

EFFECTIVE SEISMIC TECHNOLOGIES FOR NEW GEOLOGICAL DISCOVERIES IN EAST SIBERIA

A.V. Gaiduk ¹, D.N. Tverdokhlebov ¹✉, E.A. Danko ¹, E.I. Dolgova ¹, A.B. Kleshnin ¹,
V.A. Grinchenko ², E.I. Goguzeva ², A.S. Chirgun ²

¹RN-Exploration LLC, 8 Mozhaiskiy Val St, Moscow 121151, Russia

²Taas-Yuryakh Neftegazodobycha LLC, 32a Pervomayskaya St, Lensk, 678144, Republic of Sakha (Yakutia), Russia

ABSTRACT. Currently, East Siberia as a whole and the Republic of Sakha (Yakutia) in particular are the territories of extensive geological exploration. Field geophysical surveys are mainly performed by seismic technologies used to discover new deposits and provide data for detailed appraisal of the known fields. Three-dimensional seismic surveys are effectively used for clarifying the details of geologic structures and obtaining the data for drilling programs. Upon further development of technologies, improvements are introduced in field operations, seismic data processing and interpretation, and drilling programs. As the information content of the survey data increases, it becomes possible to revise and update geological models and/or develop them in a more detail. With the use of modern data processing technologies that preserve the signals and depth migration data, the tectonic model of the Srednebotuobinskoe Oil and Gas Condensate Field was fully modified. Furthermore, additional isolated tectonic blocks were discovered in the eastern part of the Central deposit, and their map was constructed. The geological exploration based on the updated tectonic model is successful – new mineral reserves have been discovered, and the vector of geological exploration has been completely changed.

KEYWORDS: seismic exploration; seismic processing; depth migration; tomography; depth-velocity model; seismic interpretation; Srednebotuobinskoe oil-gas-condensate field; Botuobinsky horizon; tectonics; exploration

RESEARCH ARTICLE

Received: April 1, 2021

Revised: July, 2021

Accepted: August 12, 2021

Correspondence: Danila N. Tverdokhlebov, dntverdokhlebov@en-exp.rosneft.ru

FOR CITATION: Gaiduk A.V., Tverdokhlebov D.N., Danko E.A., Dolgova E.I., Kleshnin A.B., Grinchenko V.A., Goguzeva E.I., Chirgun A.S., 2021. Effective seismic technologies for new geological discoveries in East Siberia. *Geodynamics & Tectonophysics* 12 (3s), 683–702. doi:10.5800/GT-2021-12-3s-0547

ЭФФЕКТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ ДЛЯ НОВЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ОТКРЫТИЙ В ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

А.В. Гайдук¹, Д.Н. Твердохлебов¹, Е.А. Данько¹, Е.И. Долгова¹, А.Б. Клешнин¹,
В.А. Гринченко², Е.И. Гогужева², А.С. Чиргун²

¹ ООО «РН-Эксплорейшн», 121151, Москва, ул. Можайский Вал, 8, Россия

² ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча», 678144, Ленск, ул. Первомайская, 32а, Республика Саха (Якутия), Россия

АННОТАЦИЯ. В настоящее время в Восточной Сибири в целом и на территории Республики Саха (Якутия) в частности выполняются масштабные геологоразведочные работы. Основной объем полевых геофизических исследований приходится на сейсморазведочные работы для поиска и разведки новых объектов, для доразведки действующих месторождений. Для детализации геологического строения и постановки бурения эффективно используется площадная сейсморазведка 3D. По мере развития технологий совершенствуются методики полевых работ, обработки и интерпретации сейсмических данных, реализации программы бурения, происходит повышение информативности данных и становятся возможными переосмысление/детализация геологической модели среды. Так, на Среднеботуобинском нефтегазоконденсатном месторождении, используя современные технологии обработки с сохранением сигнала и глубинной миграции, удалось перевернуть представления о тектонической модели месторождения, закартировать дополнительные изолированные тектонические блоки на востоке Центральной залежи, провести геологоразведочные работы на основе актуализированной тектонической модели, открыть новые запасы и полностью изменить направление вектора геологоразведочных работ.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: сейсморазведка; обработка сейсмических данных; глубинная миграция; томография; глубинно-скоростная модель; сейсмическая интерпретация; Среднеботуобинское нефтегазоконденсатное месторождение; ботуобинский горизонт; тектоника; геологоразведка

1. ВВЕДЕНИЕ

Территория Восточной Сибири является одной из наиболее перспективных для проведения геологоразведочных работ (ГРП). За последнее десятилетие добыча нефти в регионе значительно возросла и продолжает стремительно увеличиваться, построены новые трубопроводы, непрерывно растет и объем исследовательских работ. Такая динамика приводит к постепенному истощению традиционных месторождений и необходимости поиска новых источников восполнения ресурсной базы. При этом нужно учитывать, что работы в регионе сопряжены с серьезными трудностями, связанными с географическими и экономическими причинами – в первую очередь с удаленностью объектов исследования, недостаточно развитой инфраструктурой и поиском неструктурных объектов. С другой стороны, сложность региона объясняется геолого-геофизическими особенностями – резко переменчивым и изрезанным рельефом, чрезвычайной неоднородностью строения верхней части разреза, осложненной туфогенными и интрузивными образованиями и надвиговыми деформациями. Сам же осадочный чехол представлен терригенными и галогенно-карбонатными породами, осложнен несколькими уровнями внедрения магматических интрузий и надвиговыми деформациями, а целевые горизонты (терригенные и карбонатные пласты, залегающие в основании разреза) характеризуются большими мощностями коллекторов.

В таких условиях заметно повышается роль качественной сейсморазведки, призванной снизить риски непродуктивного бурения и повысить достоверность

геологического прогноза, являющегося основой для последующего технико-экономического обоснования проекта разработки. С учетом сложившихся экономических реалий в нефтегазовой отрасли и стремления компаний повысить эффективность поисково-разведочного бурения, вопрос увеличения информативности данных получил новый импульс развития.

Основной модификацией метода сейсморазведки для изучения месторождений являются площадные 3D-работы. Методологически сейсморазведочные работы можно разделить на две стадии – полевые и камеральные. Каждое из направлений непрерывно развивается, но камеральным исследованиям, главным образом обработке сейсмических данных, в последние несколько лет удалось совершить качественный скачок за счет повышения вычислительных мощностей и внедрения алгоритмов современных программных комплексов.

Только комплексный подход к постановке и проведению высококачественных сейсморазведочных работ может привести к значимым и обоснованным геологическим открытиям за счет повышения качества геологоразведочных работ. Ярким примером эффективности геологоразведочных работ на протяжении последних лет является Среднеботуобинское нефтегазоконденсатное месторождение (СБНГКМ).

Среднеботуобинское нефтегазоконденсатное месторождение – крупнейшее из месторождений по запасам нефти в Восточной Сибири. Основной пласт на месторождении – ботуобинский. Он сложен древними вендскими песчаниками барово-дельтового генезиса.

Месторождение открыто в 1970 г., в 2013 г. введено в эксплуатацию. Несмотря на высокую изученность, подтвержденную данными скважин и результатами сейсморазведочных работ 3D-методом общей глубинной точки (МОГТ 3D), тектоническая модель месторождения претерпела серьезные изменения после проведения глубинной миграции, что позволило не только открыть новые запасы, но и изменить направление вектора геологоразведочных работ на месторождении [Kleshnin et al., 2020, 2021].

2. ПОЛЕВЫЕ РАБОТЫ

Сейсморазведочные работы на СБНГКМ выполняются с конца семидесятых годов прошлого века. Полевые сейсморазведочные работы в Якутии сезонны и проводятся в зимний период времени, возможность регистрации данных обычно не превышает 4 месяцев. Ввиду ограниченного полевого сезона, на первый план выходит достижение компромисса между производительностью, плотностью и стоимостью сейсморазведочных работ [Gurentsov et al., 2020]. Начиная с 2007 г. на месторождении зарегистрировано более 1200 км² сейсмических 3D-данных. По мере накопления опыта работ и технологического развития методика наблюдения претерпевала значительные изменения – от узкоазимутальной съемки кратностью 66 при расстоянии между взрывными и приемными линиями 300 м с использованием вибрационных источников возбуждения до широкоазимутальной полевой методики с кратностью 130 (при расстоянии между взрывными и приемными линиями 200 и 300 м соответственно) (рис. 1).

3. ОБРАБОТКА СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ

Обработка сейсмических 3D-данных СБНГКМ выполнялась после каждого полевого сезона накопленным итогом с привлечением архивных материалов. Происходило постепенное усовершенствование графа временной обработки, и вскоре стало очевидно, что для получения максимально надежных и информативных сейсмических данных требуется использование новых подходов и технологий в обработке. Для этого была выполнена специальная переобработка таких показателей с применением метода глубинной миграции [Tishchenko et al., 2011]. Безусловно, современные сейсморазведочные работы (СРР) позволяют получать более высококачественные данные и применять продвинутое технологии обработки, однако задача получения единого массива 3D-куба требует специфических подходов к обработке [Korobkin, 2018]. Учитывая особенности геологического строения и опыт предыдущих работ, особое внимание было решено уделить восстановлению модели скоростей ВЧР, коррекции статических поправок, максимальному сохранению полезного сигнала при обработке с сохранением азимутов, ослаблению частично-кратных волн, построению глубинно-скоростной модели среды и глубинной миграции [Kleshnin et al., 2020]. Принципиальный граф временной обработки представлен на рис. 2, глубинной – на рис. 3.

Так, верхняя часть разреза (ВЧР) характеризуется серьезной изменчивостью скоростей, наличием мерзлоты, зон растепления, интрузивных тел и множества других аномалиеобразующих объектов. Для их учета

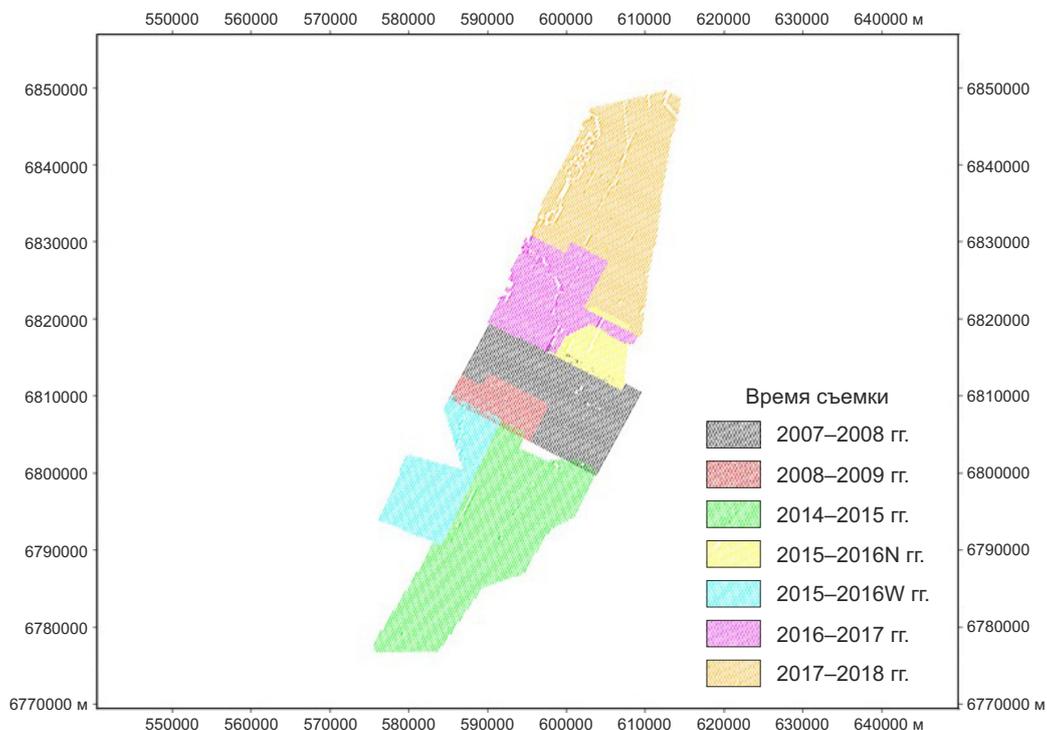


Рис. 1. Схема отработки сейсморазведочных работ 3D.

Fig. 1. 3D seismic exploration development scheme.

