

Сочетание усовершенствованной системы наблюдения, обработки, скоростной модели и миграции для построения сейсмических изображений в районах с интенсивной соляной тектоникой

© А. Н. Тяпкина¹, Ю. К. Тяпкин², Е. Ю. Тяпкина³, 2017

¹ЗАО «Концерн Надра», Киев, Украина

²ООО «Юг-Нефтегазгеология», Киев, Украина

³Компания Weatherford, Осло, Норвегия

Поступила 13 февраля 2017 г.

Різноманітні типи пасток вуглеводнів, пов'язаних з інтенсивно розвиненими соляними тілами, не можуть бути надійно закартовані і потім успішно розвідані бурінням без попереднього отримання адекватних сейсмічних зображень. Показано, що подібні зображення можуть бути отримані тільки в результаті синергічного поєднання найдосконаліших варіантів системи спостереження, обробки, швидкісної моделі і міграції як елементів технології в цілому. На цей час такими найпрогресивнішими елементами є широко- і повноазимутальні системи спостереження, похила трансверсально-ізотропна модель швидкості, міграція у зворотному часі та спеціальні процедури обробки, що сприяють підвищенню ефективності цього методу. Підтвердженням слугують практичні приклади, продемонстровані у статті.

Ключові слова: сейсмічне зображення, система спостереження, швидкісна модель, обробка інформації.

*Посвящается 90-летию со дня рождения
(3 марта 1927 г.) выдающегося геофизика и
основателя геофизической династии
Константина Федоровича Тяпкина*

Введение. Эта статья — третья в серии обзорных работ по использованию современных методов миграции при построении сейсмических изображений для выявления и картирования ловушек углеводородов в районах с интенсивной соляной тектоникой. В первой статье [Тяпкина и др., 2014] были проанализированы разнообразные типы ловушек углеводородов, связанных с соляными куполами в Днепровско-Донецкой впадине.

Кроме того, была дана классификация методов построения сейсмических изображений. На примерах из других седиментационных бассейнов показаны преимущества миграции до суммирования, учета многолучевого распространения сейсмической энергии и использования обменных волн при построении изображений приштоковых объектов. Особое внимание было уделено миграции в обратном времени. Эта прогрессивная технология, в отли-

чие от традиционных схем, допускает распространение волн в двух направлениях при их продолжении как от источников, так и от приемников. Такой подход успешно используется для изображения субвертикальных границ, что практически нельзя сделать классическими методами. Во второй статье [Тяпкина и др., 2015] обоснована необходимость подбора адекватной скоростной модели для эффективного построения сейсмических изображений. Было показано, что для решения этой задачи успешно используются лучевая томография, сканирование временных задержек изображения и полноволновая инверсия — наиболее перспективный и интенсивно развивающийся в настоящее время метод. Особая роль в этой статье отведена необходимости учета анизотропии скорости как очень важного фактора в процессе построения сейсмических изображений. Была показана важность выбора максимально реалистичной модели из того набора вариантов, которые на данном этапе развития метода эффективно описывают этот феномен. Наиболее широко распространенной среди них является трансверсально-изотропная модель с наклонной осью симметрии, соответствующая наклонному залеганию циклических осадков. Такая модель требует дальнейшего усложнения вблизи соляных штоков и в зонах тектонических нарушений, где напластование осложнено соответственно радиальной и приразломной трещиноватостью пород. Предположение о пространственной упорядоченности этих трещин и их ортогональности напластованию порождает значительно более сложную модель анизотропии сейсмической скорости, характеризующуюся наклонной орторомбической симметрией.

Данная статья является логическим продолжением двух своих предшественниц. Она предназначена продемонстрировать важность сочетания усовершенствованных вариантов системы наблюдения, обработки, скоростной модели и миграции для эффективного построения сейсмических изображений в районах, осложненных интенсивным галокинезом. Основное внимание в ней будет уделено преимуществам современных широко- и полноазимутальных систем наблюдения, а также специальным приемам обработки, без применения которых самые совершенные процедуры построения сейсмических изображений могут значительно снизить свою потенциальную эффективность. Это демонстрируется на практических примерах из Мексиканского залива, являющегося испытательным полигоном для стремительно развивающихся сейсмических технологий.

Профильные и площадные системы наблюдения. Системы регистрации сейсмических данных могут быть профильными (2D) и площадными (3D). Первые из них весьма несовершенны и явно устарели. Дело в том, что профильная система может регистрировать отражения, порожденные не под профилем, что в дальнейшем приведет к их неправильному позиционированию и изображению. Это схематически демонстрируется на рис. 1, где черными кружками на разрезе изображены следы набора независимых 2D профилей, проходящих над соляным куполом [Houck et al., 1996]. Из-за невозможности учета поперечного наклона отражающих границ при 2D наблюдениях, отражения, полученные от поверхности соли вне вертикальной плоскости, проходящей через профиль, снесются на эту плоскость. Этот про-

цесс порождает ложное, значительно более широкое, чем в реальности, изображение соляного купола.

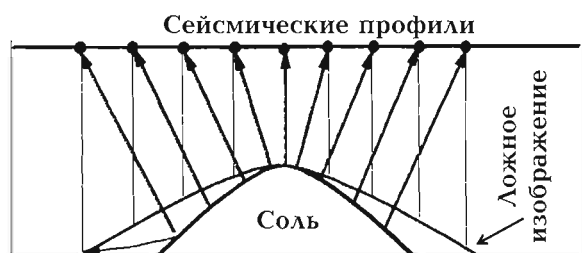


Рис. 1. Схема ложного расширения изображения соляного купола при 2D наблюдениях [Houck et al., 1996].

В то же время объекты, расположенные под профилем, могут породить отраженные волны, не регистрируемые на профиле и поэтому безвозвратно потерянные для обработки и интерпретации. Переместить эти и ранее отмеченные внепрофильные отражения в их истинное положение можно только в результате использования поперечного сноса, что наиболее эффективно выполняется с помощью 3D наблюдений и соответствующей миграции [Мерцій та ін., 2005]. Этот эффект демонстрирует рис. 2 на трех выбранных для анализа профилях 3D съемки, выполненной в районе одного из соляных штоков в Мексиканском заливе [Brown, 2011]. Следы этих профилей на схематическом разрезе изображены черными кружками.

На профиле 180, проходящем над сводом штока, отраженные и дифрагированные волны в основном распространялись в вертикальной плоскости, пересекающей профиль. Поэтому 3D миграция здесь осуществлялась преимущественно вдоль самого профиля. В результате она переместила отражения от границ, крутонаклоненных вблизи

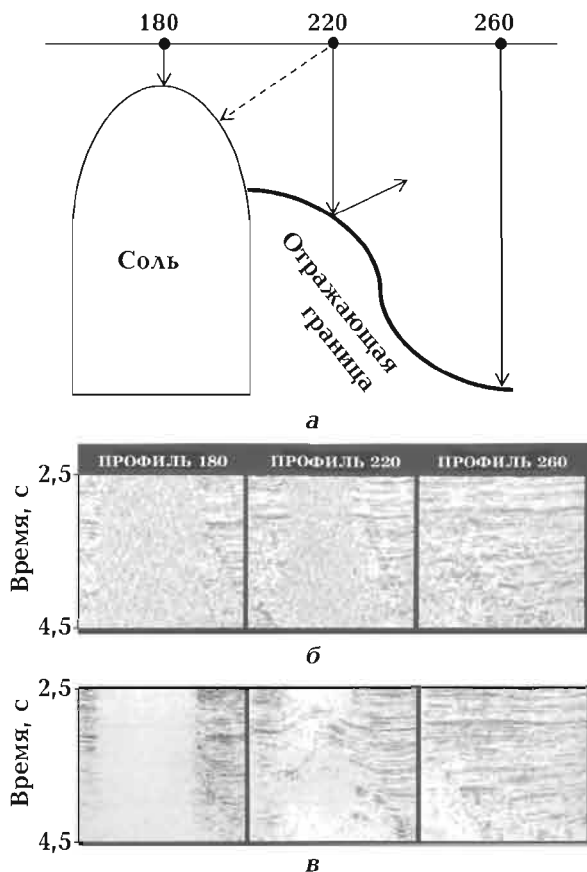


Рис. 2. Схема отражений от поверхности соли и одной из границ в окружающей осадочной толще для трех профилей 3D съемки (а) и сопоставление временных разрезов ОГТ (б) с результатами 3D-миграции вдоль этих профилей (в) [Brown, 2011].

