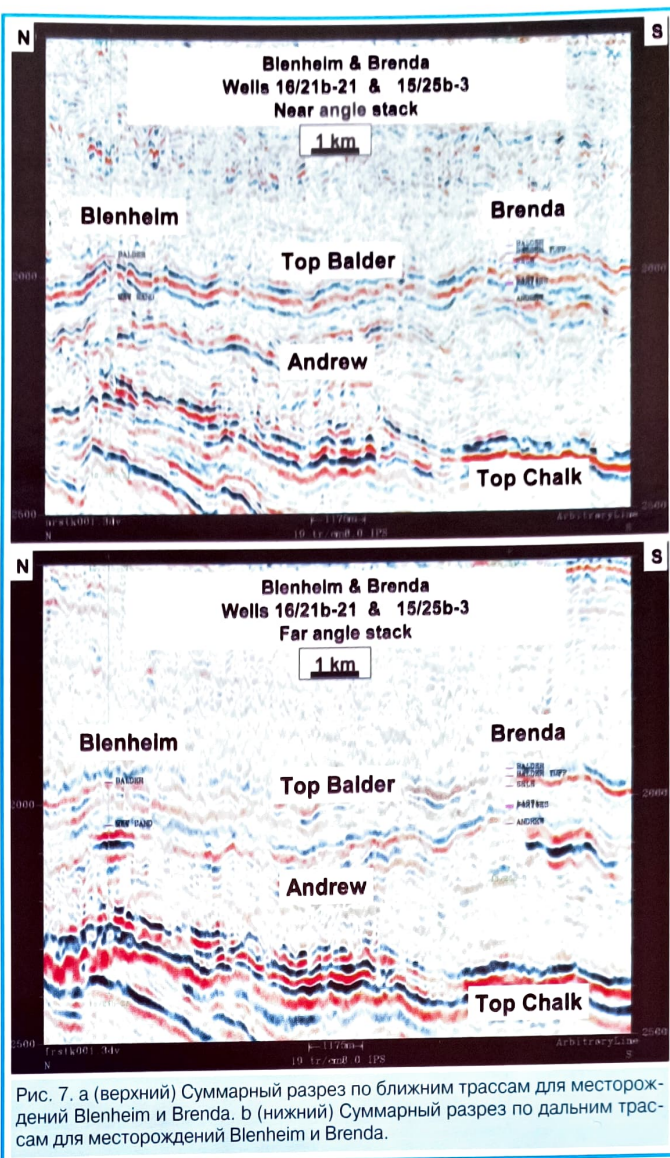


Рис. 7. а (верхний) Суммарный разрез по ближним трассам для месторождений Blenheim и Brenda. б (нижний) Суммарный разрез по дальним трассам для месторождений Blenheim и Brenda.

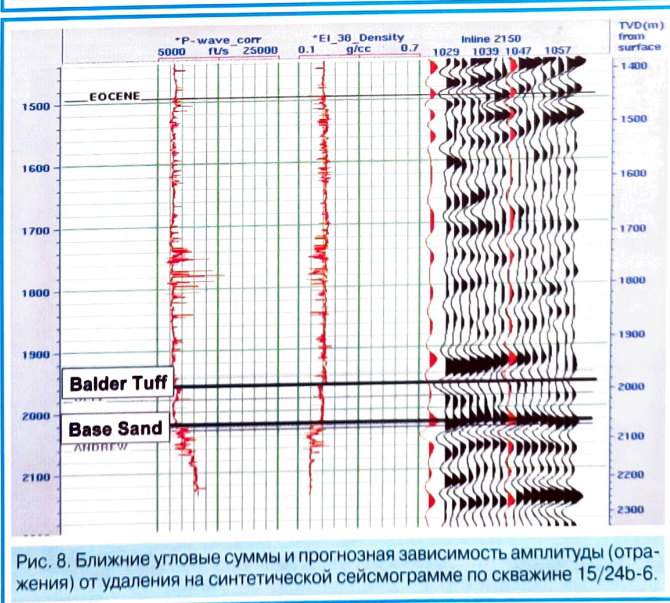


Рис. 8. Ближние угловые суммы и прогнозная зависимость амплитуды (отражения) от удаления на синтетической сейсмограмме по скважине 15/24b-6.