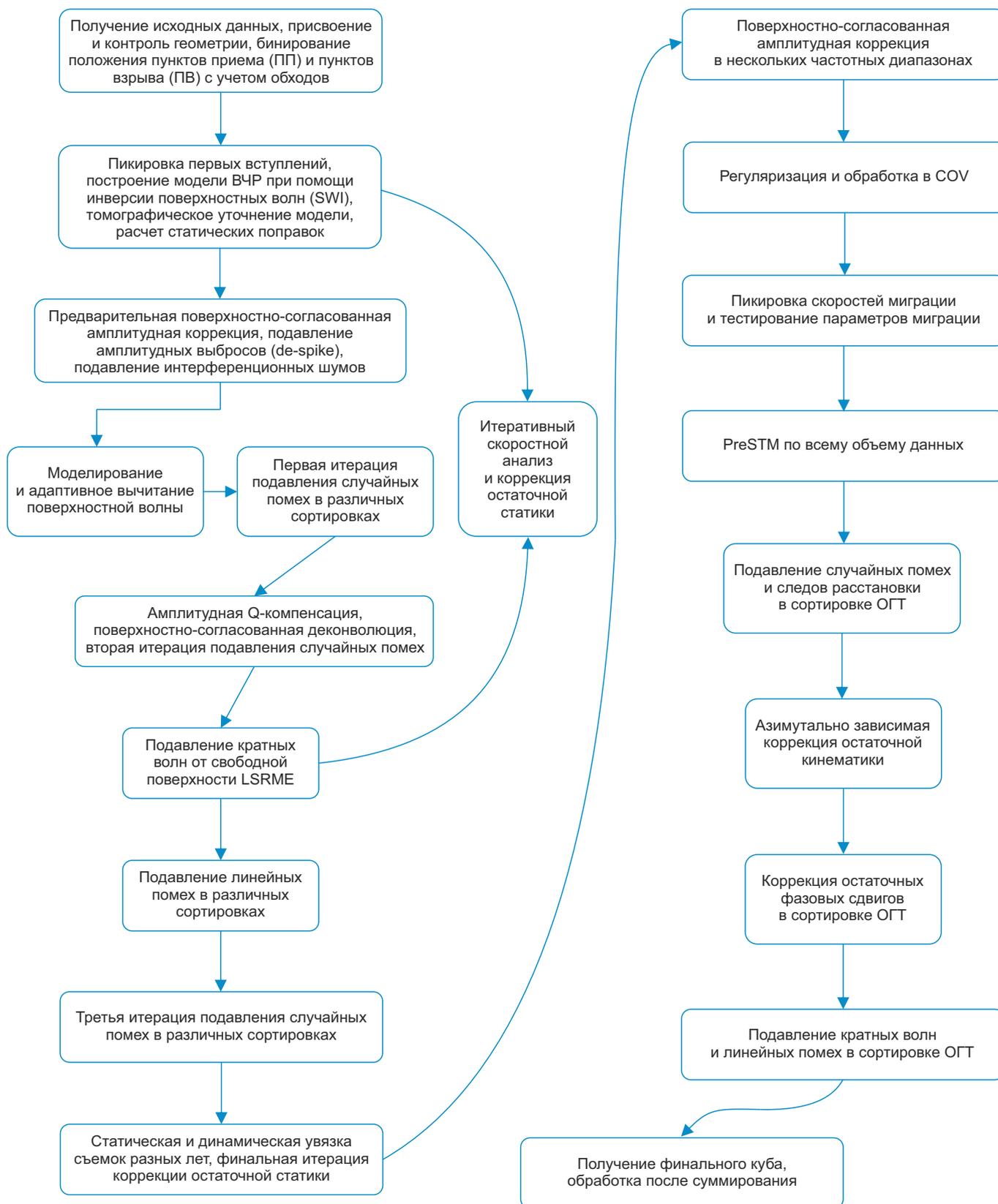


Рис. 2. Граф временной обработки.

Fig. 2. Time processing flow.

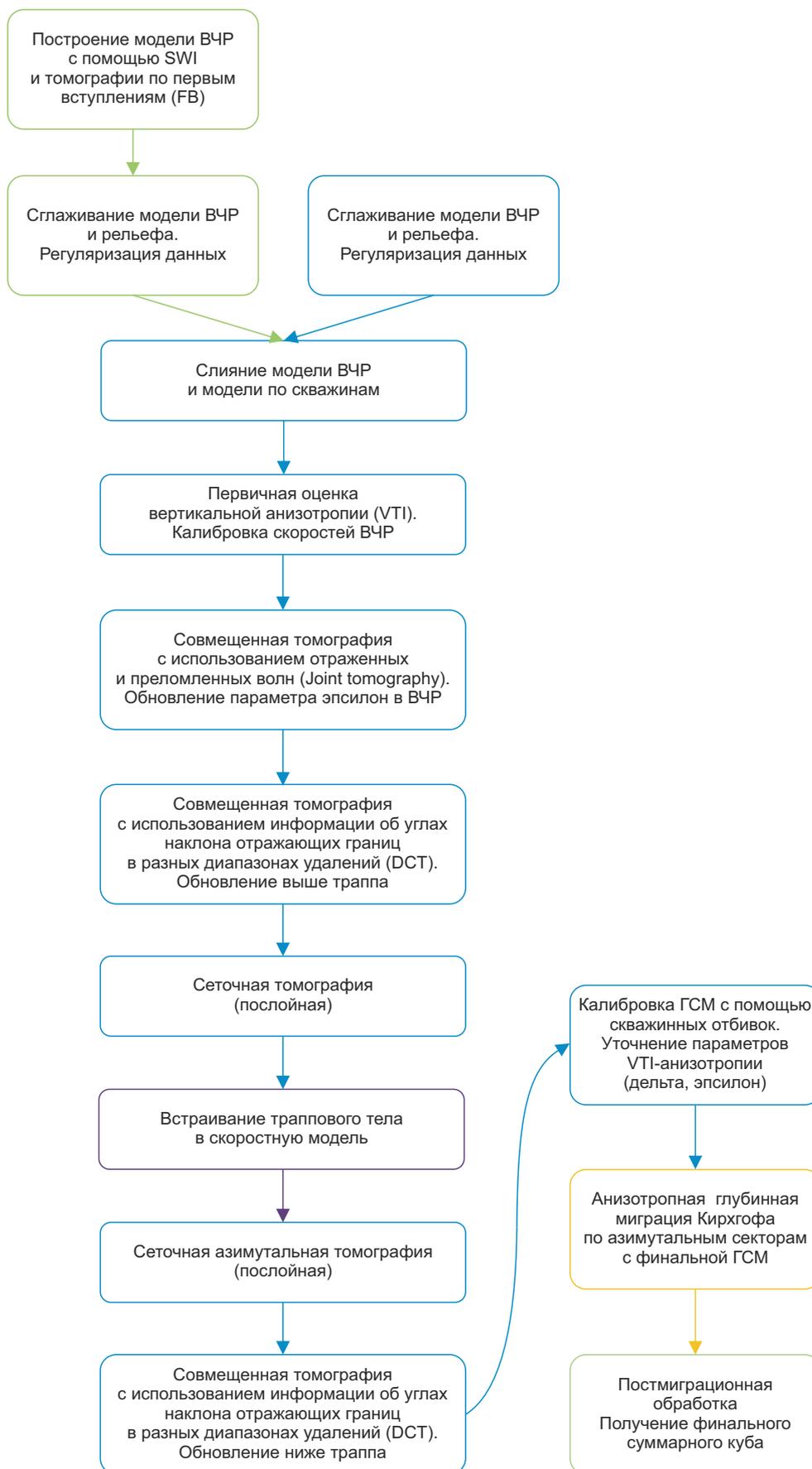


Рис. 3. Граф глубинной обработки.
 Fig. 3. Depth processing flow.

необходимо построение детальной и надежной глубинно-скоростной модели (ГСМ). Традиционно для восстановления скоростей ВЧР используется стандартная методика расчета с использованием рефракторной модели или томографического уточнения рефрагированных волн на основе пикировок первых вступлений. Однако в большинстве случаев этого оказывается недостаточно из-за качества прослеживания первых вступлений и ограничения самого метода [Tverdokhlebov et al., 2019].

Для восстановления скоростной модели для первых сотен метров использована технология оценки скоростей по поверхностным волнам. Суть метода заключается в оценке фазовых скоростей поверхностных волн по ФК-спектрам (рис. 4) и последующей инверсии в поперечные скорости. Далее на основе скважинных данных вертикального сейсмического профилирования (ВСП) производится пересчет в продольные скорости [Korobkin et al., 2018].

Несмотря на относительно малую глубину, инверсия поверхностных волн позволила получить детальную модель ВЧР и зоны малых скоростей (ЗМС). На основе полученной модели удалось смоделировать теоретические первые вступления и повысить надежность их автоматической пикировки по реальным данным для построения модели по преломленным волнам и совместного уточнения комплексной модели томографией. Новый подход позволил учесть большую часть скоростных аномалий в сравнении с традиционным (рис. 5).

Для построения ГСМ всего разреза используют технологии на основе отраженных волн, такие как различные модификации томографии с учетом анизотропии и привлечением скважинных данных, а также другие методы. В целом эти технологии уже стали стандартом при обработке как морских, так и наземных данных во многих регионах. Однако в условиях Восточной Сибири, в силу вышеназванных особенностей

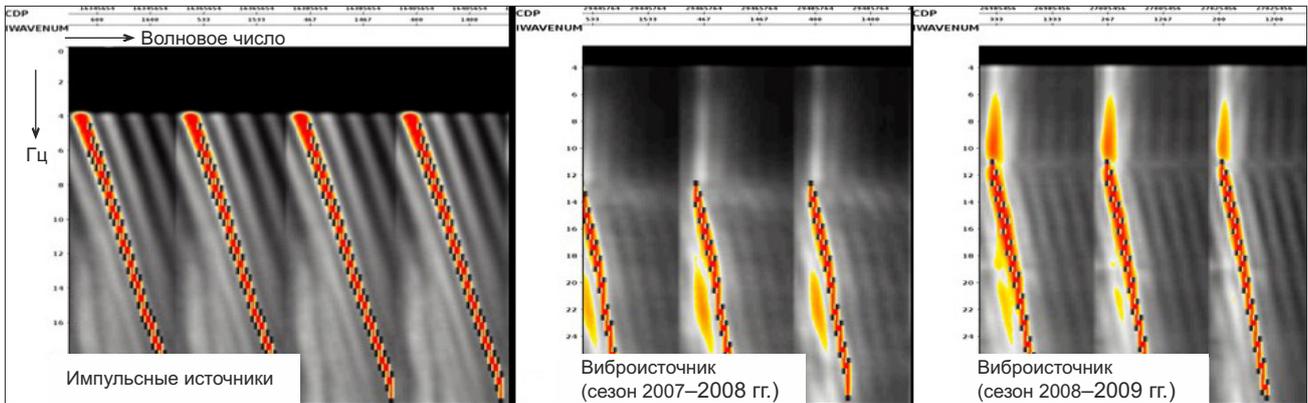


Рис. 4. Примеры оценки ФК-спектров.

Fig. 4. Examples of FK spectra estimation.

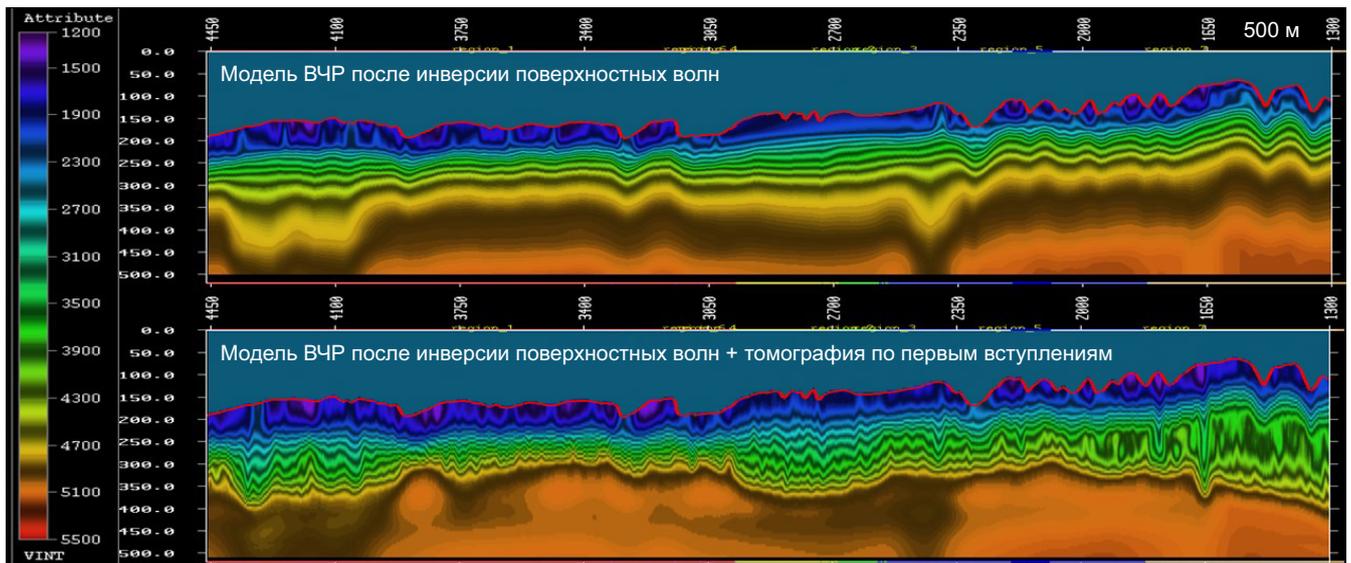


Рис. 5. Скоростная модель ВЧР после инверсии поверхностных волн (сверху) и комплексная модель ВЧР (снизу).

Fig. 5. Upper-part velocity model after surface wave inversion (top), and complex upper-part velocity model (bottom).

геологического строения, применение технологии построения ГСМ требует специальных навыков, тесной работы специалистов – обработчиков и интерпретаторов и при необходимости ювелирной ручной работы для включения в ГСМ наиболее сложных аномалий. Таким образом, каждый успешный проект является уникальным [Jones, 2018].

Остановимся на ключевых высокоэффективных технологиях для создания адекватной ГСМ СБНГКМ, обеспечивающей повышение качества сейсмического изображения и надежность восстановления структурного плана.

Модели, полученной в результате томографического уточнения рефрагированных волн, оказалось недостаточно для учета скоростных аномалий ВЧР. Потребовались уточнение скоростей на основе совместной томографии рефрагированных и отраженных волн и учет анизотропии отраженных волн с контролем по скважинной информации. Повышение спрямленности годографов и значение анизотропии до 0.25 в самых верхних слоях подтверждают правильность выбранного подхода (рис. 6) для глубин порядка 600–700 м.