стенки штока, в их истинное положение и тем самым просто сузила изображение штока на разрезе ОГТ.

На профиле 220, проходящем вблизи штока, были зарегистрированы отражения от его склона (пунктирная стрелка). В то же время обозначенные сплошной стрелкой отражения от нижележащих осадочных пород, крутонаклоненных перпендикулярно профилю, ушли в сторону от него. В результате на разрезе ОГТ до миграции возникла расфокусированная зона, которая могла бы быть ложно

проинтерпретирована как изображение склона соляного штока, который в действительности здесь отсутствует. 3D-миграция в этом месте осуществлялась преимущественно поперек профиля. Она переместила отражения от наклонных границ вблизи штока в их истинное положение, устранив ложное изображение соляного тела под этим профилем

На профиле 260, проходящем вдали от штока, кардинальных изменений изображения после миграция не наблюдается, поскольку окружающие шток осадочные породы здесь залегают субгоризонтально.

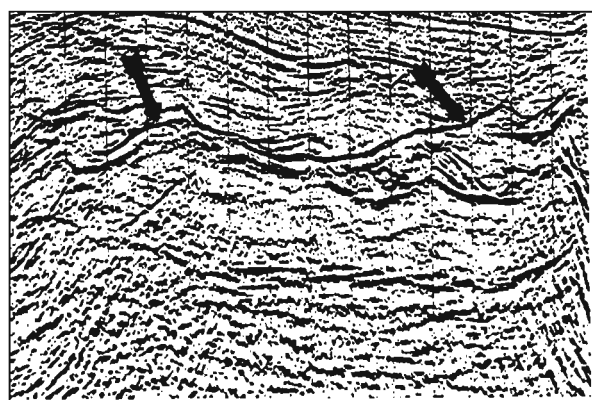
Таким образом, в сложных геологических условиях, вызванных интенсивной соляной и надвиговой тектоникой, сейсморазведка 2D не только исключает возможность получения однозначного изображения среды, но и приводит к результатам интерпретации, принципиально отличающимся от истинной ситуации. Естественный выход из этого сейсморазведчики видели в использовании площадных систем наблюдения и соответствующих типов миграции, что обосновывалось модельными экспериментами [French, 1974]. Однако практическая реализация этой идеи на начальных этапах ограничивалась недостаточными техническими возможностями. Со временем это препятствие было устранено, и уже в 80 — 90-х годах прошлого столетия наметилась четкая тенденция в замене профильных систем наблюдения площадными [Berkhout, 1992]. В настоящее время большинство ведущих западных сервисных и нефтегазодобывающих компаний практически полностью перешли на 3D наблюдения. Примером может служить всемирно известная компания Shell, которая выполнила первую в мире 3D съем-

ку еще в 1975 г., а с начала 90-х годов прошлого столетия почти полностью отказалась от наблюдений 2D. Для ее специалистов в равной степени не составляет никаких проблем выполнить кондиционную сейсмическую съемку 3D в самых разнообразных и сложных поверхностных условиях [Nestvold, 1992]. В качестве примера можно назвать урбанизированные территории Голландии, включающие нефтеперерабатывающий завод и самый большой в Европе порт г. Роттердама, азиатские и африканские пустыни, горные джунгли Колумбии, рисовые поля Таиланда, болотистую местность в дельте р. Нигер, а также множество площадей в переходной зоне суша—море.

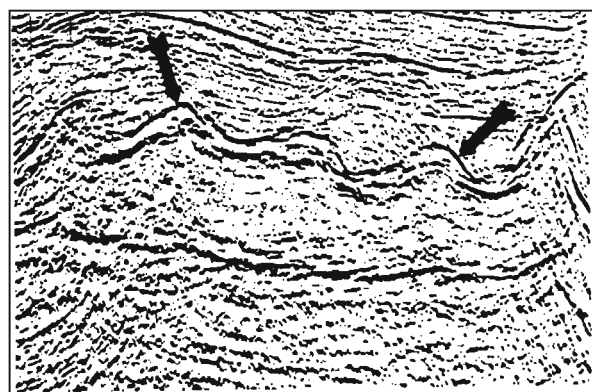
Кроме продемонстрированного учета пространственного сноса отражений, 3D сейсморазведка позволяет более эффективно использовать энергию возбуждаемых колебаний, поскольку при этом волны от одного источника регистрируются не на одном, а на нескольких профилях. Благодаря регулярности наблюдений при этом значительно повышается пространственная прослеживаемость отражений, а также контрастность и надежность картирования границ соляных тел и разрывных нарушений [Мерцій та ін., 2005; Войцицкий и др., 2007]. Кроме того, при одинаковой с 2D наблюдениями кратности перекрытия система 3D позволяет в несколько раз повысить степень подавления разнообразных волн-помех [Козлов и др., 1998].

Отмеченные преимущества 3D наблюдений и соответствующих методов построения сейсмических изображений видны на рис. 3. Здесь на 2D изображении верхняя граница соли сильно искажена отражениями, образовавшимися вне профиля. В результате наблюдается несколько практи-

чески не согласованных между собой отражений, два из которых отмечены стрелками. На разрезе 3D эта граница, также отмеченная стрелками, имеет более четкое, однозначное и хорошо прослеживаемое вдоль профиля изображение за счет площадной миграции энергии, отраженной от поверхности соли, и ее фокусировки в правильном месте.



а

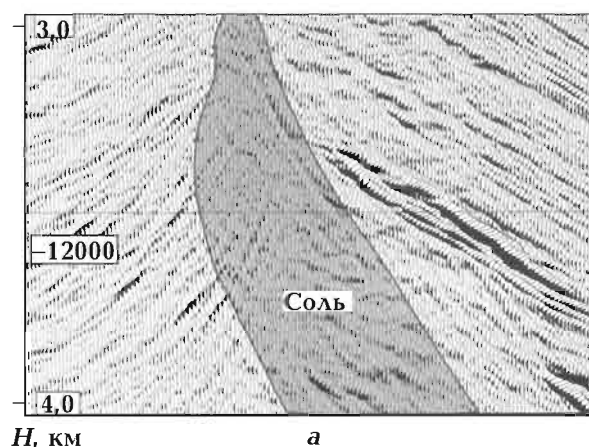


б

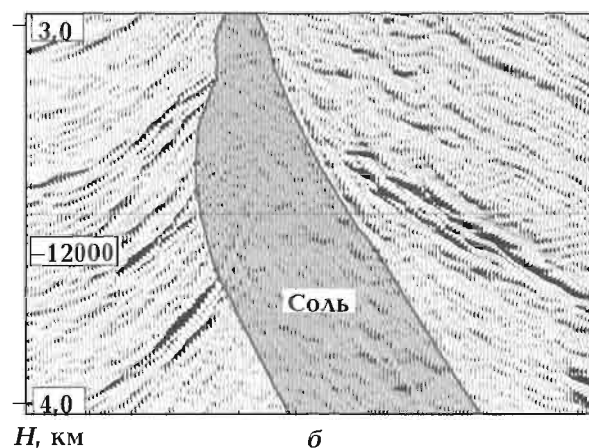
Рис. 3. Сопоставление результатов постстек временной миграции 2D (а) и 3D (б) вдоль одного из профилей в Мексиканском заливе [Ratcliff et al., 1994].

Современная площадная сейсморазведка, начиная с полевых (морских) работ и заканчивая обработкой и интерпретацией полученных данных, яв-

ляется весьма дорогим методом. Однако при правильной организации работ эти затраты с избытком компенсируются ростом эффективности изучения строения и свойств разреза, а также понижением количества неудачно пробуренных скважин, что особенно характерно для площадей со сложным геологическим строением [Nestvold, 1992]. Поэтому технология 3D сейсморазведки постоянно усложняется и совершенствуется.



а



б

Рис. 4. Сейсмические изображения на месторождении Bullwinkle в Мексиканском заливе, полученные по результатам узкоазимутальных 3D наблюдений в двух ортогональных направлениях: инлайн вдоль (а) и поперек (б) изображения [Brown, 2011].

