

УДК 553.982.2

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2017

## ЧАЯНДИНСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ – ПРОЕКТ ВНЕДРЕНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

**А.В. Давыдов, А.В. Погретский, О.А. Смирнов<sup>1</sup>, А.В. Лукашов<sup>1</sup>, А.П. Правдухин<sup>1</sup>, А.Р. Курчиков<sup>2</sup>, В.Н. Бородкин<sup>1,3</sup>**

ООО «Газпром геологоразведка» (625000, Россия, г. Тюмень, ул. Герцена, 70)

<sup>1</sup>ООО «ИНГЕОСЕРВИС» (652019, Россия, г. Тюмень, ул. Республики, 211)

<sup>2</sup>Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН (625000, Россия, г. Тюмень, ул. Володарского, 56)

<sup>3</sup>Тюменский индустриальный университет (652019, Россия, г. Тюмень, ул. Республики, 211)

## CHAYANDINSKOYE FIELD IS THE PROJECT OF NEW TECHNOLOGIES IMPLEMENTATION IN EAST SIBERIA

**Aleksei V. Davydov, Aleksandr V. Pogretskii, Oleg A. Smirnov<sup>1</sup>, Andrei V. Lukashov<sup>1</sup>, Andrei P. Pravdukhin<sup>1</sup>, Arkadii R. Kurchikov<sup>2</sup>, Vladimir N. Borodkin<sup>1,3</sup>**

Gazprom Geologorazvedka LLC (70 Gertcen st., Tyumen, 625000, Russian Federation)

<sup>1</sup>INGEOSERVICE LLC (211 Respubliki st., Tyumen, 652019, Russian Federation)

<sup>2</sup>West-Siberian branch of the Institute of Oil and Gas Geology and Geophysics named after A.A. Trofimuk of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences (56 Volodarskogo st., Tyumen, 625000, Russian Federation)

<sup>3</sup>Tyumen Industrial University (211 Respubliki st., Tyumen, 652019, Russian Federation)

Получена / Received: 30.03.2017. Принята / Accepted: 10.05.2017. Опубликовано / Published: 30.06.2017

### Ключевые слова:

Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение, ботуобинский горизонт, хамакинский горизонт, талахский горизонт, широкоазимутальная система наблюдения, трещиноватость, азимутальный анализ скоростей, азимутальный AVO-анализ (AVAZ), анизотропная инверсия, анизотропная глубинная миграция, высокоразрешающая сейсморазведка, структурно-тектоническая модель, сейсморазведка 3D, сейсмические атрибуты, упругие импедансы, кубы атрибуты.

Современный уровень изучения строения Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения характеризуется внедрением сейсморазведки 3D, выполненной по технологии полноазимутальной системы наблюдений с кратностью 240. Сложные сейсмогеологические условия в пределах данной части Восточной Сибири диктуют повышенные требования к качеству проведения полевых сейсморазведочных работ 3D. Геологический разрез района работ характеризуют нижнепротерозойские образования кристаллического фундамента и вендские, кембрийские, юрские, четвертичные отложения осадочного чехла. Основную роль в строении осадочного чехла играют терригенно-карбонатные отложения венда и галогенно-карбонатные образования кембрия. Продуктивная часть разреза относится к ботуобинскому, хамакинскому и талахскому горизонтам и характеризуется очень сложным строением природных резервуаров. Изучение строения продуктивной части разреза продиктовано необходимостью подготовки месторождения к эксплуатационному бурению и последующей его разработки. С целью выявления особенностей строения продуктивной части разреза в регионе со сложными сейсмогеологическими условиями используется миграция до суммирования в глубинной области. Выполняемая широкоазимутальная система наблюдения направлена на изучение важнейших вопросов строения среды: направление и характер изменения трещиноватости, изучение азимутальной анизотропии скоростных характеристик разреза, выявление характеристик изменения упругих свойств. Адаптированы и внедрены в практику сейсморазведочных работ основные технологии изучения анизотропии свойств геологического разреза: 1) метод, основанный на изучении геометрических атрибутов; 2) азимутальный анализ скоростей; 3) азимутальный AVO-анализ (AVAZ); 4) анизотропная инверсия. По результатам обработки и комплексной интерпретации сейсморазведочных материалов работ МОГТ-3D на Чаяндинском нефтегазоконденсатном месторождении получена важнейшая информация о геологическом строении отложений осадочного чехла и продуктивной части разреза, что позволило значительно уточнить представление о строении продуктивных горизонтов и геологическом развитии данной территории, более адекватно определить пространственное распространение коллекторов и оценить запасы с учетом вновь построенной структурно-тектонической модели.