[Burlakov et al., 2018]. Латеральные и вертикальные вариации скоростей ниже ВЧР удалось уточнить при помощи автоматического высокоплотного азимутально-го анализа и томографии (рис. 7).

В местах перехода траппа на новый структурный уровень качество сейсмического изображения существенно ухудшалось и происходило искажение структурного плана. Из-за незначительной мощности (в среднем ~50–100 м) полностью учесть его влияние автоматическими алгоритмами не удалось, т.к. он находится вне разрешающих пределов сейсмической томографии. Геометрия траппового тела была определена по результатам временной обработки, а исходные скорости заполнялись на основе скважинных данных (рис. 8).

После встраивания тела траппа в модель ГСМ, скорости обновлялись с помощью гибридной томографии, суть которой заключается в использовании сеточной томографии в рамках заданных границ в модели (в нашем случае – это геометрия траппового тела). Для учета остаточных вариаций скоростей использовался специальный алгоритм DCT (dip constrained tomography). Суть метода заключается в анализе сейсмограмм

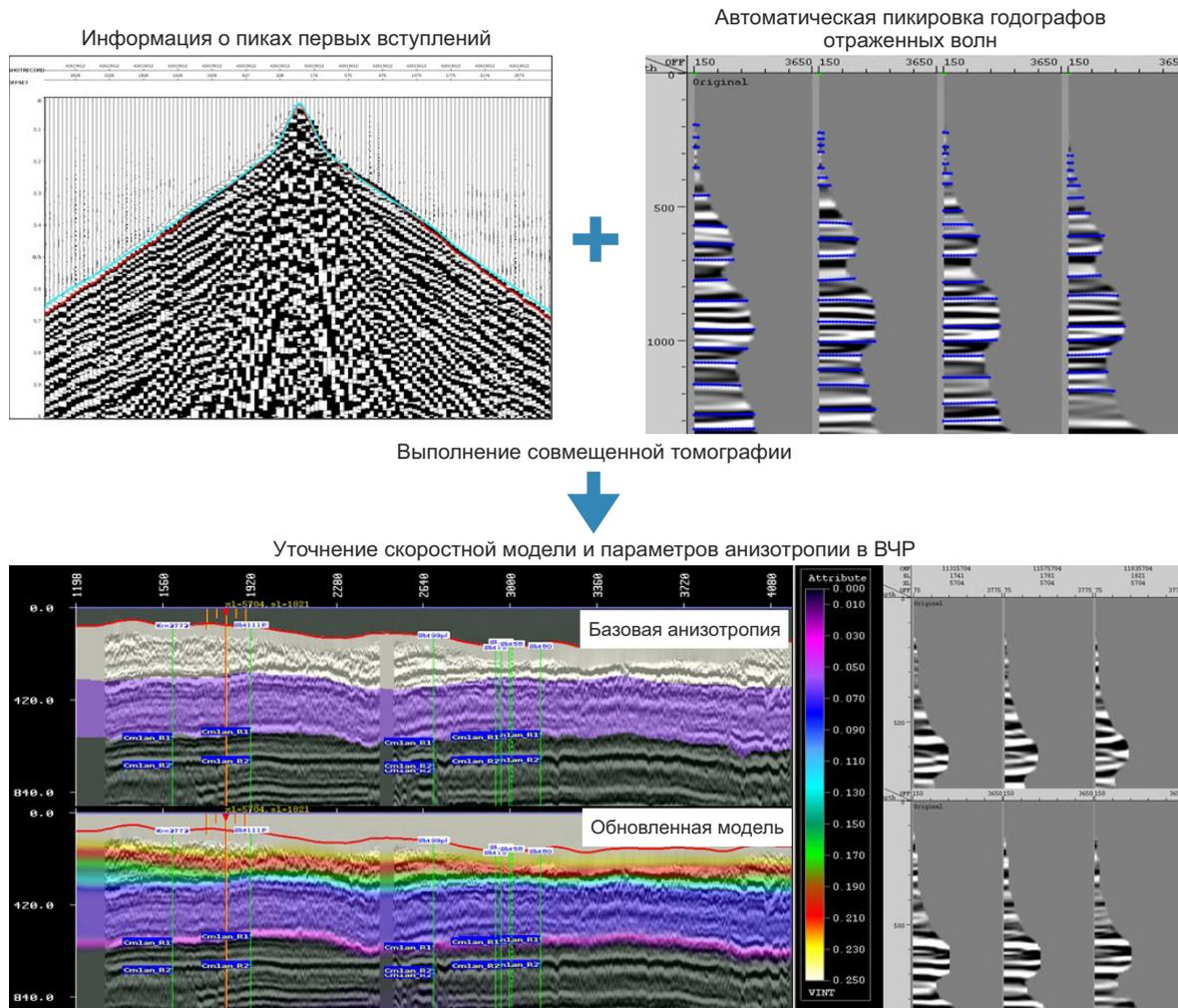


Рис. 6. Технология совместной томографии по преломленным и отраженным волнам.
 Fig. 6. Refracted and reflected wave joint tomography technology.

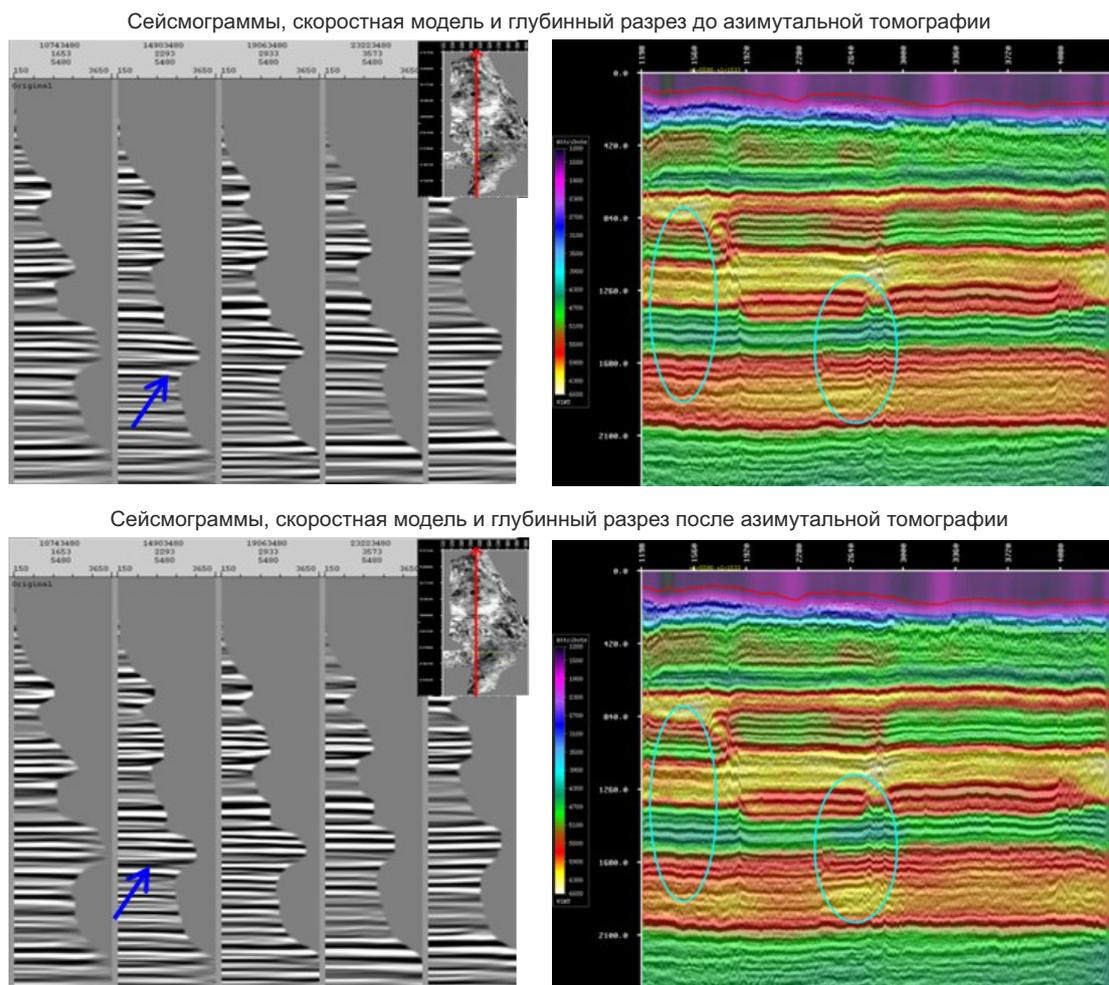


Рис. 7. Результаты азимутальной томографии.

Fig. 7. Azimuthal tomography results.

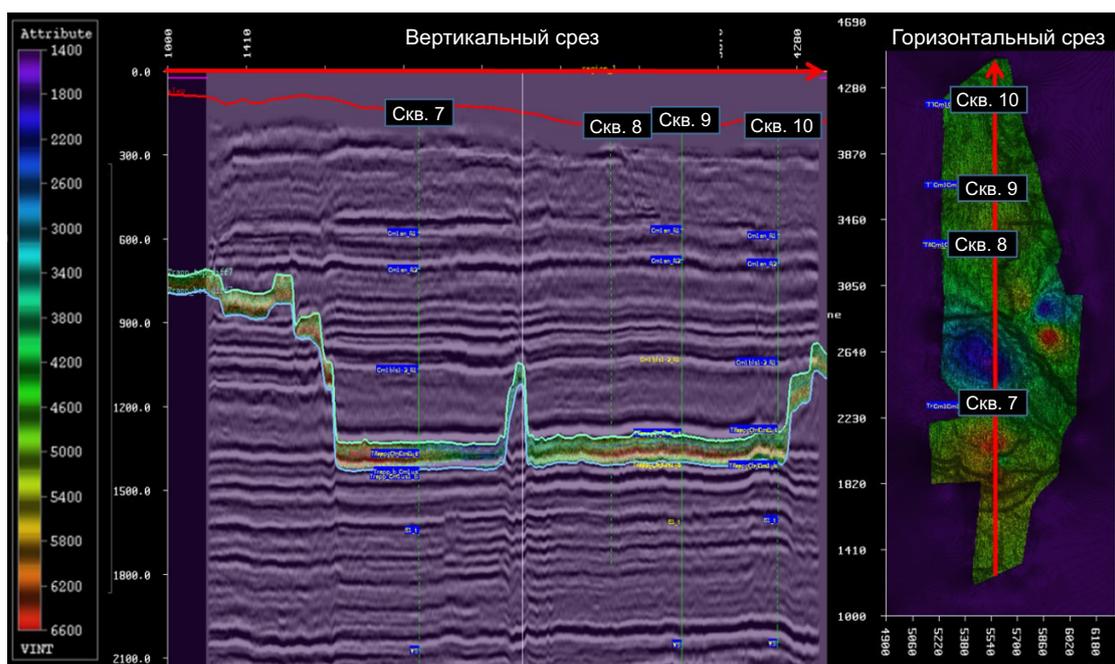


Рис. 8. Встраивание траппа, заполненного скоростями из скважин в ГСМ.

Fig. 8. Embedding a trap filled with well velocities into a depth velocity model.