Узко-, широко- и полноазимутальные системы наблюдения. На первых этапах своего развития технология 3D сейсморазведки использовала только узкоазимутальные системы наблюдения. Рис. 4 позволяет сопоставить вдоль одного и того же профиля сейсмические изображения, полученные с помощью узкоазимутальных 3D наблюдений в двух ортогональных направлениях на месторождении в Мексиканском заливе [BROWN, 2011]. Их анализ позволяет сделать вывод, что когда инлайн перпендикулярен изображению, перерывы отражений от осадочных пород на границе соли более резкие, что объясняется меньшим искажающим влиянием соли на распространение сейсмических волн. Таким образом, в условиях сложной перекрывающей толщи качество сейсмического изображения при узкоазимутальных системах наблюдения зависит от простирания профилей относительно изучаемой структуры.

Этот вывод подтверждается результатом анализа рис. 5, демонстрирующего различия в изображениях, полученных на основе узкоазимутальных наблюдений в широтном и меридиональном направлениях на одной из площадей в Мексиканском заливе [Ronen, Fontana, 2006]. Однако в этом случае отдельные элементы изображений, обведенные на рисунке овалами, выглядят лучше на разных вариантах обработки. Предсказать лучший вариант направления узкополосной системы наблюдения при сложном строении перекрывающей толщи практически невозможно.

Отсюда следует, что для создания более широких возможностей получения оптимального варианта изображения необходимо увеличивать диапазон азимутов, под которыми «просматривается» интересующая нас среда, используя для этого много- и широкоазимутальные системы наблюдения. Следует также подчеркнуть, что такая

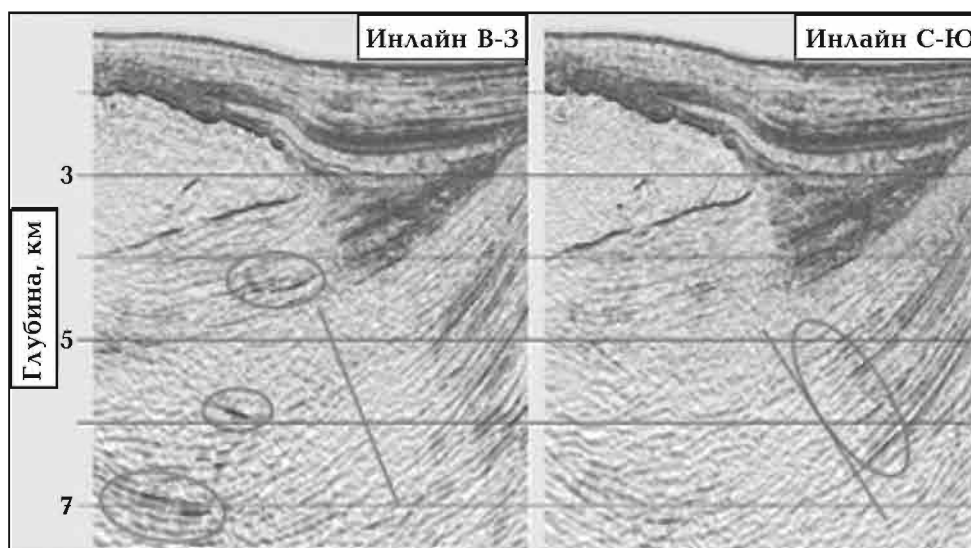


Рис. 5. Сейсмические изображения на площади Garden Banks в Мексиканском заливе, полученные по результатам узкоазимутальных 3D наблюдений в двух ортогональных направлениях [Ronen, Fontana, 2006].

методика понижает вероятность выхода отражений от крутопадающих границ за пределы пространственной полосы наблюдения [Воскресенский, 2006]. Кроме того, узкоазимутальные системы позволяют зарегистрировать и в дальнейшем использовать для получения сейсмических изображений только небольшую долю общей энергии, отразившейся от границ в нижнем полупространстве. Например, при современных морских работах из-за относительно узкой пространственной полосы регистрации эта доля составляет 5—10 %. Поэтому любая форма расширения диапазона используемых при 3D наблюдении азимутов увеличивает этот показатель, обеспечивая в совокупности с другими отмеченными факторами несомненные преимущества широкоазимутальных систем наблюдения над узкоазимутальными аналогами.

Это подтверждает рис. 6 на примере одной из площадей в Мексиканском заливе, где параллельно судну-источнику плыли суда-приемники с наборами кос (стримеров) в полосе длиной 9000 м и шириной 1200 м [Кароог et al., 2007]. Использование разного количества таких судов обеспечило разные максимальные значения поперечного выноса и соответствующего диапазона азимутов наблюдения. На рисунке отчетливо видно улучшение качества сейсмического изображения подсолевых границ по мере увеличения азимутальности системы наблюдения.

Преимуществам много- и широкоазимутальных систем наблюдения над узкоазимутальными посвящены многочисленные публикации, например [Whaley, 2006; Huang, Yu, 2009; Rollins et al., 2013].

Дополнительные преимущества над узкоазимутальными поверхностными

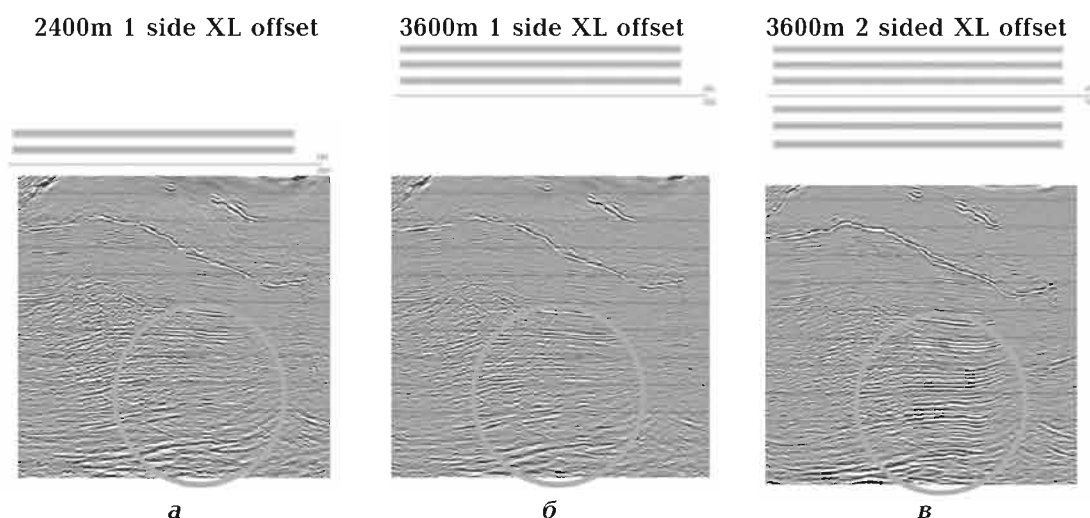


Рис. 6. Улучшение качества сейсмического изображения на одном из профилей в Мексиканском заливе по мере увеличения азимутальности наблюдений, которая характеризуется максимальным значением поперечного выноса: односторонний 2400 м (а), односторонний 3600 м (б) и двусторонний 3600 м (в) [Кароог et al., 2007].

наблюдениями на море обеспечивают широкоазимутальные системы с использованием донных станций, поскольку эти устройства свободны от некоторых типов помех, осложняющих работу со стримерами [Merry et al., 2013; Merry, Sturup-Toft, 2014]. К тому же такая методика может быть единственным выходом из ситуации, когда поверхностные препятствия (например, разведочные и эксплуатационные скважины) исключают возможность широкоазимутальных наблюдений со стримерами.

При сложном строении перекрывающей соляной толщи даже широкоазимутальные наблюдения не гарантируют получение адекватного изображения подсолевых границ. Это вынуждает применять полноазимутальные системы наблюдений, которые становятся все более популярными при работах на суше и в море. Помимо максимального благоприятствования последующему построению сейсмических изображений сложнопостроенных сред не-

обходимо отметить некоторые другие аспекты их применения [Левянт и др., 2009]:

- полноазимутальные системы обеспечивают минимальный уровень следов расстановки (footprints);
- стоимость полевых работ с полноазимутальными системами возрастает с увеличением кратности N не резко — пропорционально \sqrt{N} ;
- при равной кратности полно- и узкоазимутальных систем их стоимости при сухопутных работах практически не различаются;
- полноазимутальные системы позволяют получить максимальные значения кратности при заданном ограничении максимального удаления.