«ВСТРЕЧИ НА ВОЛГЕ»: ПО МАТЕРИАЛАМ КОНФЕРЕНЦИИ РАБОТЫ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ

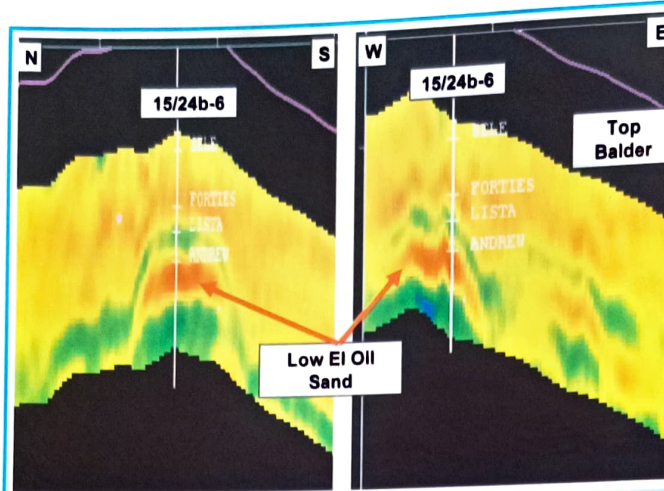


Рис. 9. Сейсмическая инверсия дальних угловых сумм по инлайнам и кросс-лайнм через скважину 15/24b-6 на месторождении MacCulloch. Скважина вскрывает зону аномалии E1.

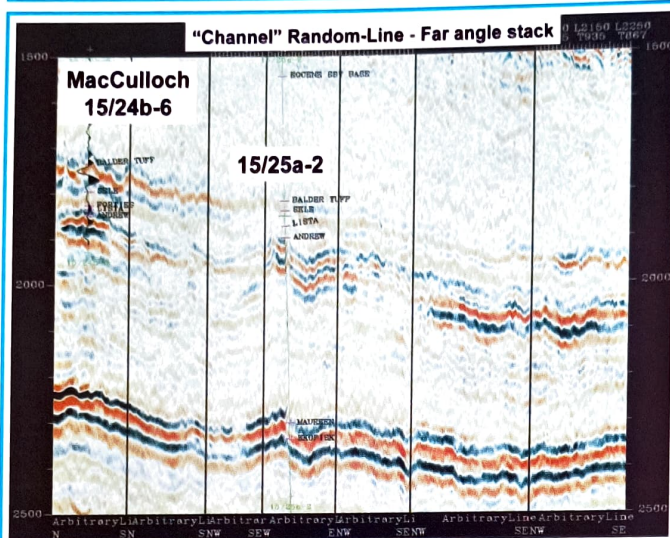


Рис. 10. Суммарный разрез по дальним трассам для случайного профиля, расположенного вдоль русла. Положение скважины №15/25a-2.

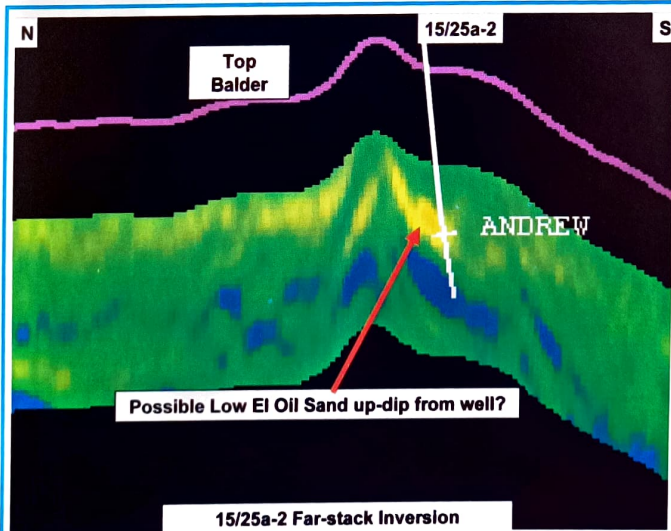


Рис. 11. Инверсия акустических жесткостей на суммарном разрезе по дальним трассам по руслу, проходящему через ликвидированную скважину 15/25a-2. Скважина вскрывает нижний участок аномалии E1 по падению пластов.

200 мс в разрезе под кровлей горизонта Болдер (см. Рис. 5). На суммарных разрезах по ближним

дальним угловым суммам (см. 8, скв. 15/24b-6).

и дальним трассам хорошо прослеживается основное меандрирующее русло с юго-восточным простиранием, берущее начало на месторождении MacCulloch (Мак-Куллох). На суммарном разрезе по дальним трассам продуктивные зоны обоих месторождений (MacCulloch и Blenheim) отображаются в виде светлых пятен/аномалий. Кроме того, светлые пятна наблюдаются в области основного русла, в частности в районе, расположенном к западу и югу от скважины №15/25b-3. Для месторождения MacCulloch (Мак-Куллох) аномалии на суммарных разрезах по дальним трассам, показанные на примере отдельных сейсмопрофилей, приводятся на Рис. 6, а для месторождений Blenheim и Brenda – на рис. 7.