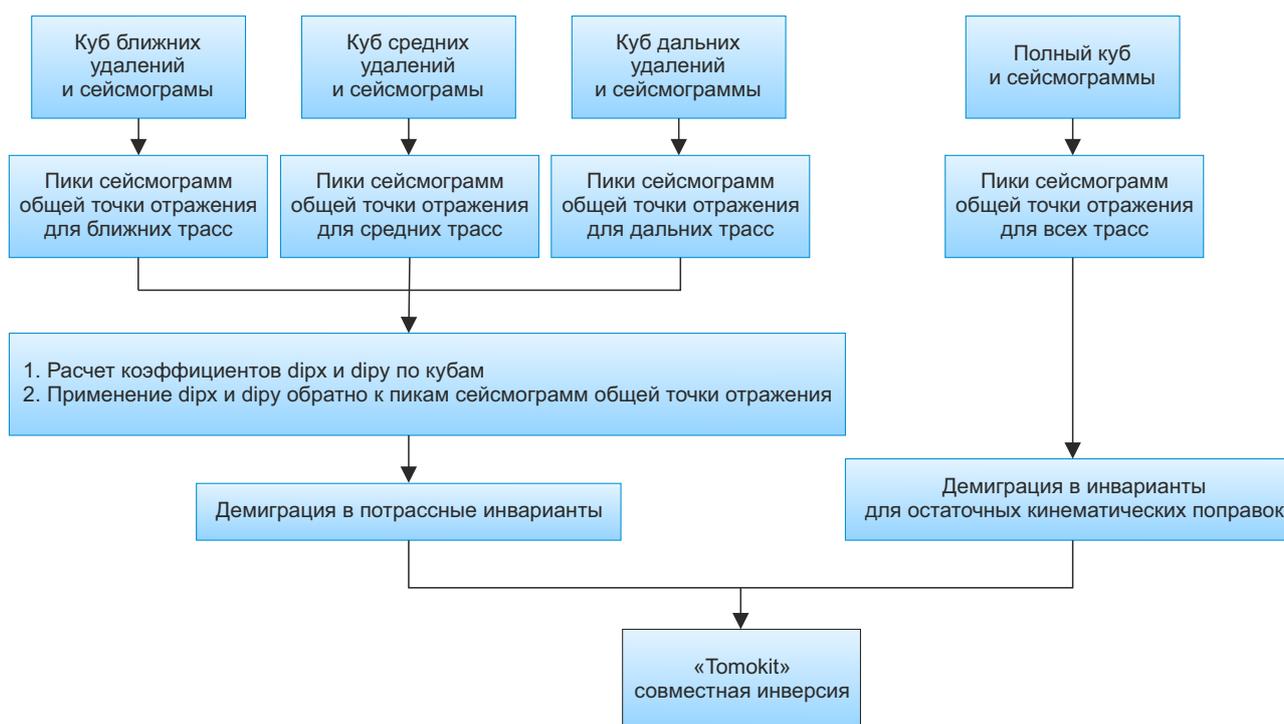
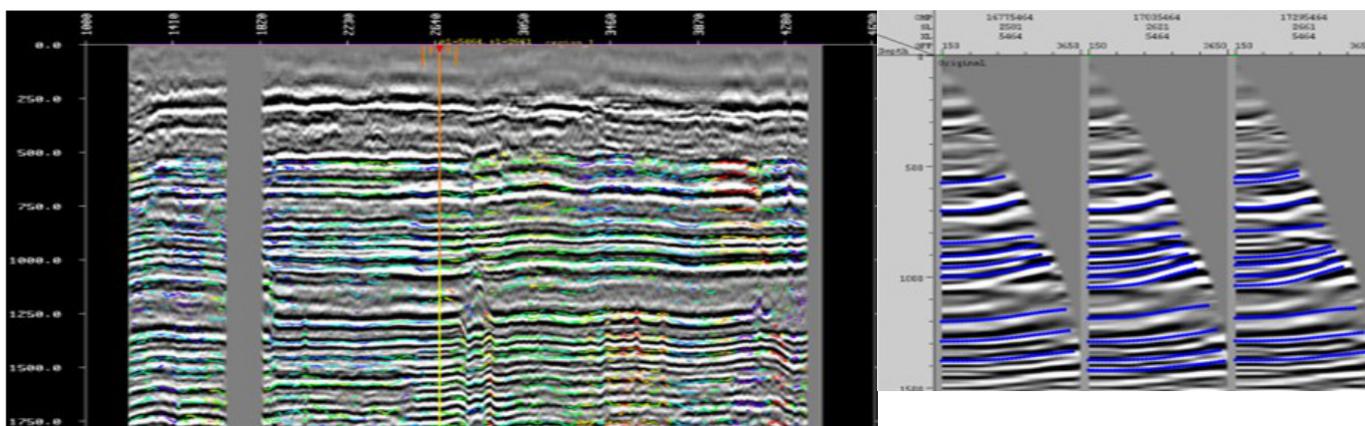


Рис. 9. Принципиальная схема технологии DCT.

Fig. 9. DCT principal scheme.

Автоматическое уточнение скоростей по CIG-пикам



Оценка параметра гамма

Оценка углов на разном удалении

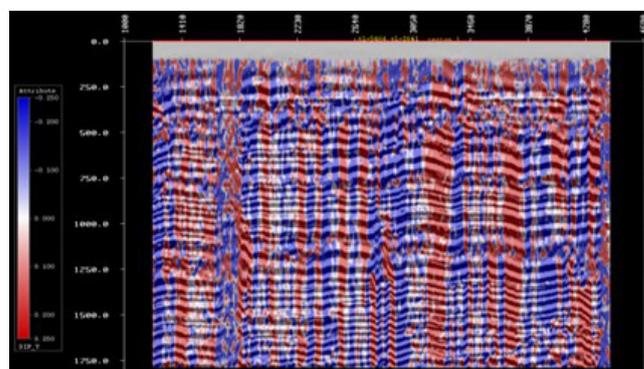
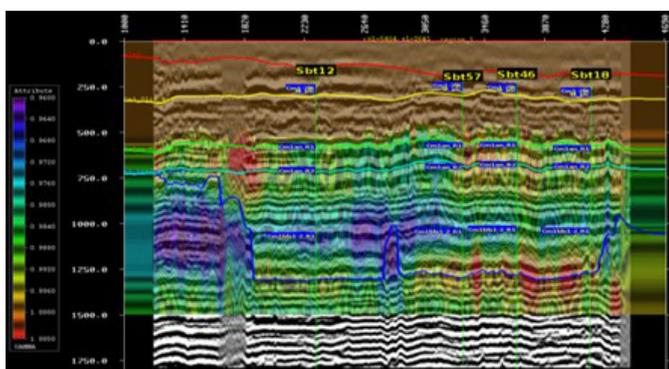


Рис. 10. Пример использования DCT.

Fig. 10. Example of using DCT.

по нескольким диапазонам удалений. Сначала подбираются поправки, которые максимально спрямляют годограф в каждом удалении. После чего выполняется совместный анализ полученных поправок для всех удалений и подбирается скорость, максимально отвечающая спрямлению годографа. Блок-схема технологии представлена на рис. 9. Пример использования DST продемонстрирован на рис. 10.

Использование комплексного подхода позволило построить максимально детальную и достоверную ГСМ. По результатам «слепого тестирования точности структурных построений», в котором принимали участие скважины, не использованные при построении ГСМ, итоговая максимальная ошибка для горизонта Бт (глубина ~1500 м) в зонах, наименее изученных скважинными данными, составила не более 20 м [Jones et al., 2008; Jones, 2018].

Помимо кинематических задач, одним из важнейших факторов получения качественного сейсмического изображения является правильно выполненная сигнальная обработка. Основная цель – максимальное сохранение полезного сигнала при эффективном помехоподавлении для получения широкополосных данных. Граф сигнальной обработки постоянно развивается, опробуются и внедряются новые технологии, заменяя устаревшие [Tverdokhlebov et al., 2017].

Инфраструктура СБНГКМ генерирует значительное количество разного рода техногенных помех, которые маскируют полезный сигнал. В ходе обработки необходимо повысить соотношение сигнал/шум за счет аккуратного шумоподавления. Наиболее эффективно этого можно добиться в различных сортировках сейсмограмм с помощью моделирования и адаптивного вычитания помехи из данных. Впервые в производственном

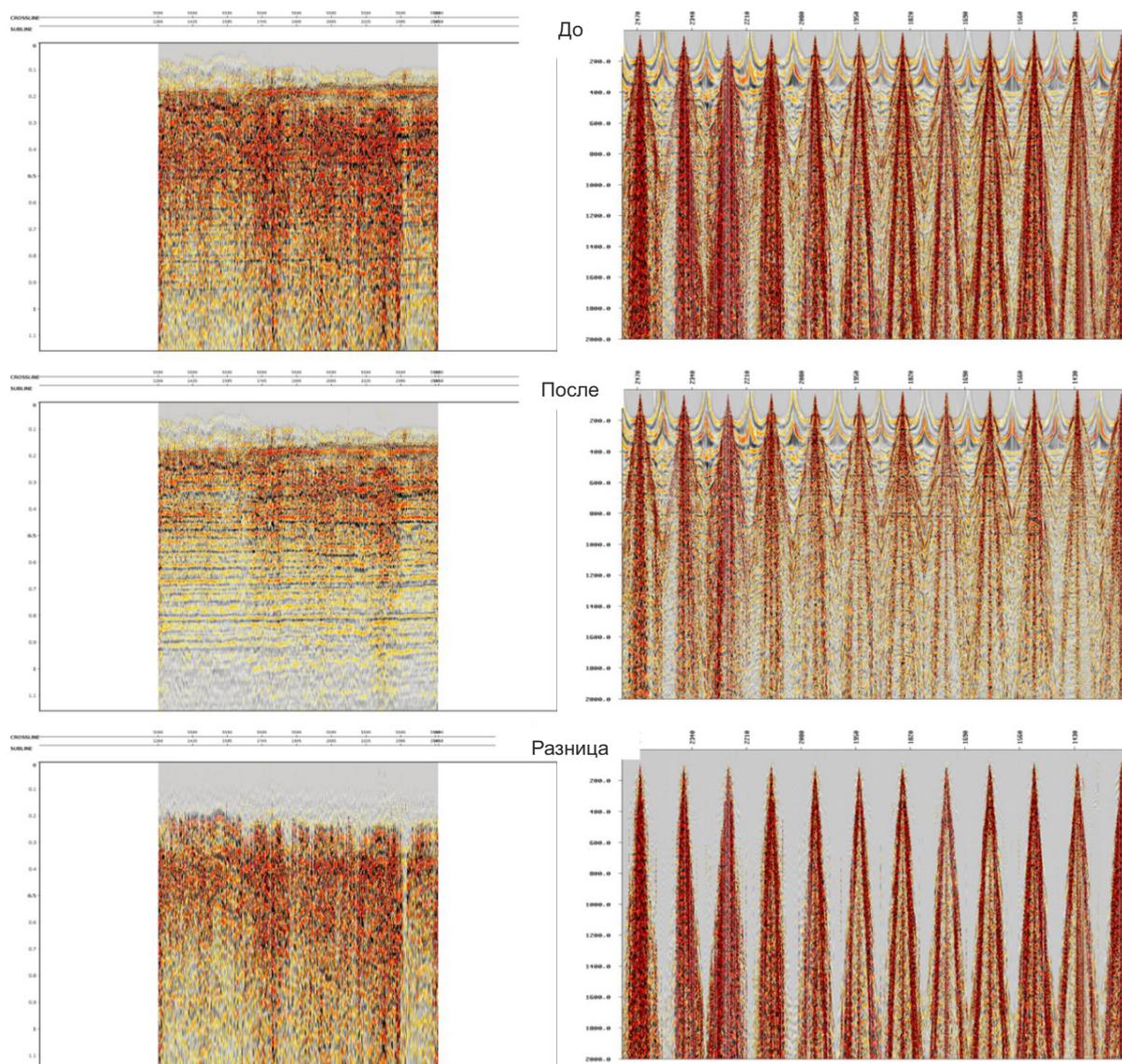


Рис. 11. Пример ослабления помех с использованием интерферометрии на временных разрезах (слева), на сейсмограммах (справа).

Fig. 11. An example of noise attenuation using interferometry in time sections (left) and seismograms (right).

режиме была применена процедура моделирования и адаптивного вычитания поверхностных волн-помех – интерферометрия. Моделирование помех выполняется в 3D-режиме в сортировке кросс-спред на основе информации о фазовых скоростях в различных азимутальных скоростях. Такой подход позволяет максимально точно смоделировать поверхностную волну-помеху и затем эффективно ее вычесть, не затрагивая полезный сигнал. На рис. 11 приведен пример эффективного шумоподавления с использованием интерферометрии.

Высокоскоростной галогенно-карбонатный разрез с несколькими уровнями инверсий скоростей является благоприятным для формирования интенсивных кратных и частично-кратных волн-помех. Кратные волны накладываются на полезные отражения, искажают динамические характеристики данных, осложняют кинематический анализ, а в ряде случаев и вовсе делают невозможным достоверное прослеживание полезных отражений. Основная проблема заключается в слабой дифференциации кратных и полезных отраженных волн по сейсмическим скоростям, что значительно осложняет их ослабление традиционными подходами, к примеру при помощи преобразования радона. В рамках переобработки впервые было опробовано и выполнено в производственном режиме ослабление кратных волн, основанное на моделировании кратных волн от свободной поверхности, и последующее адаптивное вычитание. Данная методика является адаптацией для наземных условий методики SRME, давно и успешно применяемой для морских данных [Tverdokhlebov et al., 2018]. Результаты показали высокую эффективность применяемой процедуры (LSRME), что положительно

сказалось на динамических характеристиках сейсмического материала (рис. 12) [Korobkin et al., 2019].

Важную роль в восстановлении динамических характеристик сейсмических данных играют поверхностно-согласованные процедуры коррекции амплитуд и деконволюции. Наличие сквозных амплитудно-частотных аномалий, связанных с большими различиями приповерхностных условий возбуждения и приема сигнала, не позволило в полной мере компенсировать подобные аномалии традиционным подходом. В случае Среднеботуобинского месторождения ситуация осложняется еще и использованием различных источников возбуждения, отличающихся амплитудно-частотными характеристиками. Для учета таких аномалий применялась поверхностно-согласованная коррекция амплитуд в различных частотных диапазонах (рис. 13). Окончательная компенсация амплитудно-частотных аномалий выполнена после миграции путем амплитудно-частотной балансировки в разных частотных диапазонах. Такой комплексный подход позволил получить лучшее распределение амплитуд и частот по площади, что в конечном итоге повысило надежность динамической интерпретации.