Полноазимутальные системы наблюдения прекрасно себя зарекомендовали при морских работах, особенно в сочетании с большими выносами. Это демонстрируется в работе [Li et al., 2014] на нескольких площадях Мексиканского залива, где специальная система наблюдения «в шахматном по-

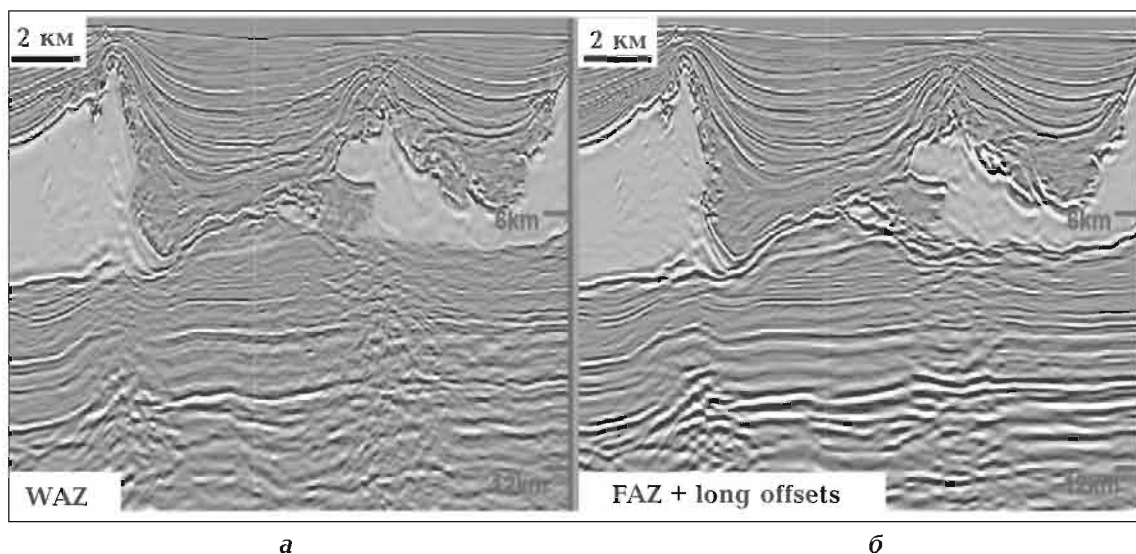


Рис. 7. Сейсмические изображения на площади Keathley Canyon в Мексиканском заливе, полученные в результате широкоазимутальных (а) и полноазимутальных (б) наблюдений с большим удалением [Li et al., 2014].

рядке» обеспечила полноазимутальное покрытие в пределах удалений 10 км и максимальное удаление 18 км в восьми направлениях. Один из этих примеров приведен на рис. 7. При построении обоих изображений здесь использовались одинаковая предварительная обработка и одинаковая наклонная трансверсально-изотропная (ТТИ) модель скорости, параметры которой были получены из полноазимутальных данных с большим удалением. На рисунке видно, что более прогрессивная технология позволяет получить более качественное и геологически осмысленное изображение подсолевой толщи.

Сочетание усовершенствованных систем наблюдения, процедур миграции и скоростных моделей среды. Системы регистрации данных, алгоритмы миграции и скоростные модели среды, используемые для построения сейсмических изображений, постоянно и активно совершенствуются из-за необходимости решать все более сложные разведочные задачи во множестве соленосных осадочных бассейнов мира, каждый из которых характеризуется своими особенностями и степенью деформации пород под влиянием галокинеза. Наиболее успешно такие задачи решаются в результате синергичного сочетания самых совершенных систем наблюдения, процедур миграции и скоростных моделей среды. Примеры такого сочетания демонстрируются ниже.

На рис. 8 показаны результаты миграции на основе волнового уравнения (WEM) узкоазимутальных данных и миграции в обратном времени (RTM) широкоазимутальных данных вдоль одного из профилей в Мексиканском заливе [Xu et al., 2011]. Отметим, что существенное различие возможностей

этих методов при построении сейсмических изображений в условиях интенсивной соляной тектоники рассмотрены в работе [Тяпкина и др., 2014]. Анализ рис. 8 показывает, что более совершенный алгоритм RTM в сочетании с широкой азимутальностью данных позволяет уверенно выделить ножку штока и надежней закартировать отражения от границ в приштоковой зоне. На изображении, полученном после применения менее эффективной процедуры WEM к менее информативным узкоазимутальным данным, это ножка абсолютно не видна, а отражения от прилегающих осадочных пород прослеживаются значительно хуже.

Рис. 9 демонстрирует как один и тот же классический алгоритм миграции Кирхгофа повышает свою эффектив-

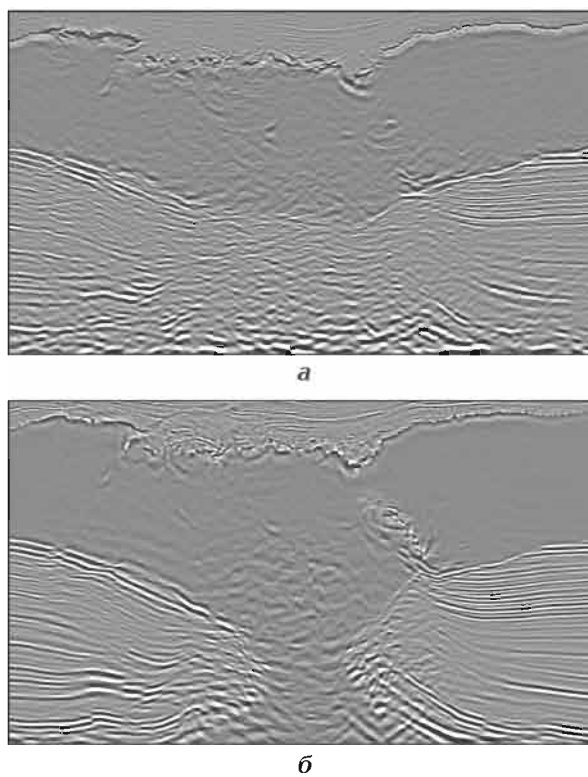
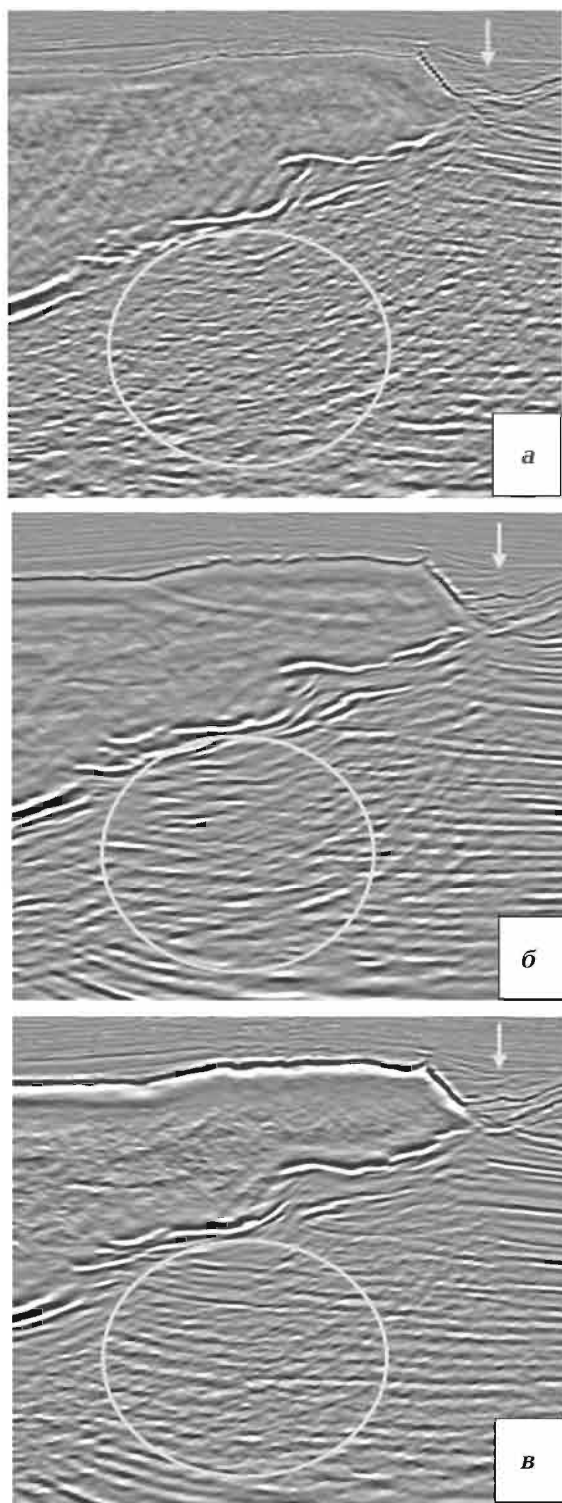


Рис. 8. Результаты WEM узкоазимутальных (а) и RTM широкоазимутальных (б) данных из Мексиканского залива [Xu et al., 2011].