Определение формы импульса и привязка к скважинным данным

Инверсия сейсмических данных используется для расчета куба акустического импеданса по сейсмическим данным. В свою очередь инвертированный куб акустического импеданса позволяет достаточно хорошо оценить свойства пород, что приводит к получению более точных характеристик коллекторов. Стандартные сейсмические данные, представляющие собой отражения от границ пород, можно смоделировать путем свертки свойств горных пород в разрезе (по вертикали) в виде сейсмического импульса с некоторой долей шума. Для проведения инверсии при обратном пересчете сейсмических данных в свойства пород требуется определить форму импульса. Таким образом, была проанализирована частотная составляющая как ближних, так и дальних угловых сумм с последующим выделением импульса.

Затем, для построения синтетических сейсмограмм в местах расположения скважин наряду с данными каротажа и сейсмокаротажа были получены ближние угловые суммы. Синтетические сейсмограммы достаточно хорошо совпадают с данными ближних угловых сумм на обеих скважинах месторождения MacCulloch (Мак-Куллох). Отмечается, что выделение тонких песчаных тел по имеющимся данным не возможно из-за ограничений в разрешающей способности, однако можно выделить более мощные слои песчаника, что было сделано в скв. 15/24b-6. С помощью AVO-моделирования было получено прогнозное изображение по

Сейсмическая инверсия ближних и дальних угловых сумм

Для проведения инверсии, кроме формы импульса и сейсмических данных, еще одним ключевым входным параметром является модель фонового импеданса. Это необходимо для оценки абсолютного импеданса, поскольку сейсмические данные не содержат информации в области низких частот (<5 Гц). Такая модель строится путем интерполяции соответствующих кривых ГИС по участку на основе прокоррелированных горизонтов с последующим сглаживанием полученной модели таким образом, чтобы остались только те частоты, которые находятся вне диапазона сейсмических данных. Модели были построены с использованием данных ГИС в интервале E15 для ближних угловых сумм инверсии и E138 для дальних угловых сумм. С целью получения более точной модели эоценовых пород в дополнение к горизонтам в кровле меловой формации и формации Болдер был прокоррелирован горизонт вблизи олигоцена.

Следует отметить, что для проведения инверсии было принято базовое положение о том, что скважинные данные адекватно отражают изменения свойств пород по всему участку. В нашем случае в распоряжении имелись данные только по трем скважинам, что ограничивало контроль построений. Здесь отсутствует достаточное количество доказательств о значительных систематических изменениях свойств пород по площади, однако, не стоит полностью сбрасывать со счетов наличие подобного рода изменений, учитывая небольшое количество скважин на участке.

AVO импеданс является атрибутом, который служит для оптимизации выделения коллекторов, содержащих углеводороды, при совместном использовании дальних и ближних значений импеданса. Основным принципом здесь является использование двух кубов с целью исключения качественных элементов коллекторов по характеристикам импеданса таким образом, чтобы остающейся характеристикой был только уровень насыщения углеводородами.

Результаты инверсии

Как известно, присутствие углеводородов и другие аномалии наиболее четко видны на кубе дальнего импеданса и с учетом потенциальных проблем по кубу AVO импеданса из-за неточностей в кубе ближних угловых сумм, усилия по интерпретации были сосредоточены на дальнем импедансе. На рисунке 9(а, в) в скважине 15/24b-6 отмечаются низкие значения E138, где ясно видна аномалия в зоне нефтенасыщения. Заметим, что временной интервал сейсмических данных был сведен к интервалу, включающему известные коллекторы, что помогает в проведении интерпретации и при визуализации.