Комплекс мероприятий существенно повысил качество сейсмического изображения и его динамическую выразительность. Сигнальная обработка позволила получить единый бесшовный набор данных с сохранением низких частот, широким спектром и выдержанными амплитудно-частотными характеристиками по всей площади месторождения (рис. 14). Использование разработанного подхода позволило построить максимально детальную и достоверную ГСМ, глубинная миграция

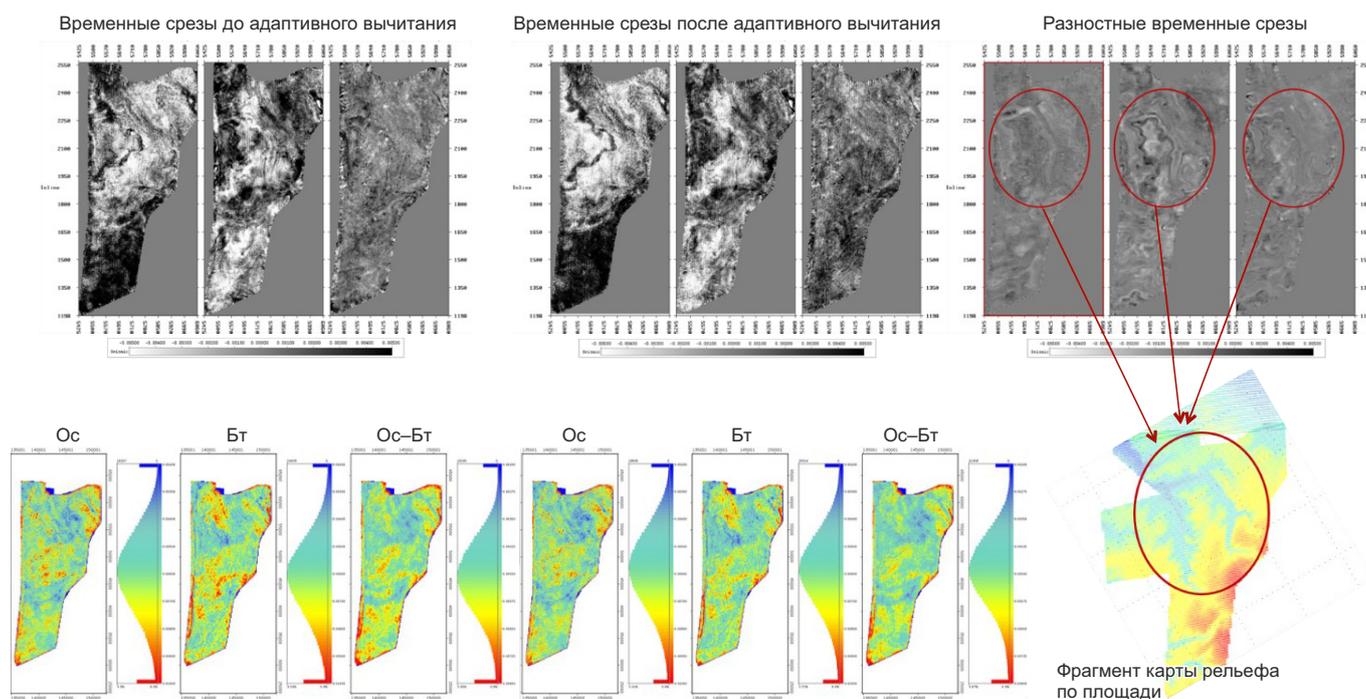


Рис. 12. Эффективность применения LSRME.

Fig. 12. Effectiveness of using LSRME.

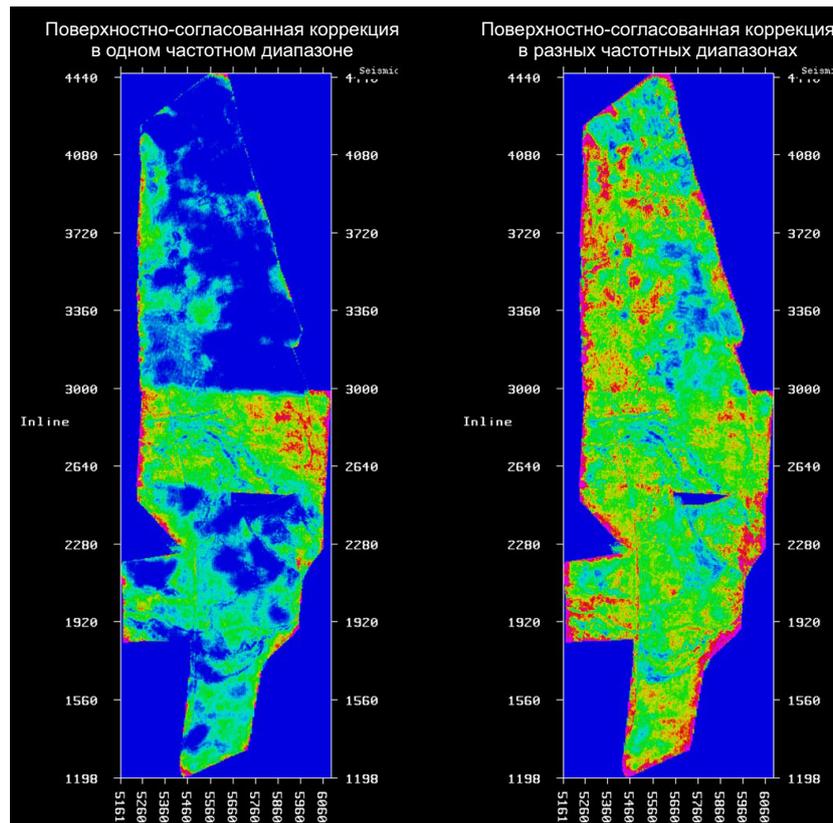


Рис. 13. Горизонтальный срез после поверхностно-согласованной коррекции амплитуд в одном частотном диапазоне (слева) и в разных частотных диапазонах (справа).

Fig. 13. Time slices after surface-consistent amplitude correction in one frequency range (left) and in different frequency ranges (right).

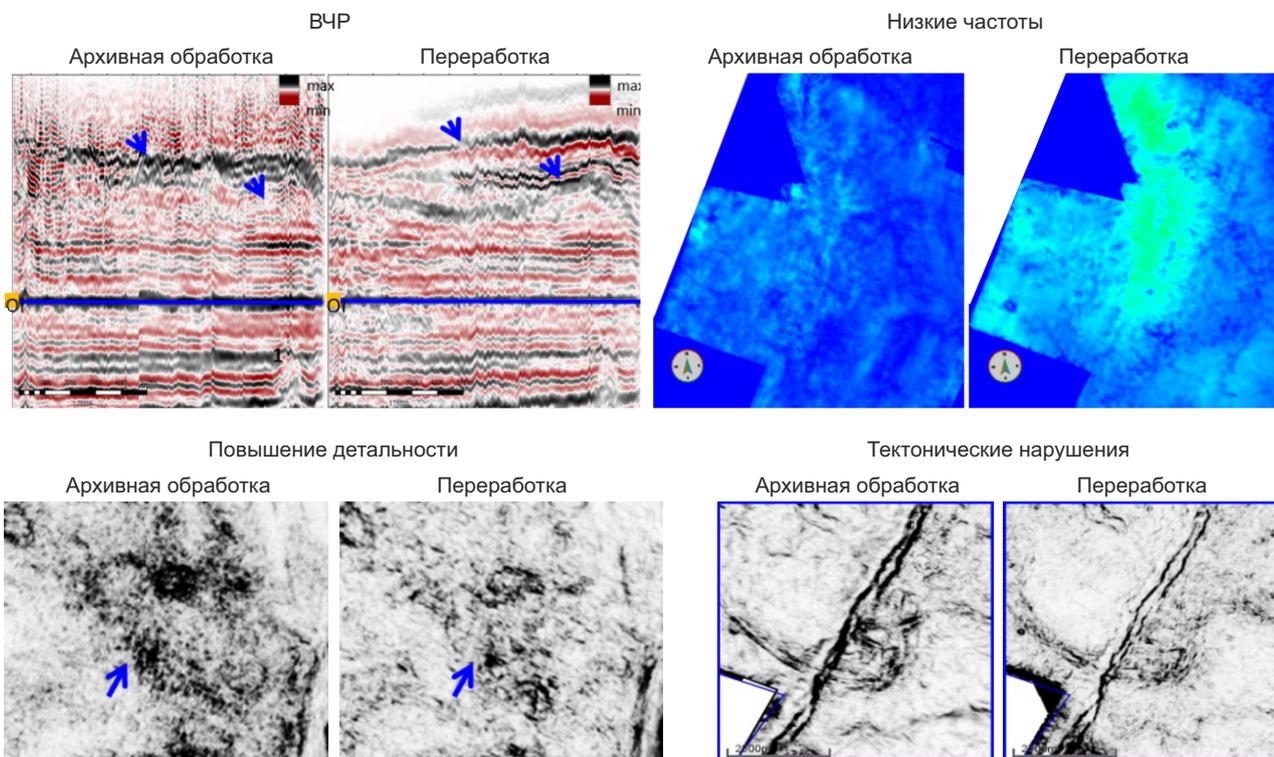


Рис. 14. Улучшение качества сейсмического изображения в сравнении с архивной обработкой.

Fig. 14. Improvement of the quality of a seismic image in comparison with archive processing.

обеспечила лучшую фокусировку элементов сейсмического изображения и качество структурных построений. В совокупности это позволило по-новому взглянуть на геологические особенности месторождения.

4. ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ И КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА ОБРАБОТКИ. НАРУШЕНИЯ И ТЕКТОНИЧЕСКИЕ БЛОКИ

Среднеботуобинское нефтегазоконденсатное месторождение – вытянутая структура, состоящая из тектонических блоков с различными флюидами контактами. Основной пласт на месторождении – песчаники ботуобинского горизонта (пласт Бт). Совместно с разработкой месторождения активно ведется его доразведка для уточнения положения контактов и разломов при помощи сейсморазведочных работ 3D. По результатам проведения сейсморазведочных работ МОГТ 3D в 2019 г. был проинтерпретирован дополнительный, менее крупный, блок на севере лицензионного участка (ЛУ). Последующая разведочная скважина, пробуренная в пределах закантированного блока, подтвердила нефтяное насыщение пласта Бт, в связи с этим началось активное изучение мелких блоков, обрамляющих более крупные поднятия.

В пределах Среднеботуобинского месторождения выделены три крупных тектонических блока, осложненных более мелкими нарушениями. Наиболее крупным в системе блоков месторождения является Центральный тектонический блок. Он приподнят относительно других блоков, ограниченных субмеридиональными разломами амплитудой 5–50 м.

Субмеридиональные нарушения со значительным смещением достоверно картируются по данным сейсморазведочных работ МОГТ 3D с временной миграцией,

но помимо уверенных разломов по данным атрибутного анализа дополнительно картируются «второстепенные» линии менее амплитудных разломов, которые в некоторых случаях геометрически повторяют границы перехода вышележащих интрузий на другие уровни.

Принимая во внимание физические основы метода глубинной миграции, можно предположить, что в случае корректного учета высокоскоростных интрузий при построении глубинно-скоростной модели повысится качество фокусировки более мелких разломов и станет ясна природа таких «второстепенных» разломов.

После выполнения глубинной миграции на атрибутах в интервале пласта Бт наблюдалось существенное повышение качества фокусировки тектонических нарушений (желтые стрелки на рис. 15), поэтому и для построения детальной тектонической модели месторождения были привлечены результаты глубинной миграции.

Картирование тектонических нарушений проводилось как визуально по вертикальным срезам амплитудного куба, так и на основании структурных и динамических признаков. Важным инструментом выделения нарушений являлись уже классические кубы атрибута «когерентность», которые отображают зоны ухудшения когерентности волнового поля и в комплексе с амплитудным кубом и геометрическими атрибутами позволяют определить генетический тип аномалий – вертикальные смещения отражающего горизонта (ОГ), сквозные скоростные аномалии от интрузий или помехи.

Важно отметить, что в условиях преимущественно карбонатных высокоскоростных отложений выделение малоамплитудных тектонических нарушений осложняется их не всегда явной вертикальной выраженностью

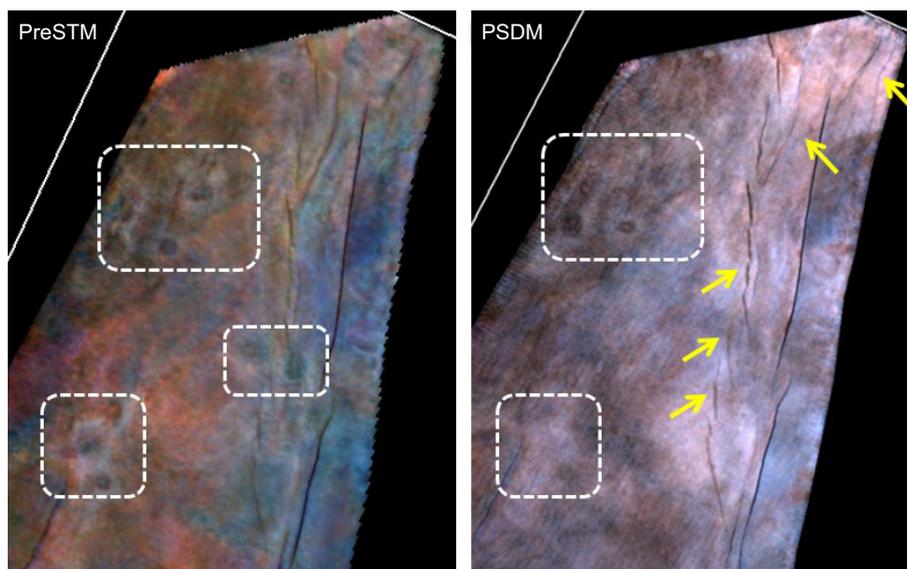


Рис. 15. Сопоставление разломов на уровне ботуобинского горизонта по результатам спектральной декомпозиции кубов с временной (слева) и глубинной обработкой (справа). Белым пунктиром показаны артефакты от интрузии в ВЧР.

Fig. 15. Comparison of faults at the level of the Botuoba horizon based on the results of spectral decomposition of cubes with temporal (left) and deep processing (right). White dotted line shows artifacts from an intrusion in the near-surface area.

(амплитудой) и незначительными перегибами осей синфазности.