ность по мере использования все более совершенной системы наблюдения и более реалистичной модели анизотропии скорости [Reta-Tang et al., 2011]. Отметим, что преимущества более сложных и реалистичных моделей анизотропии скорости рассмотрены в работе [Тяпкина и др., 2015]. На рисунке видно, что уже в результате увеличения азимутальности системы наблюдения значительно возросло качество изображения подсолевых границ и мини-бассейна у правой кромки соли. Максимальный эффект достигнут при сочетании широкоазимутальных данных с трансверсально-изотропной моделью скорости с наклонной осью симметрии. В этом случае отражения от осадочных пород под соляным навесом минимально искажены помехами и наиболее четко прослеживаются до границы с солью.

Рис. 10 является примером того, что наилучшее изображение контуров соли и окружающих осадочных пород получается в результате совместного использования самых совершенных элементов технологии [Aibaidula et al., 2016]. Это, во-первых, максимально информативная полноазимутальная система наблюдения, во-вторых, RTM — самый прогрессивный в настоящее время алгоритм миграции, в-третьих, весьма реалистичная трансверсально-изотропная скоростная модель с наклонной осью симметрии и, в-четвертых, полноволновая инверсия — самый эффективный метод расчета параметров скоростной модели среды [Тяпкина и др., 2015].

Рис. 9. Повышение эффективности миграции Кирхгофа в Мексиканском заливе при сочетании более совершенной системы наблюдения с более реалистичной моделью анизотропии скорости: *а* — узкоазимутальные данные и трансверсально-изотропная модель скорости с вертикальной осью симметрии (VTI), *б* — широкоазимутальные данные и VTI модель скорости, *в* — широкоазимутальные данные и трансверсально-изотропная модель скорости с наклонной осью симметрии (TTI) [Reta-Tang et al., 2011].

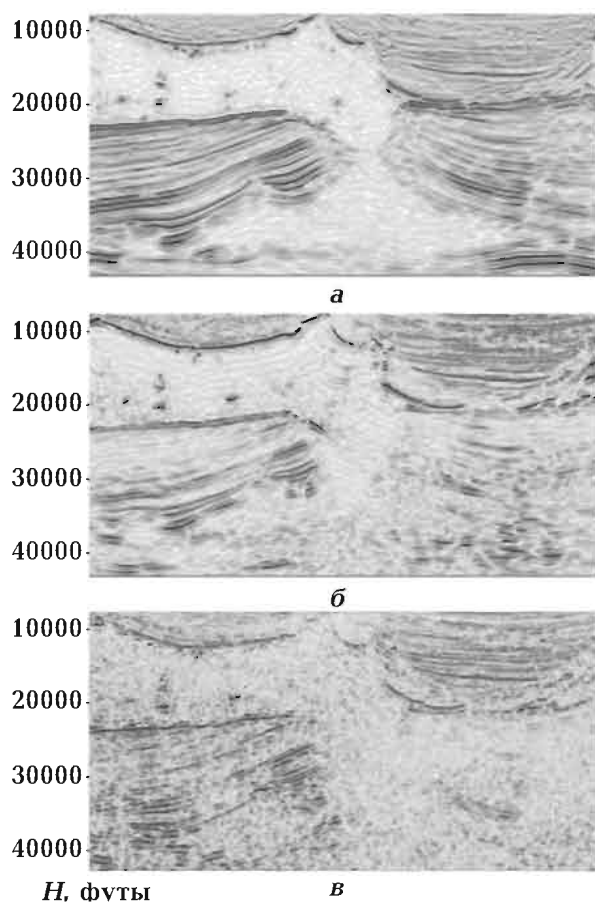


Рис. 10. Сейсмические изображения аллохтонной соли и окружающих осадков на месторождении K2 в Мексиканском заливе, полученные в результате RTM полноазимутальных данных с ТП скоростной моделью, параметры которой были определены с помощью полноволновой инверсии (а), RTM широкоазимутальных данных (б) и престек миграции Кирхгофа узкоазимутальных данных (в) [Aibaidula et al., 2016].

Положительный эффект от сочетания повышенной азимутальности систем наблюдения, усовершенствованных алгоритмов миграции и более реалистичных моделей анизотропии скорости показан также в работе [Swanston et al., 2011].

Специальная обработка данных. Построение сейсмических изображений является ключевым этапом обработки, обеспечивающим основную информацию для последующей структурной

интерпретации. Все предшествующие этапы обработки по существу являются подготовительными и обеспечивают необходимые условия и необходимую информацию для успешного построения сейсмических изображений. Кратко остановимся на наиболее важных из них.

Устранение искажающего влияния сейсмического поглощения. Неупругое поглощение приводит к амплитудным и фазовым искажениям сигнала в процессе его распространения и, как результат, к понижению разрешенности сейсмической записи. Для устранения этого эффекта разработаны разнообразные методы так называемой обратной Q-фильтрации (Q-деконволюции) [Wang, 2006], которая может работать одновременно с миграцией [Wang, 2008]. В результате получаются сейсмические изображения среды почти «идеального» вида с улучшенной разрешенностью и правильным позиционированием в пространстве и времени, что создает благоприятные условия для последующей структурной интерпретации [Kaderali et al., 2007]. Необходимая для функционирования этого метода информация о поглощении может быть получена из скважинных [Kaderali et al., 2007] или поверхностных [Тяпкин, Шадура, 2010; Тяпкин и др., 2011] данных. Положительный эффект от компенсации искажений, вызванных поглощением, показан на рис. 11 [Wang, 2006]. Здесь видно, что применение этого метода повысило разрешенность результирующего изображения и на нем четче проявились тектонические нарушения.

Специфика обработки для успешного применения RTM. Предварительная обработка материалов перед построением сейсмических изображений традиционными методами ориен-

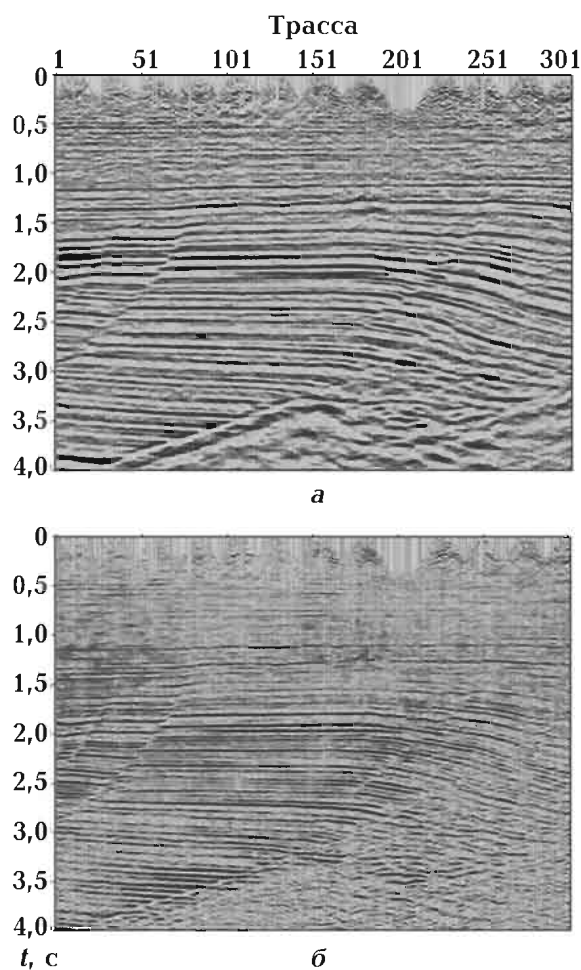


Рис. 11. Результаты миграции без компенсации (а) и с компенсацией (б) сейсмического поглощения [Wang, 2006].