На рисунке 10 показан разрез через скважи-

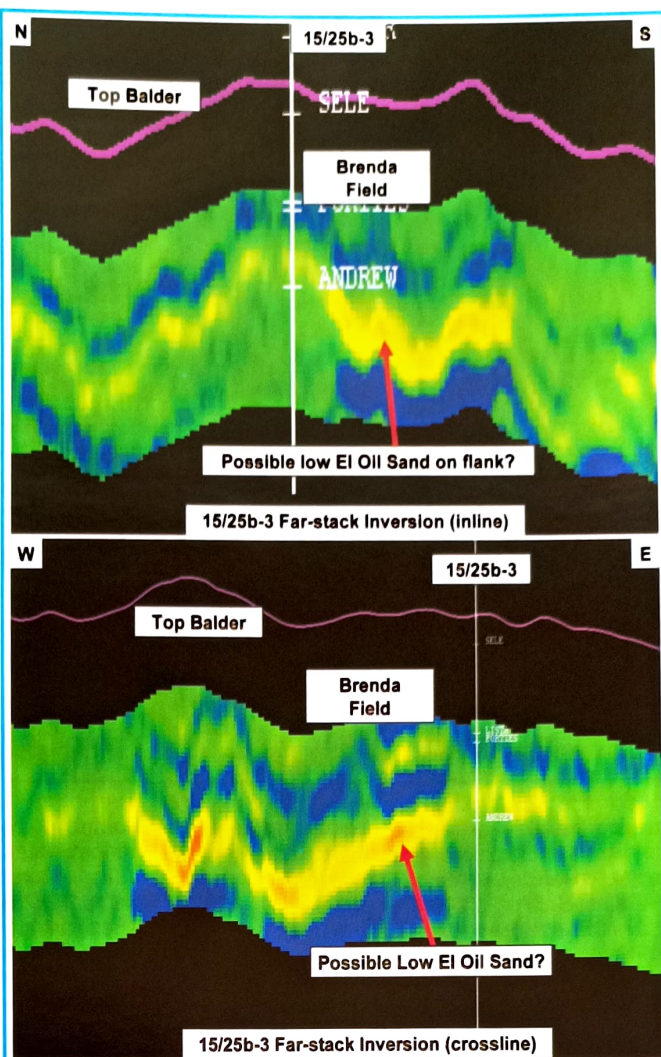


Рис. 12. а (верхний) Инверсия акустических жесткостей на суммарном разрезе по дальним трассам по инлайну с простираением с севера на юг вдоль русла. Скважина №15/25b-3 компании Сопосо (с притоком УВ) пробуренная в районе аномалии E1. Аномалия E1 соответствует новому месторождению Brenda. б (нижний) Инверсия акустических жесткостей ближних угловых сумм по кросслайну с простираением с запада на восток в районе русла.

ну 15/25a-2, а на рисунке 11 - соответствующие результаты по расчету EI в районе скважины, где отмечается зона с пониженными значениями EI по восстанию пласта при удалении от скважины, наличие которой может свидетельствовать о том, что скважина вскрыла край залежи. На рисунке 12 (а, в) приведены результаты по E138 для новой скважины 15/24b-6. Отмечается, что старая скважина 15/25b-3 удалена от области с основными признаками наличия углеводородов. Хотя фоновые значения E138 повышаются в направлении от скважины 15/24b-6 к скважине 15/25a-2, может оказаться, что низкие значения E138 в скважине 15/24b-6 в связи с присутствием нефти, чрезмерно снижают фоновые значения E138 в западной части куба, что можно объяснить отсутствием контрольных точек по водонасыщенному песчанику. Наличие потенциальных проблем, подобных описанным выше, показывает, что при интерпретации результатов инверсии всегда следует принимать во внимание процесс проведения инверсии.

Анализ результатов с помощью пакета 3D визуализации позволяет оценить площадное распространение тех частей системы песчаных каналов, которые обладают углеводородным потенциалом. «Отключение» всех вокселей со значения-



«ВСТРЕЧИ НА ВОЛГЕ»: ПО МАТЕРИАЛАМ КОНФЕРЕНЦИИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ

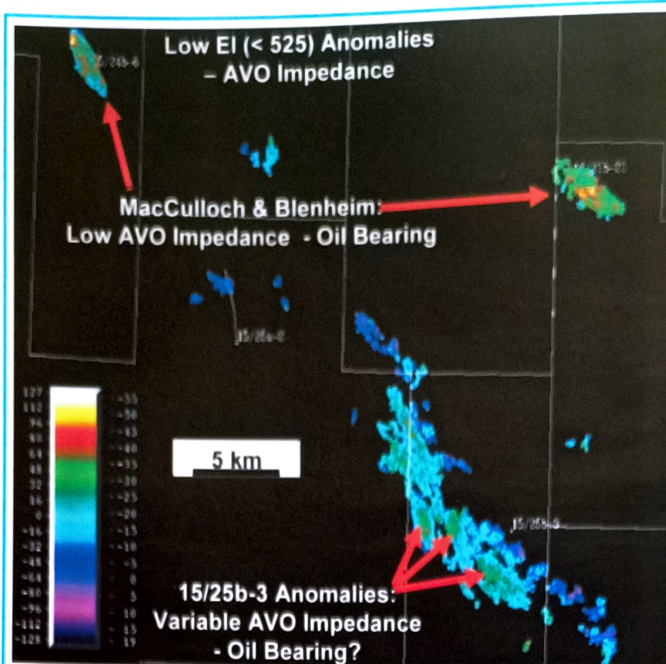


Рис. 13. Результаты инверсии акустических жесткостей дальних угловых сумм. Пространственный элемент куба отрегулирован на отображение только значений EI менее 525. Отчетливо прослеживается русло и месторождения MacCulloch и Blenheim.