Для уточнения тектонических нарушений был рассчитан куб геометрического атрибута «минимальная кривизна», который позволяет проследить малоамплитудные нарушения и уточнить зоны смыкания разломов (рис. 16), так как его детальность выше, чем у куба «когерентности». Также для картирования разломов привлекались результаты спектральной декомпозиции и их совмещение с геометрическими атрибутами (блендинг). Это позволило выделить мелкие детали, незаметные при анализе каждым методом по отдельности. Итоговое положение всех нарушений, закартированных по результатам атрибутного анализа, уточнено по сейсмическим разрезам и логично увязывается со структурным планом.

Следующей частью работы по уточнению тектонической модели была увязка проинтерпретированных разломов с результатами бурения скважин. Разрывные

нарушения, по данным сейсморазведочных работ МОГТ 3D, имеют разную амплитуду смещения. Для уточнения тектонической модели все разломы были отранжированы по степени проводимости. Для оценки проводимости разломов использовались скважинные данные (уровни контактов) и карта амплитуды разломов, построенная по сейсмическим данным. Если полученное значение амплитуды разлома больше предполагаемой мощности Бт – разлом считается непроводящим (рис. 17). После оценки проводимости разломы были объединены в блоки со своими уровнями контактов.

По итогам построения детальной тектонической модели месторождения на основе результатов глубинной миграции закартированы дополнительные перспективные блоки на востоке и западе месторождения, оценена амплитуда разломов и их проводимость, получена трехмерная глубинная модель разломов по всей площади (рис. 18).

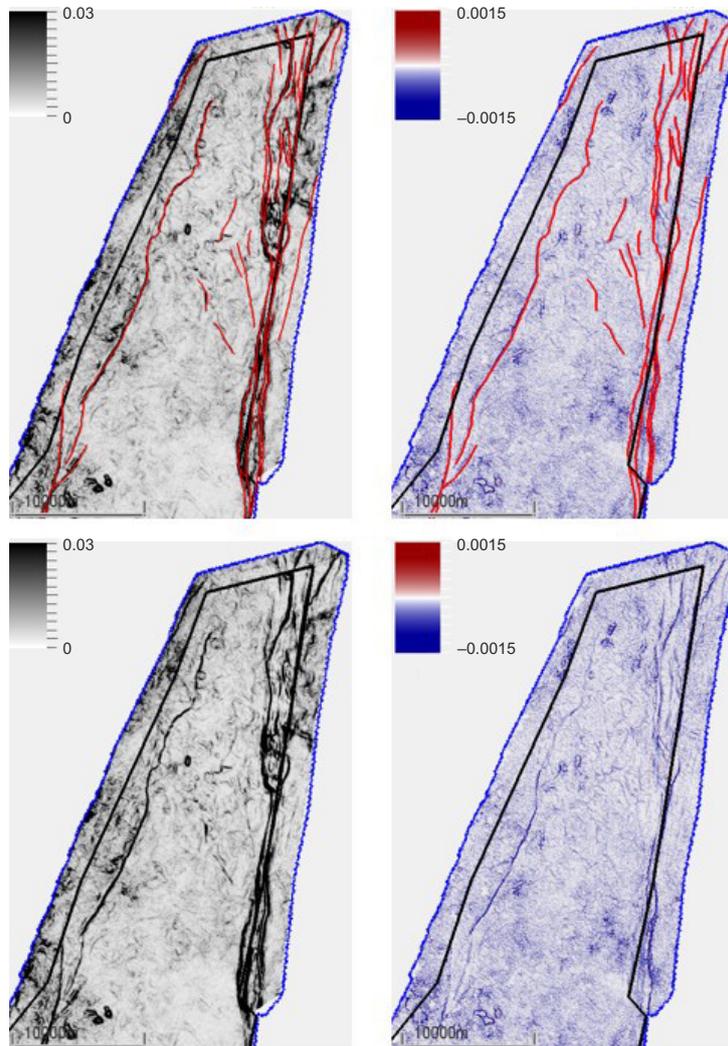


Рис. 16. Выделение тектонических нарушений по ОГ Бт (ботуобинский горизонт) по атрибутам «когерентность» (слева) и «Minimum Curvature 3D» (справа) на севере ЛУ.

Fig. 16. Identification of tectonic faults at the level of the Botuoba horizon according to the coherence (left) and minimum curvature 3D (right).

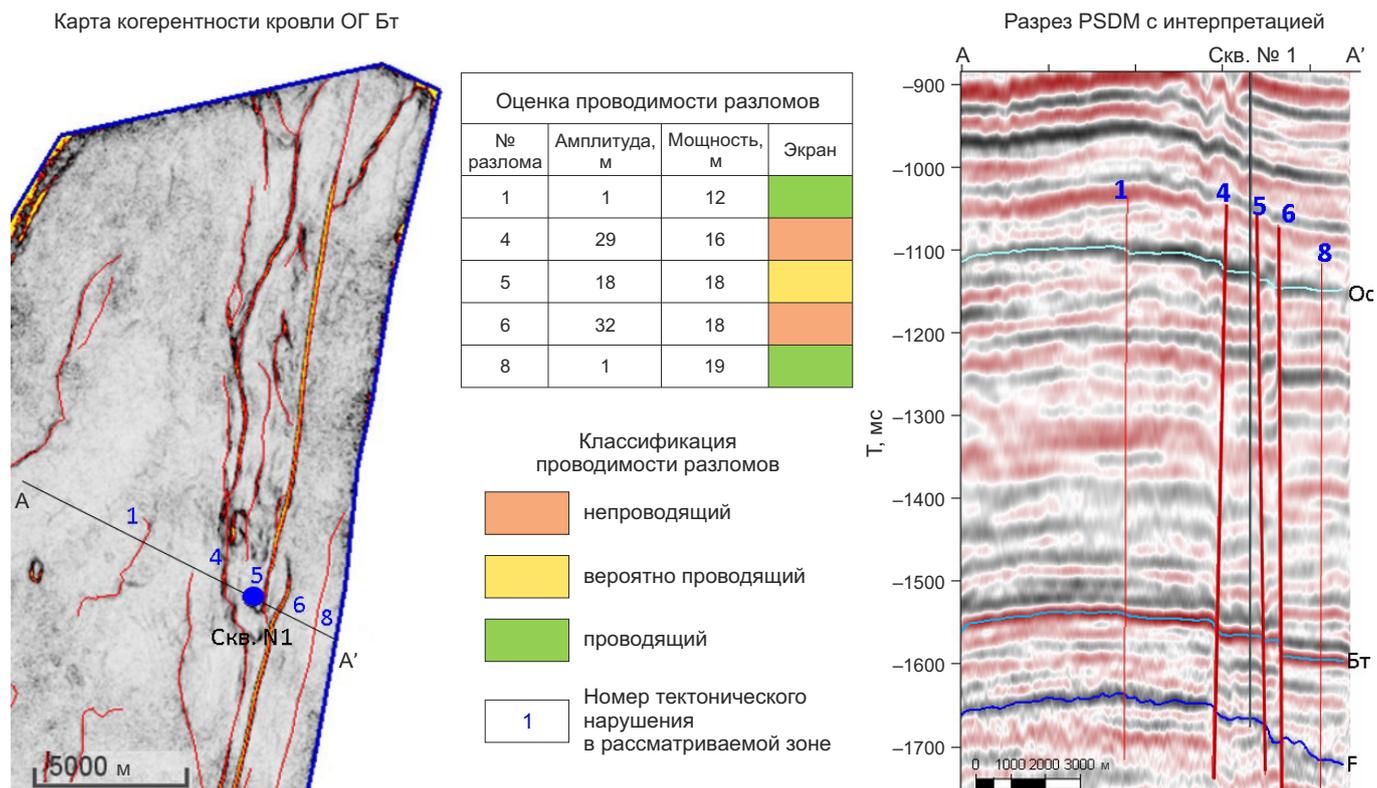


Рис. 17. Пример анализа проводимости разломов в восточных блоках.
 Fig. 17. An example of the fault conductivity analysis for the eastern blocks.

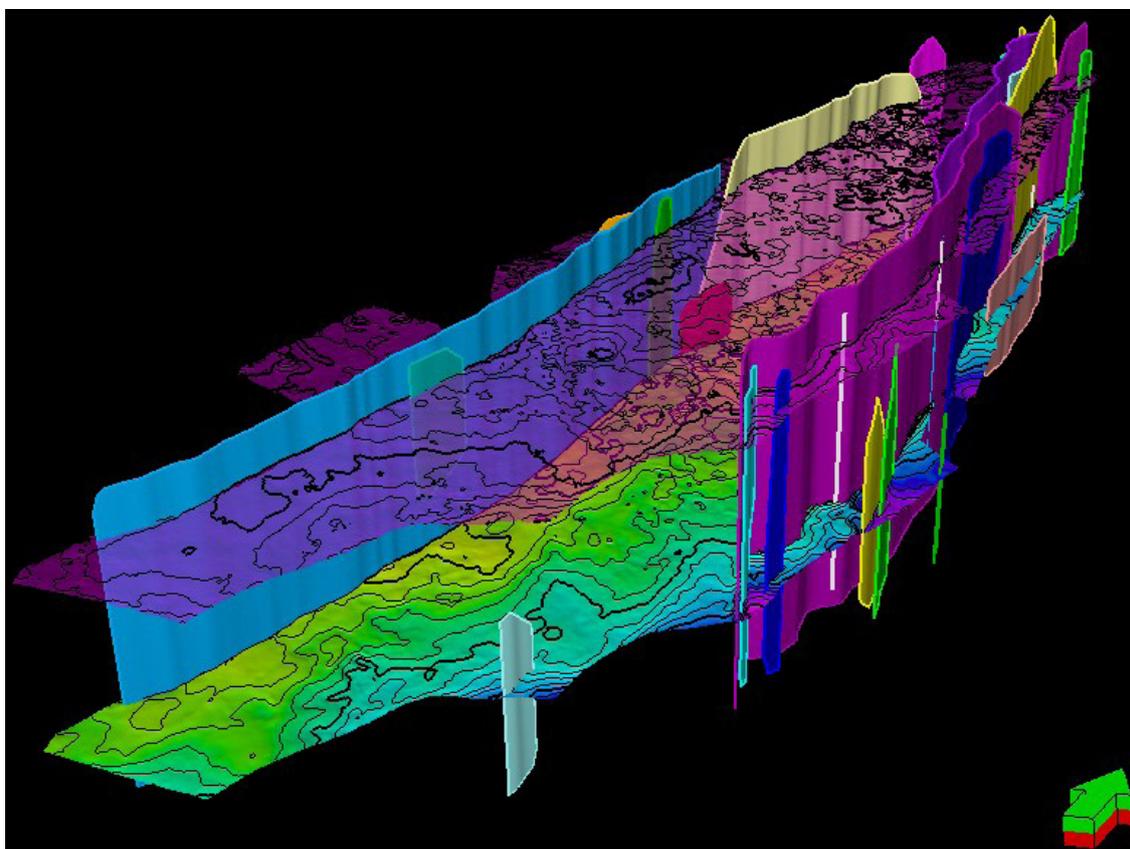


Рис. 18. Глубинная модель разломов.
 Fig. 18. Depth model of faults.

5. ОБНОВЛЕНИЕ ТЕКТОНИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ СРЕДНЕБОТУОБИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА ОСНОВЕ НОВЫХ ДАННЫХ СРР 3D

Применение наукоемких технологий, включающих современные подходы к обработке и интерпретации сейсмических данных, и комплексирование со скважинными данными позволили найти дополнительный потенциал на СБНГКМ спустя 50 лет после открытия месторождения. Проведение глубинной миграции заставило геологов пересмотреть разломную модель месторождения и позволило воссоздать тектоническую историю изучаемой территории. По новым данным МОГТ 3D были обнаружены дополнительные тектонические нарушения, обрамляющие центральную залежь месторождения и формирующие отдельные изолированные нефтяные блоки. Эти открытия полностью изменили направление вектора ГРП на СБНГКМ.

В рамках проведенных авторами исследований в пределах Непско-Ботуобинской антеклизы (НБА) и сопряженных с ней надпорядковых структур было выявлено значительное количество проявлений пликативных и дизъюнктивных деформаций осадочного чехла.

В ходе работы удалось установить, что все деформации можно разделить на две различные по кинематике и времени проявления группы: впервые выявленные и подробно изученные авторами сдвиговые S_{1at} и описанные ранее надвиговые $D_{3fm}-C_{1v}$ деформации. Для Среднеботуобинского месторождения характерны сдвиговые атдабанские деформации, которые впервые удалось детально изучить благодаря новым данным сейсморазведочных работ 3D. Ранее подобные деформации отмечались в пределах Непского свода НБА по данным СРР 2D.

С морфологической точки зрения деформации реализованы в виде вытянутых присдвиговых структур растяжения (транстенсионные структуры, т.н. пулл-апарт структуры (pull-a-part structure) [Burchfiel, Stewart, 1966], рис. 19) и сжатия (транспрессионные структуры, рис. 20). Структуры имеют субмеридиональную или северо-восточную направленность.