### Key words:

Chayandinskoye oil and gas condensate field, Botuobinsk formation, Khamakinsk formation, Talakh formation, wide-azimuth observation system, fracturing, azimuthal velocity analysis, azimuth AVO-analysis (AVAZ), anisotropic inversion, anisotropic depth migration, high-resolution seismic survey, structural and tectonic model, 3D seismic survey, seismic attributes, elastic impedances, attribute cubes.

Modern level of study of structure of Chayandinskoye oil and gas condensate field is characterized by implementation of 3D seismic survey, carried out using a rich azimuth seismic survey system with a fold of 240. Complex seismic and geological conditions within this part of Eastern Siberia dictate high requirements to quality of field 3D seismic operations. A geological section of an area of operations is characterized by Lower Proterozoic formations of crystalline basement and Vendian, Cambrian, Jurassic, Quaternary deposits of the sedimentary cover. The main role in structure of the sedimentary cover is played by clastic and carbonate deposits of Vendian and halogen-carbonate formations of Cambrian Period. Productive part of a section refers to Botuobinsk, Khamakin and Talakh suits and is characterized by a very complex structure of natural reservoirs. Study of productive section structure is caused by need to prepare a field for production drilling and its subsequent development. In order to reveal features of structure of productive part of a section in a region with complex seismic and geological conditions, migration is used up to the summation in the deep region. Wide-azimuth observation system is aimed to study the most important challenges of medium structure such as direction and nature of change in fracture, study of azimuthal anisotropy of velocity characteristics of section and identification of characteristics of elastic properties change. Base technologies to study anisotropy of geological section properties are adapted and introduced into seismic exploration technique. They are as follows: 1) a method based on study of geometric attributes; 2) azimuthal analysis of velocities; 3) azimuth AVO-analysis (AVAZ); 4) anisotropic inversion. Based on results of processing and complex interpretation of seismic data of MOGT-3D works at the Chayandinskoye oil and gas condensate field the most important information about geological structure of sedimentary cover deposits and productive section was obtained. That allowed to significantly clarifying concept of structure of productive formations and geological development of this area. It also allowed determining distribution of reservoirs and evaluating reserves with considered new built structural and tectonic model.

**Давыдов Алексей Владимирович** – генеральный директор (тел.: +007 345 254 09 54, e-mail: office@ggr.gazprom.ru).

**Погретский Александр Владимирович** – начальник отдела по организации геофизических работ и исследований (тел.: +007 345 254 09 46, e-mail: a.pogretskiy@ggr.gazprom.ru).

**Смирнов Олег Аркадьевич** – кандидат геолого-минералогических наук, главный геолог (тел.: +007 345 221 52 95, e-mail: osmirnov@ingeos.info). Контактное лицо для переписки.

**Лукашов Андрей Викторович** – генеральный директор (тел.: +007 345 221 52 95, e-mail: info@ingeos.info).

**Правдухин Андрей Петрович** – начальник отдела обработки материалов сейсморазведки (тел.: +007 345 221 52 95, e-mail: apravduh@ingeos.info).

**Курчиков Аркадий Романович** – доктор геолого-минералогических наук, профессор, директор (тел.: +007 345 246 58 27, e-mail: niigig\_ku@sibtel.ru).

**Бородкин Владимир Николаевич** – доктор геолого-минералогических наук, главный специалист (тел.: +007 345 244 43 58, e-mail: info@ingeos.info).

**Aleksei V. Davydov** – Chief executive officer (tel.: +007 345 254 09 54, e-mail: office@ggr.gazprom.ru).

**Aleksandr V. Pogretskii** (Author ID in Scopus: 5635896200) – Head of the Department of Geophysical Work and Survey Organization (tel.: +007 345 254 09 46, e-mail: a.pogretskiy@ggr.gazprom.ru).

**Oleg A. Smirnov** (Author ID in Scopus: 56400448200) – PhD in Geological and Mineralogical Sciences, Chief Geologist (tel.: +007 345 221 52 95, e-mail: osmirnov@ingeos.info). The contact person for correspondence.

**Andrei V. Lukashov** (Author ID in Scopus: 6701815561) – Chief executive officer (tel.: +007 345 221 52 95, e-mail: info@ingeos.info).