ми больше 525 (г/см³)*(м/с) (рис. 13) позволяет показать тела с низкими значениями EI38 в пределах участка. Выделяются основные элементы в виде крупной серии тел, залегающих вдоль канала в направлении на юго-восток от скважины 15/25a-2, а также еще одно тело, представляющее месторождение Blenheim (Бленхейм). Присутствие тела месторождения Blenheim (Бленхейм) является важным моментом при тестировании метода «вслепую», так как в этом случае скважинные данные по месторождению не использовались. Оба месторождения MacCulloch (Мак-Куллох) и Blenheim (Бленхейм) выделяются низкими значениями AVO импеданса, что подтверждает использование этой характеристики в качестве признака нефтеносных песчаников. AVO импеданс для остальных тел изменяется от значений, показывающий присутствие нефти, до значений, которые являются более характерными для водонасыщенных песчаников, как ожидается по относительному уровню EI15 и EI38, указанному выше. Однако это может быть связано с недостаточно надежной оценкой EI15 или с уменьшением мощности песчаников, а не фактическим различием в изменении содержания флюидов. Очевидно, что дальнейшее повышение разрешающей способности данных позволит снизить неопределенность, связанную с ограниченной толщиной песчаника, кроме того, комплексирование с результатами бурения на основе запланированной программы поможет уточнить описание песчаников в пределах блока.

Заключение

Тщательная предварительная обработка с целью удаления шума и кратных волн помех, а также точность построения скоростной модели и 3Д глубинных построений до суммирования позволило получить куб данных, пригодных для точного AVO и EI анализа.

Полученные результаты демонстрируют характеристические и аномальные низкие значения акустических жесткостей для дальних угловых сумм (соответствующие палеоценовым песчаникам, насыщенным углеводородами) в пределах осадочного канала, залегающего к

юго-востоку от месторождения MacCulloch (Мак-Куллох). Аналогичная зона с низкими значениями импеданса для дальних угловых сумм наблюдается также в районе структурно приподнятого перспективного участка к северо-западу от скважины 15/25b. Низкие значения акустического импеданса по дальним угловым суммам можно четко привязать к скважинным данным и характеристикам упругих отражений на соседних месторождениях MacCulloch (Мак-Куллох) и Blenheim (Бленхейм), что добавляет уверенности в правильности интерпретации низких значений импеданса как характеристических признаков палеоценовых песчаников, содержащих углеводороды.

Моделирование физических свойств породы для нефтяной скважины 15/25b-3 показало, что проведение AVO анализа и акустической инверсии должно помочь в определении распространения насыщенных углеводородами палеоценовых песчаников.

Анализ результатов показал их нетипичную однозначность при наличии превосходного контроля и калировки по данным скважин на месторождениях MacCulloch (Мак-Куллох) и Blenheim (Бленхейм), а также хорошего качества сейсмических данных. Поэтому маловероятно, что низкое значение импеданса EI38 для некоторых тел не указывает на наличие нефтеносных песчаников, что в свою очередь должно предполагать существование стратиграфических ловушек для большинства выделенных тел.

Литература

1. Claerbout, J.F. [1992]. Earth Soundings Analysis PVI, Blackwell Scientific Publications.
2. Connolly, P. [1999]. Elastic impedance. The Leading Edge, April, 438-452.
3. Hardy, P.B. [2003]. High resolution tomographic MVA with automation. SEG/EAGE summer research workshop, Trieste.
4. Jones, I.F. [2003]. A review of 3D preSDM velocity model building techniques First Break, v21, No.3, pp45-58.
5. Jones, I.F., Fruehn, J. [2003]. Factors affecting frequency content in 3D preSDM imaging. The Leading Edge, v22, No.2, pp128-134.
6. Sroger, 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.
7. Simm, R.W., Kemper, M., Deo, J. [2002]. AVO Impedance: A new attribute for Fluid and Lithology Discrimination, Petex Conference, London.
8. 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.

Благодарности

Авторы выражают признательность компании «Oilenco North Sea Ltd» за разрешение воспользоваться материалами компании. Особую благодарность хотелось бы выразить нашим коллегам из компаний Oilenco, Ikon Science, Troy-Ikoda и GXT за помощь и содействие при подготовке данной работы.