тирована на выделение волн с одним направлением распространения. Более прогрессивная технология RTM допускает и успешно использует отклонения от этой схемы, в частности — распространение волн по двум направлениям при продолжении от источников и приемников [Тяпкина и др., 2014]. Необходимость учета таких сложных схем распространения сейсмических волн предъявляет специальные требования к обработке первичной информации [Jones, 2008]. Традиционная обработка в этом случае может привести к существенному подавлению

полезных волн, распространяющихся по двум направлениям, и значительно ослабить потенциальные возможности RTM. В частности, это порождает ложные многократные изображения («гало») крутонаклоненных стенок соляных тел, существенно препятствующие прослеживанию отражений от осадочных пород вблизи их контакта с солью.

Подавление кратных волн. Одним из основных типов помех, особенно при морских исследованиях, являются разнообразные кратные волны. Рис. 12 демонстрирует, что устранение кратных волн вне и внутри соляного тела значительно улучшает возможности прослеживания его контура.

При морских работах основной вид кратных волн связан с земной поверхностью. Для их подавления используется весьма эффективный метод SRME (Surface Related Multiple Elimination), основанный на анализе рядов обратного рассеяния [Weglein et al., 1997]. Он позволяет предсказать и вычистить кратные волны с использованием только сейсмических записей без априорной информации о скоростной модели среды.

Высокая эффективность этого метода послужила причиной его включения в стандартный набор операций, который в настоящее время широко и успешно используется при изучении подсолевых отложений в Мексиканском заливе [Ma et al., 2011]. Этот набор состоит из 3D варианта SRME, уточнения скоростной модели среды путем сканирования временных задержек RTM (см. [Тяпкина и др., 2015]) и RTM с ТП моделью анизотропии скорости.

Рис. 13 показывает, как после успешного вычитания кратных волн с помощью SRME кардинально изменился преимущественный наклон границ на

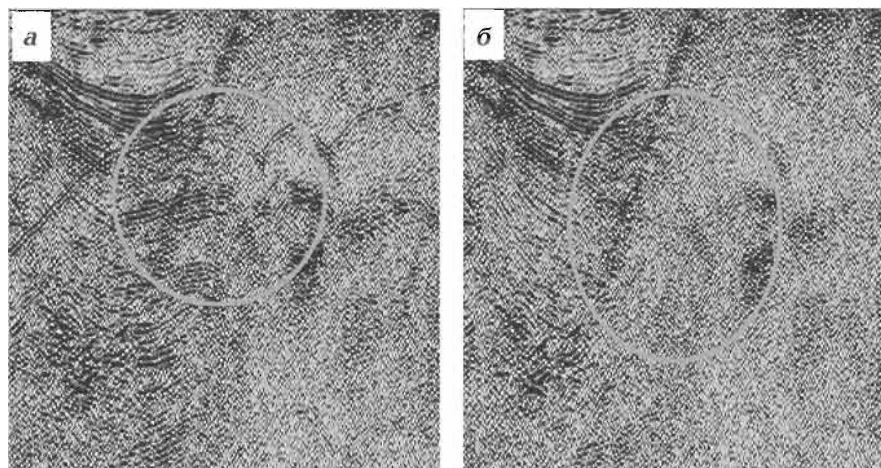


Рис. 12. Сейсмические изображения окрестностей склона соляного тела в Мексиканском заливе без подавления (а) и с подавлением (б) кратных волн [Кароог et al., 2007].

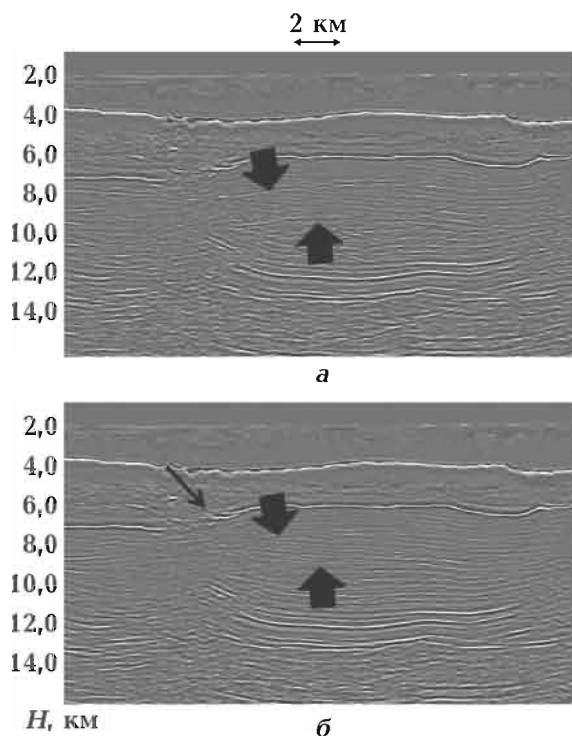


Рис. 13. Результаты миграции широкоазимутальных данных из Мексиканского залива без применения (а) и с применением (б) SRME [Ma et al., 2011].

изображении подсолевой толщи, что в дальнейшем принципиально повлияло на результаты интерпретации [Ma et al., 2011].

Узкоазимутальные сейсмические данные по существу могут быть обработаны только с помощью 2D варианта SRME, а к широкоазимутальным данным целесообразно применять более эффективный 3D вариант этого метода. Если обработанные таким образом широкоазимутальные данные дополнительно подвергнуть более совершенной процедуре миграции, то преимущество над результатом менее совершенной миграции узкоазимутальных данных будет весьма значительным. Это подтверждает рис. 14, на котором качество изображения боковой и нижней кромок соли, а также подсолевой толщи после RTM широкоазимутальных данных, обработанных с помощью 3D SRME, значительно лучше, чем после WEM узкоазимутальных данных, обработанных с помощью 2D SRME.

В зависимости от строения площади сейсмические изображения могут быть сильно искажены разными типами кратных волн. Так, в работе [Abriel, 2015] показан пример ложной антиклинальной структуры, появившейся на изображении подсолевого интервала в результате наложения кратных волн,

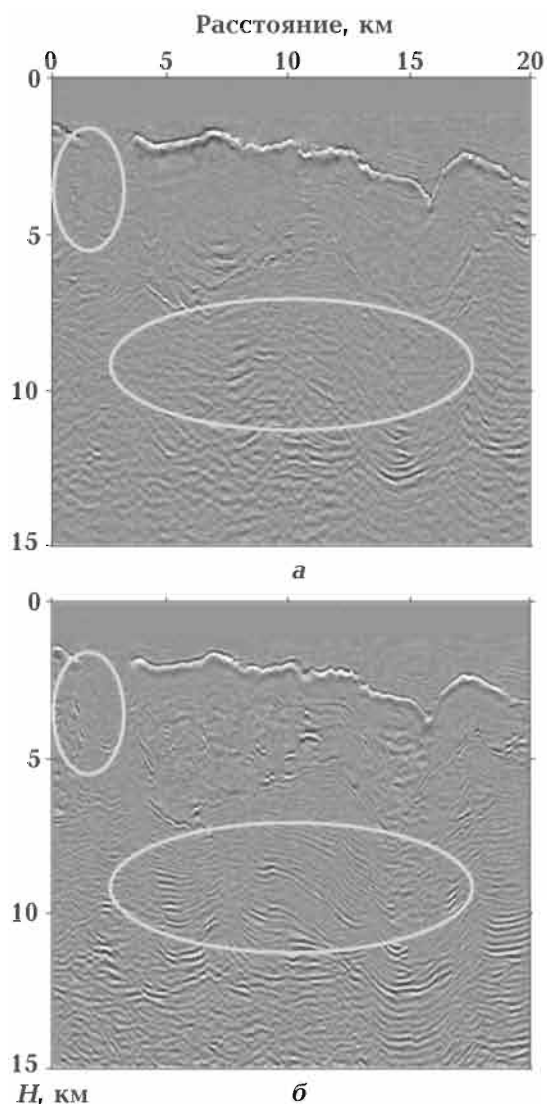


Рис. 14. Результаты WEM узкоазимутальных данных после 2D SRME (а) и RTM широкоазимутальных данных после 3D SRME (б) [Vigh et al., 2011].