Необходимо отметить, что вышеописанные сдвиговые деформации выявлены и подробно изучены авторами впервые, что, вероятно, связано с их меньшей выраженностью относительно широко распространенных

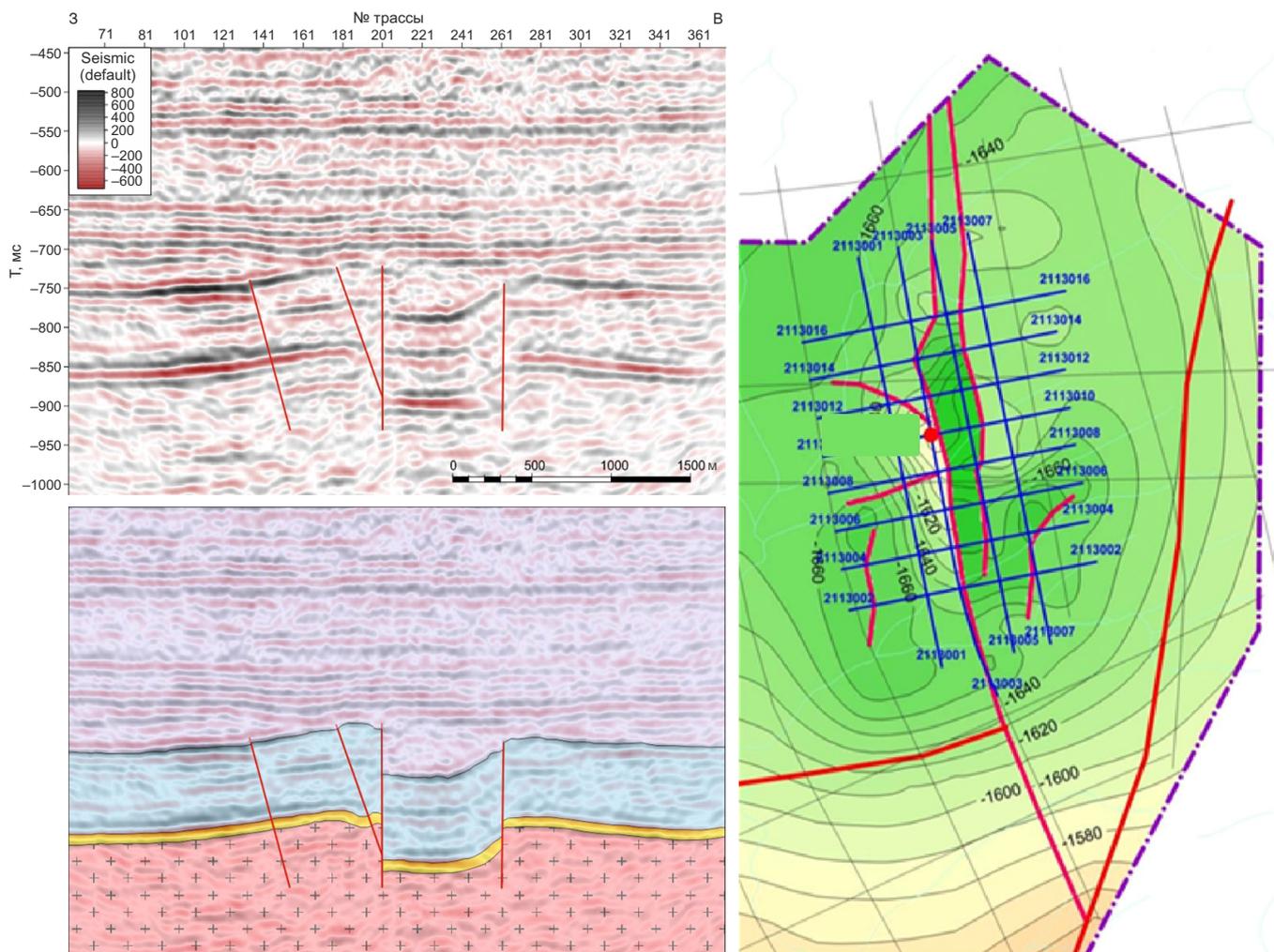


Рис. 19. Бассейн типа пулл-апарт и сопряженный горст в центральной части НБА (Непский свод).

Fig. 19. A pull-a-part basin and a conjugate horst in the central part of the Nepa-Botuoba anticline (Nepa dome).

более молодых и более «агрессивных» D_3 fm- C_1 v надвиговых деформаций.

На границе Центрального и Восточного тектонических блоков СБНГКМ отмечается наличие приразломных пулл-апарт бассейнов, формирующихся в обстановке трансенсии (сдвига-растяжение), что свидетельствует о присутствии горизонтальных смещений по разлому (рис. 20). Впервые понятие транспресии (сдвига-сжатие) было введено В.Б. Харландом в 1971 г. [Harland, 1971], а в 1984 г. Сандерсон сделал первую модель подобной сдвиговой деформации [Sanderson, Marchini, 1984]. Новизна открытия состояла в том, что ранее при построении структурных моделей использовались лишь понятия «простого» и «чистого» сдвига, описывающие плоские деформации.

Структурный парагенезис сдвига со сжатием открыл новые пути к построению объемных моделей геологических сред. По конфигурации пулл-апарт бассейнов сдвиговые зоны в восточной части месторождения имеют левостороннее смещение. Амплитуда разлома варьирует от 26 до 55 м.

Разлом, ограничивающий Центральный тектонический блок с запада, впервые выделен в 1992 г. по результатам сейсморазведочных работ и подтвержден последующими сейсмическими работами. Для разлома характерно раздвоение на северо-западе участка (рис. 21). Амплитуда смещения по разлому от 6 до 40 м. Вероятно, и в данном случае горизонтальным смещениям была отведена главенствующая роль. Но возникает вопрос, какими были поле напряжений и, соответственно, кинематика данного разлома? На рис. 22

представлены блок-схемы двух возможных вариаций изначальной конфигурации разломов.

Остается неразрешенным вопрос об относительно приподнятом положении всего Центрального блока месторождения по сравнению с соседними блоками. На этот счет возникает несколько соображений. Во-первых, это может быть связано с изначальной неровной поверхностью разлома, вследствие чего при горизонтальных подвижках имело место увеличение толщин. Во-вторых, Центральный блок месторождения может представлять собой локальную структуру поппа (pop-up structure). Для их формирования необходимо наличие двух разломов: главного – фронтального и антитетического – ретронадвиг. Взаимодействие таких дизъюнктивов порождает приподнятую структуру в центре. В-третьих, такое локальное поднятие могло образоваться как результат компрессионного сжатия при формировании пулл-апарт структур.

В целом Центральный блок Среднеботуобинского месторождения представляет собой приподнятую зону, ограниченную сложной системой тектонически взаимосвязанных структур.

В 2019 г. в северо-восточной части месторождения был закартирован отдельный тектонический блок, не изученный бурением (выделен черным овалом на рис. 23). С запада от блока находится серия архивных скважин с газовым насыщением в ботуобинском горизонте, в связи с чем вся северная часть месторождения считалась газовой. После проведения анализа насыщения пласта Бт на месторождении и прилегающих территориях, был выявлен отдельный блок на востоке

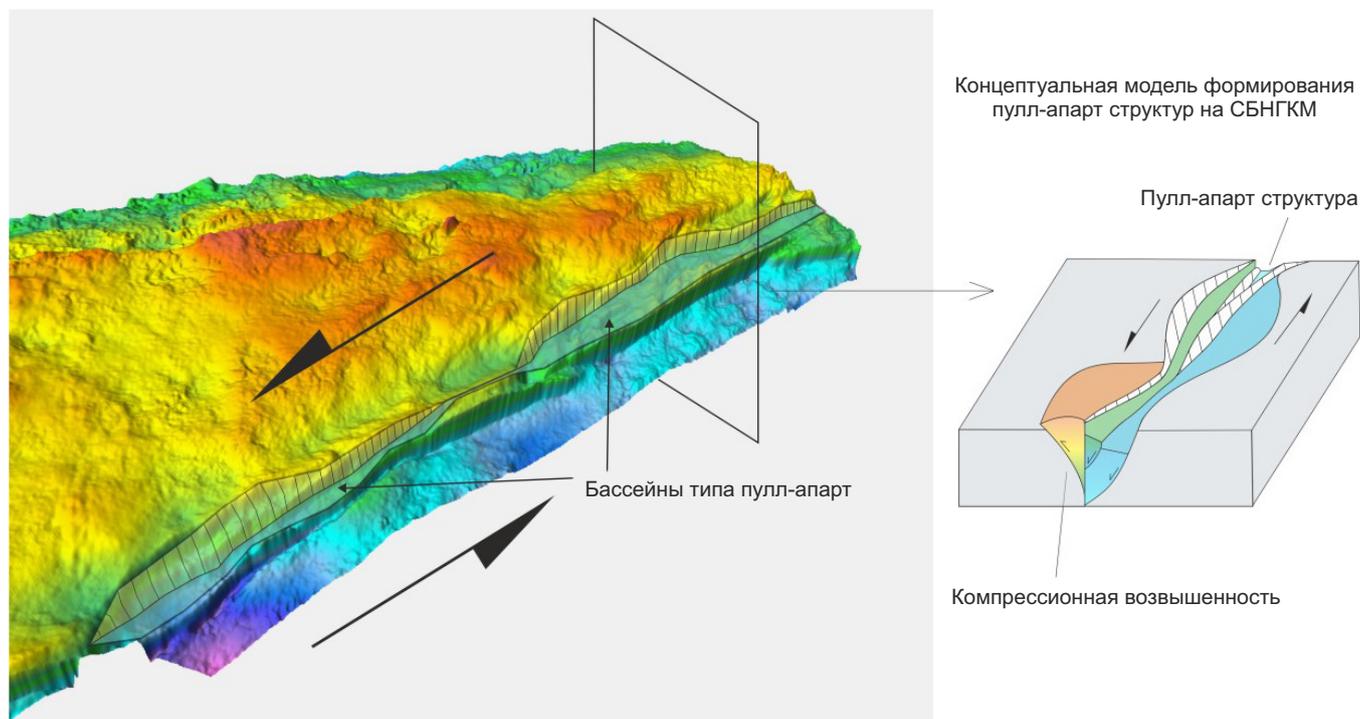


Рис. 20. Концептуальная модель формирования бассейнов типа пулл-апарт в восточном блоке СБНГКМ.

Fig. 20. Conceptual model showing the formation of pull-a-part basins in the eastern block of the Srednebotuobinskoe Field.

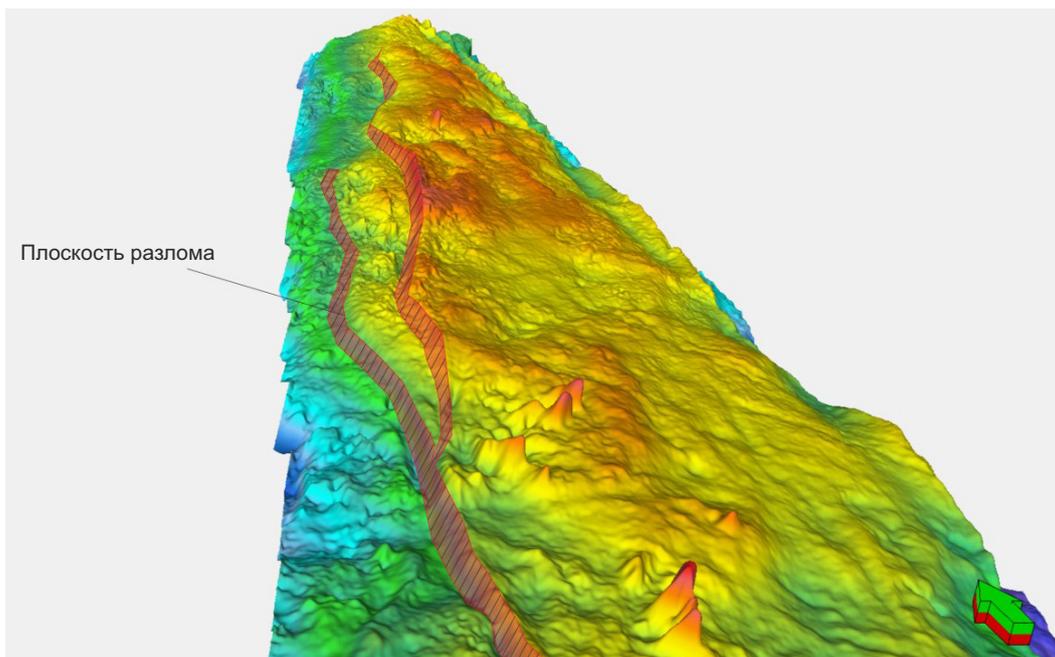


Рис. 21. Разлом, ограничивающий Центральный тектонический блок СБНГКМ с запада.
Fig. 21. The fault bordering the Central tectonic block of the Srednebotuobinskoe Field from the west.

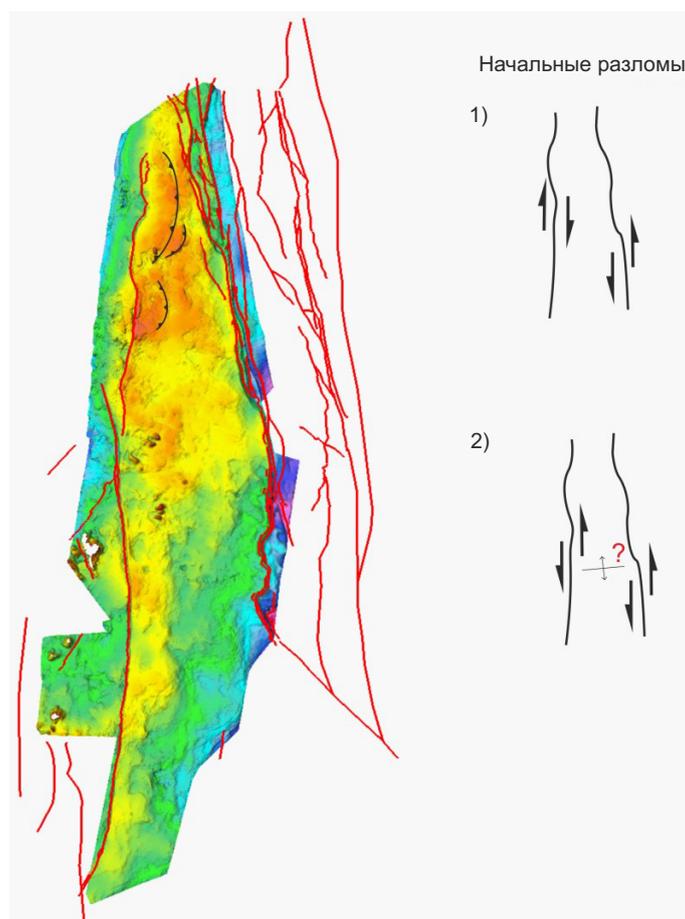


Рис. 22. Структурная карта по кровле ботубобинского горизонта с разломными нарушениями. Справа показаны возможные кинематические модели сдвиговых дизъюнктивов.
Fig. 22. Structural map showing the top of the Botuoba horizon and faults. Possible kinematic models of shear faults are shown on the right.

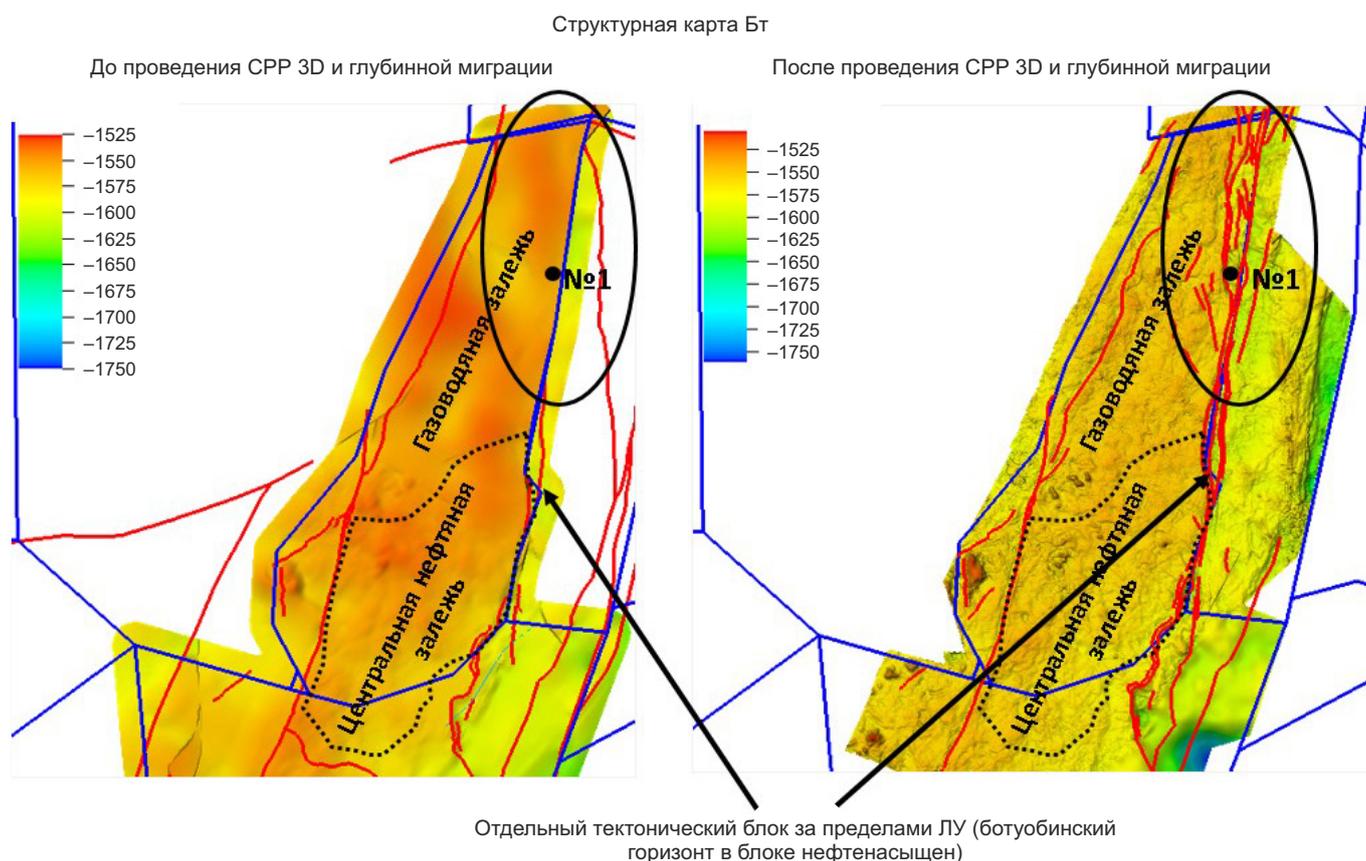


Рис. 23. Эволюция представлений о строении северо-восточной части СБНГКМ и анализ насыщения соседних скважин.

Fig. 23. Evolution of the concept of the northeastern structure of the Srednebotuobinskoe Field, and analysis of saturation of adjacent wells.

месторождения за пределами лицензионного участка, где из песчаников Бт был получен приток нефти. По аналогии с этим блоком впервые было сделано предположение о нефтяном насыщении нового северо-восточного блока. На основе данной концепции в этот блок была заложена разведочная скважина № 1 (рис. 23) с целью выявления нефтяных запасов в газовой части СБНГКМ. При подготовке скважины рассматривались различные сценарии положения контактов в этом блоке. В базовом сценарии ожидалось вскрытие 8 м нефтенасыщенных толщин в ботубинском горизонте.

В 2020 г. в результате бурения скважины было вскрыто 16.6 м нефтенасыщенных толщин Бт, что на тот момент являлось абсолютным рекордом на месторождении. Контакты вскрыты не были. После подтверждения нефтяных запасов в отдельном тектоническом блоке на северо-востоке месторождения началось изучение восточных блоков в центральной части СБНГКМ. В результате бурения серии пилотных скважин нефтяное насыщение Бт на востоке Центрального блока также подтвердилось. Скважины № 2 и 3 вскрыли 20 м и 22 м нефтенасыщенных песчаников Бт соответственно, контакты вскрыты не были. По самым консервативным оценкам, прирост извлекаемых запасов по восточным блокам составляет 11 млн т нефти, если все же блоки

полностью нефтенасыщенные, то прирост запасов составит более 15 млн т. В связи с близостью инфраструктуры часть запасов уже введена в разработку.

6. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Принимая во внимание такой успех геологоразведочных работ в 2020 г., изучение восточных блоков на месторождении продолжили.

Благодаря комплексному подходу и применению наукоемких современных технологий в обработке сейсмических данных, удалось перевернуть представления о тектонической истории месторождения. На основании новых данных удалось выявить новые сложностроенные залежи нефти, обрамляющие Среднеботубинское месторождение.

Таким образом, правильно спланированный подход к ГРП с эффективным использованием сейсморазведки позволяет обеспечить надежные геологические открытия и сформировать долгосрочный вектор развития месторождения.

7. ЛИТЕРАТУРА / REFERENCES

Burchfiel В.С., Stewart J.H., 1966. "Pull-apart" Origin of the Central Segment of Death Valley, California. Geological Society of America Bulletin 77 (4), 439–442. [https://doi.org/10.1130/0016-7606\(1966\)77\[439:POOTCS\]2.0.CO;2](https://doi.org/10.1130/0016-7606(1966)77[439:POOTCS]2.0.CO;2).

Burlakov A., Ilyin S., Gabova M., Shamsutdinov I., Kuchkanov E., Popova P., 2018. In: GeoBaikal 2018. Proceedings of 5th International Scientific and Practical Conference (August 11–17, 2018). EAGE, Irkutsk, p. 1–5. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201802001>.

Gurentsov N.E., Tverdokhlebov D.N., Melnikov R.S., 2020. Complex Approach to Seismic Survey Design of Optimal Acquisition Systems Based on Seismic Geological Modeling. *Geophysics* 3, 31–37.

Harland W.B., 1971. Tectonic Transpression in Caledonian Spitsbergen. *Geological Magazine* 108 (1), 27–42. <https://doi.org/10.1017/S0016756800050937>.

Jones I.F., 2018. Velocities, Imaging, and Waveform Inversion – The Evolution of Characterizing the Earth's Subsurface. *EAGE*, 238 p.

Jones I.F., Bloor R.I., Biondi B.L., Etgen J.T. (Eds), 2008. *Prestack Depth Migration and Velocity Model Building*. Society of Exploration Geophysicists, USA, 881 p.

Kleshnin A.B., Tverdokhlebov D.N., Chirgun A.S., Filichev A.V., Golopapa S.N., 2020. Special Processing of Wide Azimuth 3D Seismic Surveys in Seismic Conditions of the Siberian Platform. *Subsoil Using – XXI Century* 3 (86), 44–51 (in Russian) [Клешнин А.Б., Твердохлебов Д.Н., Чиргун А.С., Филичев А.В., Голопапа С.Н. Специальная обработка широкоазимутальных СРР 3D в сейсмогеологических условиях Сибирской платформы // Недропользование XXI век. 2020. № 3 (86) С. 44–51].

Kleshnin A.B., Tverdokhlebov D.N., Goguzeva E.I., Melnikov R.S., 2021. Modern Technologies for Seismic Data Processing at the Srednebotuobinskoye Oil and Gas Condensate Field. *Oil Industry* 2, 31–35 (in Russian) [Клешнин А.Б., Твердохлебов Д.Н., Гогужева Е.И., Мельников Р.С., Современные технологии обработки сейсмических данных на Среднеботуобинском нефтегазоконденсатном месторождении // Нефтяное хозяйство. 2021. № 2. С. 31–35]. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-2-31-35>.

Korobkin V.S., 2018. Improvement of Seismic Image Quality Due to Use of Special Broadband Processing without Low-Frequencies Leakage: Eastern Siberia Case Study. *Geophysics* 6, 42–51 (in Russian) [Коробкин В.С. Повышение качества сейсмического изображения за счет использования широкополосной обработки с сохранением энергии низких частот на примере одного из месторождений Восточной Сибири // Геофизика. 2018. № 6. С. 42–51].

Korobkin V., Burlakov A., Kudryavtsev K., Tverdokhlebov D., 2018. Application of SWI and FWI for Building Near-Surface

Velocity Model and Improving Seismic Image Quality. In: Saint Petersburg 2018. Innovations in Geosciences – Time for Breakthrough. Proceedings of 8th International Conference & Exhibition (April 9–12, 2018). EAGE, p. 1–5. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201800129>.

Korobkin V., Burlakov A., Tverdokhlebov D., Kudryavtsev K., 2019. Application of Advanced Multiple Attenuation Tools on Land Data. In: Tyumen 2019. Conference Proceedings (March 25–29, 2019). EAGE, p. 1–5. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201900558>.

Sanderson D.A., Marchini W.R.D., 1984. Transpression. *Journal of Structural Geology* 6 (5), 449–458. [https://doi.org/10.1016/0191-8141\(84\)90058-0](https://doi.org/10.1016/0191-8141(84)90058-0).

Tishchenko I.V., Tishchenko A.I., Zhukov A.A., 2011. Algorithms and Criteria for Assessing the Quality of Field Seismic Records. *Seismic Technologies* 2, 40–48 (in Russian) [Тищенко И.В., Тищенко А.И., Жуков А.А. Алгоритмы и критерии оценки качества полевых сейсмических записей // Технологии сейсморазведки. 2011. № 2. С. 40–48].

Tverdokhlebov D.N., Danko E.A., Kashirina E.G., Korobkin V.S., Filichev A.V., Gaiduk A.V., 2017. Finite-Difference Seismogeological Modeling for Improvement of Seismic Data Processing Efficiency and Quality of Interpretation. *Geophysics* 6, 10–18 (in Russian) [Твердохлебов Д.Н., Данько Е.А., Каширина Е.Г., Коробкин В.С., Филичев А.В., Гайдук А.В. Конечно-разностное сейсмогеологическое моделирование с целью повышения эффективности обработки и качества интерпретации сейсмических данных // Геофизика. 2017. № 6. С. 10–18].

Tverdokhlebov D.N., Korobkin V.S., Danko E.A., Kashirina E.G., Filichev A.V., Gaiduk A.V., 2018. Possibility to Suppress Multiple Waves by Modeling Algorithms in Conditions of High-Velocity Section of the Siberian Platform. *Geophysics* 1, 2–14 (in Russian) [Твердохлебов Д.Н., Коробкин В.С., Данько Е.А., Каширина Е.Г., Филичев А.В., Гайдук А.В. Возможность подавления кратных волн на основе алгоритмов моделирования в условиях высокоскоростного разреза сибирской платформы // Геофизика. 2018. № 1. С. 2–14].

Tverdokhlebov D., Korobkin V., Kleshnin A., Kashirina E., Danko E., Zaravnyaev V., Melnikov R., 2019. FWI as an Effective Solution for Land Near-Surface Model Building into the Area with Complex Geological Settings: Eastern Siberia Case Study. *First Break* 37 (10), 39–47. <https://doi.org/10.3997/1365-2397.2019024>.