которые первоначально отразились от верхней и нижней границ соли, а затем от морского дна и еще раз от верхней границы соли. Моделирование и вычитание этих кратных волн кардинально поменяли изображение подсолевых осадков. В результате ложная антиклиналь была устранена и одновременно

появилась возможность выявить и закартировать положительную структуру на большей глубине. Эта структура в дальнейшем оказалась продуктивной.

Необходимость сочетания самых совершенных элементов для успешной работы технологии построения сейсмических изображений в целом продемонстрирована на примерах из Мексиканского залива. Однако сделанные при этом выводы могут быть с успехом применены и к другим осадочным бассейнам мира, осложненным активным соляным тектогенезом.

Выводы. Разнообразные типы ловушек углеводородов, связанных с интенсивно развитыми соляными телами, не могут быть надежно закартированы и затем успешно разведаны бурением без предварительного получения адекватных сейсмических изображений. Такие изображения могут быть построены только в результате синергичного сочетания самых совершенных вариантов системы наблюдения, обработки, скоростной модели и миграции как элементов технологии в целом. Поэтому в настоящее время на практике все более активно начинают применяться широко- и полноазимутальные системы наблюдения, наклонная трансверсально-изотропная модель скорости, миграция в обратном времени и специальные приемы обработки, способствующие повышению эффективности данного метода. Подтверждением этого служат примеры, продемонстрированные в настоящей статье.

Авторы выражают глубокую благодарность Н. Я. Мармалевскому за консультации и полезные советы, способствовавшие повышению качества данной статьи.

Список литературы

- Войцицкий З. Я., Сигоренко Г. Д., Пархоменко Т. В., Тяпкина А. Н., Хома Р. С. Применение процедур миграции сейсмических записей с учетом современных тенденций развития сейсмического метода разведки. *Геоинформатика*. 2007. Т. 6. № 4. С. 23—30.
- Воскресенский Ю. Н. Построение сейсмических изображений (учебное пособие для студентов). Москва: РГУНГ им. И. М. Губкина, 2006. 116 с.
- Козлов Е., Боуска Дж., Мегвегев Д., Рогенко А. Лучше сейсморазведки 3D — только сейсморазведка 3D, хорошо спланированная. *Геофизика*. 1998. Т. 6. № 6. С. 3—15.
- Левянт В. Б., Рябошапка С. М., Белоусов А. В. О полно- и широкоазимутальных системах наблюдений 3D, применяемых для анализа анизотропии сейсмических характеристик трещиноватых коллекторов. *Технологии сейсморазведки*. 2009. Т. 6. № 3. С. 3—10.
- Мерцый В. В., Полунін О. І., Ренкас Ю. Л., Ренкас В. Л. Сейсморозвідка 3D як головний інструмент структурних побудов в складних сейсмогеологічних умовах. *Геоінформатика*. 2005. Т. 4. № 2. С. 26—31.
- Тяпкина А. Н., Тяпкин Ю. К., Окрепкий А. И. Усовершенствованные методы построения сейсмических изображений при картировании ловушек углеводородов, связанных с соляными куполами. *Геофиз. журн.* 2014. Т. 36. № 3. С. 86—104.
- Тяпкина А. Н., Тяпкин Ю. К., Окрепкий А. И. Адекватная скоростная модель — основа эффективного построения сейсмических изображений при картировании ловушек углеводородов, связанных с соляными куполами. *Геофиз. журн.* 2015. Т. 37. № 1. С. 147—164.
- Тяпкин Ю. К., Шагура А. Н. Обзор методов оценки неупругого поглощения сейсмических волн. *Збірник наукових праць УкрДГПІ*. 2010. Т. 11. № 3—4. С. 178—189.
- Тяпкин Ю. К., Шагура А. Н., Роганов В. Ю. Непрерывная во времени оценка поглощения волн в масштабе сейсмической трассы. *Геофиз. журн.* 2011. Т. 33. № 3. С. 40—53.
- Abriel W. L., 2015. Pitfalls in structural seismic interpretation due to subsalt multiples. *Interpretation* 3(1), SB23—SB27.
- Aibaidula A., Walraven D., Rodriguez A., 2016. Improving the greater K2 area subsalt imaging with advanced seismic acquisition, model building, and imaging technologies — A Gulf of Mexico case study. *The Leading Edge* 35(3), 246—252.
- Berkhout A. J., 1992. Trends in the seismic industry. *J. Seism. Explor.* 1(1), 3—8.
- Brown A. R., 2011. Interpretation of Three-Dimensional Seismic Data (Seventh edition). AAPG Memoir 42, SEG Investigations in Geophysics No. 9, 646 p.
- French W. S., 1974. Two-dimensional and three-dimensional migration of model-experiment reflection profiles. *Geophysics* 39(3), 265—277.
- Houck R. T., House-Finch N. J., Carpenter D. G., Johnson M. L., 1996. Mapping 3-D structure using 2-D seismic. *The Leading Edge* 15(8), 894—903.
- Huang T., Yu B., 2009. Unlocking the potential of WAZ data at the Tonga Discovery with TTI reverse time migration. 79th SEG Annual Meeting, Expanded Abstracts, 532—536.
- Jones I. F., 2008. A modeling study of preprocessing considerations for reverse-time migration. *Geophysics* 73(6), T99—T106.

- Kaderali A., Jones M., Howlett J., 2007. White Rose seismic with well data constraints: A case history. *The Leading Edge* 26(6), 742—754.
- Kapoor J., Moldevaneau N., Egan M., O'Brian M., Desta D., Atakishiyev I., Tomida M., Stewart L., 2007. Subsalt imaging — The RAZ/WAZ experience. *The Leading Edge* 26(11), 1414—1422.
- Li Y., Wu Q., Wang M., Huang T., 2014. Benefits of full-azimuth and ultralong-offset data for subsalt imaging in the deepwater Gulf of Mexico. *The Leading Edge* 33(9), 994—998.
- Ma X., Wang B., Reta-Tang C., Whiteside W., Li Z., 2011. Enhanced prestack depth imaging of wide-azimuth data from the Gulf of Mexico: A case history. *Geophysics* 76(5), WB79—WB86.
- Merry A., Miguel K., Hickman P., 2013. Delineating a sub-salt field in the Central North Sea using high density OBC — A case study from the Culzean development. *75th EAGE Conference, Extended Abstracts*. Paper Tu 07 13.
- Merry A., Sturup-Toft E., 2014. Delineating the Culzean field in the Central North Sea using full azimuth illumination from high density OBC data. *EAGE Workshop on Land and Ocean Bottom — Broadband Full Azimuth Seismic Surveys, Extended Abstracts*. Paper We 06.
- Nestvold E. O., 1992. 3-D seismic: Is the promise fulfilled? *The Leading Edge* 11(6), 12—19.
- Ratcliff D. W., Jacewitz C. A., Gray S. H., 1994. Subsalt imaging via target-oriented 3-D prestack depth migration. *The Leading Edge* 13(3), 163—170.
- Reta-Tang C., Simmons J., Whiteside W., Cai J., Camp R., He Y., 2011. A case study: Improved subsalt imaging through TTI model building and imaging of a WAZ survey in the Gulf of Mexico. *81st SEG Annual Meeting, Expanded Abstracts*, 3943-3947.
- Rollins F. O., Ariston P.-O., Bowling J., Gou W., Ji S., Li Y., 2013. TTI imaging with multi-wide azimuth data — A case study at Mad Dog, GOM. *83rd SEG Annual Meeting, Expanded Abstracts*, 3804—3809.
- Ronen S., Fontana P., 2006. Wide- and multi-azimuth acquisition: Issues and answers. *World Oil* 227(7), 217—224.
- Swanston A. M., Mathias M. D., Barker C. A., 2011. Wide-azimuth TTI imaging at Tahiti: Reducing structural uncertainty of a major deepwater subsalt field. *Geophysics* 76(5), WB67—WB78.
- Vigh D., Kapoor J., Moldoveanu N., Li H., 2011. Breakthrough acquisition and technologies for subsalt imaging. *Geophysics* 76(5), WB41—WB51.
- Wang Y., 2006. Inverse-Q filter for seismic resolution enhancement. *Geophysics* 71(3), V51—V60.
- Wang Y., 2008. Inverse-Q filtered migration. *Geophysics* 73(1), S1—S6.
- Weglein A. B., Gasparotto F. A., Carvalho P. M., Stolt R. H., 1997. An inverse-scattering series method for attenuating multiples in seismic reflection data. *Geophysics* 62(6), 1975—1989.
- Whaley J., 2006. The sub-salt imaging challenge. *GeoExPro* 4, 26—28.
- Xu Q., Li Y., Yu X., Huang Y., 2011. Reverse time migration using vector offset output to improve subsalt imaging — A case study at the Walker Ridge GOM. *73rd EAGE Conference, Extended Abstracts*. Paper G023.

Combination of improved acquisition system, processing, velocity model and migration for seismic imaging in areas of intense salt tectonics

© A. N. Tiapkina, Yu. K. Tyapkin, E. Yu. Tiapkina, 2017

Various types of hydrocarbon traps associated with intensively developed salt bodies cannot be reliably delineated and then successfully explored by drilling without first obtaining adequate seismic images. This paper shows that such images can only be obtained by a synergic combination of the most advanced options for acquisition system, processing, velocity model and migration as elements of technology as a whole. Currently, such most progressive elements are wide- and full-azimuth acquisition systems, tilted transversely isotropic velocity model, reverse time migration and special processing techniques that enhance the effectiveness of this method. This is substantiated by the actual data examples demonstrated in this paper.

Key words: seismic image, data acquisition system, velocity model, data processing.

References

- Voytsitskiy Z. Ya., Sidorenko G. D., Parkhomenko T. V., Tiapkina A. N., Khoma R. S., 2007. Application of seismic data migration according to modern trends in the development of the seismic method. *Geoinformatika* 6(4), 23—30 (in Russian).
- Voskresenskiy Yu. N., 2006. Seismic image building (tutorial for students). Moscow: Gubkin University, 116 p. (in Russian).
- Kozlov E., Bouska J., Medvedev D., Rodenko A., 1998. There is nothing better 3D seismic than well designed 3D seismic. *Geofizika* 6(6), 3—15 (in Russian).
- Levyant V. B., Ryaboshapko S. M., Belousov A. V., 2009. About full- and wide-azimuth 3D acquisition systems used to analyze anisotropy characteristics of fractured reservoirs. *Tekhnologii seysmorazvedki* 6(3), 3—10 (in Russian).
- Mershchiy V. V., Polunin O. I., Renkas Yu. L., Renkas V. L., 2005. 3D seismic as the main tool for structure delineation in complex seismic and geologic environments. *Geoinformatika* 4(2), 26—31 (in Ukrainian).
- Tiapkina A. N., Tyapkin Yu. K., Okrepkiy A. I., 2014. Advanced methods for seismic imaging when mapping hydrocarbon traps associated with salt domes. *Geofizicheskiy zhurnal* 36(3), 86—104 (in Russian).
- Tiapkina A. N., Tyapkin Yu. K., Okrepkiy A. I., 2015. Adequate velocity model as a basis for effective seismic imaging when mapping hydrocarbon traps associated with salt domes. *Geofizicheskiy zhurnal* (37)1, 147—164 (in Russian).
- Tyapkin Yu. K., Shadura A. N., 2010. Review of methods for evaluation of seismic attenuation. *Zbirnyk naukovykh prats UkrDGRI* 11(3-4), 178—189 (in Russian).
- Tyapkin Yu. K., Shadura A. N., Roganov V. Yu., 2011. Time-continuous evaluation of seismic attenuation on the scale of seismic trace. *Geofizicheskiy zhurnal* 33(3), 40—53 (in Russian).
- Abriel W. L., 2015. Pitfalls in structural seismic interpretation due to subsalt multiples. *Interpretation* 3(1), SB23—SB27.

- Aibaidula A., Walraven D., Rodriguez A., 2016. Improving the greater K2 area subsalt imaging with advanced seismic acquisition, model building, and imaging technologies — A Gulf of Mexico case study. *The Leading Edge* 35(3), 246—252.
- Berkhout A. J., 1992. Trends in the seismic industry. *J. Seism. Explor.* 1(1), 3—8.
- Brown A. R., 2011. Interpretation of Three-Dimensional Seismic Data (Seventh edition). AAPG Memoir 42, SEG Investigations in Geophysics No. 9, 646 p.
- French W. S., 1974. Two-dimensional and three-dimensional migration of model-experiment reflection profiles. *Geophysics* 39(3), 265—277.
- Houck R. T., House-Finch N. J., Carpenter D. G., Johnson M. L., 1996. Mapping 3-D structure using 2-D seismic. *The Leading Edge* 15(8), 894—903.
- Huang T., Yu B., 2009. Unlocking the potential of WAZ data at the Tonga Discovery with TTI reverse time migration. 79th SEG Annual Meeting, Expanded Abstracts, 532—536.
- Jones I. F., 2008. A modeling study of preprocessing considerations for reverse-time migration. *Geophysics* 73(6), T99—T106.
- Kaderali A., Jones M., Howlett J., 2007. White Rose seismic with well data constraints: A case history. *The Leading Edge* 26(6), 742—754.
- Kapoor J., Moldevaneau N., Egan M., O'Brian M., Desta D., Atakishiyev I., Tomida M., Stewart L., 2007. Subsalt imaging — The RAZ/WAZ experience. *The Leading Edge* 26(11), 1414—1422.
- Li Y., Wu Q., Wang M., Huang T., 2014. Benefits of full-azimuth and ultralong-offset data for subsalt imaging in the deepwater Gulf of Mexico. *The Leading Edge* 33(9), 994—998.
- Ma X., Wang B., Reta-Tang C., Whiteside W., Li Z., 2011. Enhanced prestack depth imaging of wide-azimuth data from the Gulf of Mexico: A case history. *Geophysics* 76(5), WB79—WB86.
- Merry A., Miguel K., Hickman P., 2013. Delineating a sub-salt field in the Central North Sea using high density OBC — A case study from the Culzean development. 75th EAGE Conference, Extended Abstracts. Paper Tu 07 13.
- Merry A., Sturup-Toft E., 2014. Delineating the Culzean field in the Central North Sea using full azimuth illumination from high density OBC data. *EAGE Workshop on Land and Ocean Bottom — Broadband Full Azimuth Seismic Surveys, Extended Abstracts*. Paper We 06.
- Nestvold E. O., 1992. 3-D seismic: Is the promise fulfilled? *The Leading Edge* 11(6), 12—19.
- Ratcliff D. W., Jacewitz C. A., Gray S. H., 1994. Subsalt imaging via target-oriented 3-D prestack depth migration. *The Leading Edge* 13(3), 163—170.
- Reta-Tang C., Simmons J., Whiteside W., Cai J., Camp R., He Y., 2011. A case study: Improved subsalt imaging through TTI model building and imaging of a WAZ survey in the Gulf of Mexico. 81st SEG Annual Meeting, Expanded Abstracts, 3943-3947.
- Rollins F. O., Ariston P.-O., Bowling J., Gou W., Ji S., Li Y., 2013. TTI imaging with multi-wide azimuth data — A case study at Mad Dog, GOM. 83rd SEG Annual Meeting, Expanded Abstracts, 3804—3809.
- Ronen S., Fontana P., 2006. Wide- and multi-azimuth acquisition: Issues and answers. *World Oil* 227(7), 217—224.
- Swanston A. M., Mathias M. D., Barker C. A., 2011. Wide-azimuth TTI imaging at Tahiti: Reducing structural uncertainty of a major deepwater subsalt field. *Geophysics* 76(5), WB67—WB78.
- Vigh D., Kapoor J., Moldoveanu N., Li H.,

2011. Breakthrough acquisition and technologies for subsalt imaging. *Geophysics* 76(5), WB41—WB51.
- Wang Y., 2006. Inverse-Q filter for seismic resolution enhancement. *Geophysics* 71(3), V51—V60.
- Wang Y., 2008. Inverse-Q filtered migration. *Geophysics* 73(1), S1—S6.
- Weglein A. B., Gasparotto F. A., Carvalho P. M., Stolt R. H., 1997. An inverse-scattering series method for attenuating multiples in seismic reflection data. *Geophysics* 62(6), 1975—1989.
- Whaley J., 2006. The sub-salt imaging challenge. *GeoExPro* 4, 26—28.
- Xu Q., Li Y., Yu X., Huang Y., 2011. Reverse time migration using vector offset output to improve subsalt imaging — A case study at the Walker Ridge GOM. *73rd EAGE Conference, Extended Abstracts*. Paper G023.