**Andrei P. Pravdukhin** – Head of the Department of Seismic Survey Data Processing (tel.: +007 345 221 52 95, e-mail: apravduh@ingeos.info).

**Arkadii R. Kurchikov** (Author ID in Scopus: 6602684129) – Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor, Director (tel.: +007 345 246 58 27, e-mail: niigig\_ku@sibtel.ru).

**Vladimir N. Borodkin** (Author ID in Scopus: 36652408900) – Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Chief Specialist (tel.: +007 345 244 43 58, e-mail: info@ingeos.info).

## Введение

На территории Республики Саха (Якутия) группе компаний ПАО «Газпром» принадлежат лицензионные участки: Чайндинское, Верхне-Вилючанское, Тас-Юряхское, Соболах-Неджелинское, Среднетюннское, Тымпучиканское. По праву самым значимым является Чайндинское месторождение – месторождение-гигант по запасам углеводородов. Чайндинское нефтегазо-конденсатное месторождение расположено в юго-западной части Республики Саха (Якутия) и относится к Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции, Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области, Ботуобинскому нефтегазоносному району. Месторождение было открыто в 1980 г. Продуктивными на месторождении являются отложения венда: ботуобинский, хамакинский и талахский горизонты. На государственном балансе запасов полезных ископаемых РФ числятся запасы нефти, газа, конденсата, гелия. С 2009 г. ПАО «Газпром» проводит геолого-разведочные работы по доразведке месторождения. Оператором выполнения геолого-разведочных работ является ООО «Газпром геологоразведка» [1]. Научно-технические и геолого-геофизические работы на месторождении выполняют специалисты таких компаний, как ИТЦ ООО «Газпром геологоразведка», ООО «ЦНИП ГИС», ООО «Газпром ВНИИГАЗ», а также ООО «ИНГЕОСЕРВИС».

В настоящее время месторождение покрыто сетью сейсморазведочных работ 2D (1500 км), выполнено 6300 км<sup>2</sup> сейсморазведки 3D при площади участка недр 6 980 км<sup>2</sup>. Начиная с 2013 г. на месторождении реализована на современном уровне съемка 3D, выполненная по технологии полноазимутальной системы наблюдений с кратностью 240 (рис. 1).

Обработка полевого сейсмического материала проводилась в ООО «ИНГЕОСЕРВИС» в обрабатывающей системе Geocluster версии 5000 компании CGG Veritas.

## Постановка задачи

Перед сейсморазведкой 3D были поставлены задачи по детальному изучению геологического строения и структурно-тектонической модели залежей продуктивной части разреза Чайндинского месторождения,

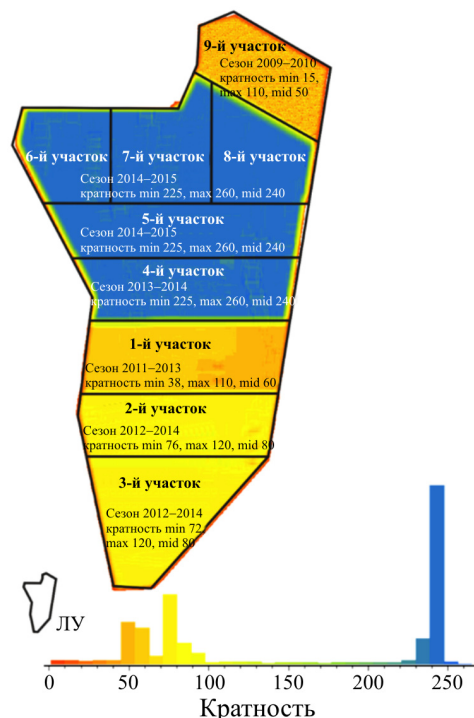


Рис. 1. Карта кратности сейсморазведочных работ

уточнению геометрии тектонических блоков, районированию и определению зон распространения трещиноватости горных пород, прогнозированию литотипов пород и коллекторских свойств разреза. Решение такого круга задач невозможно без использования современного арсенала методических и технологических средств – от супервизии полевых работ до обработки и интерпретации.

Изучению особенностей структурно-тектонического строения и условий образования ловушек углеводородов в терригенных отложениях венда посвящено большое количество работ специалистов [2–11].

Основными сейсмогеологическими особенностями нефтегазоперспективных толщ Восточной Сибири являются древний возраст отложений и, как следствие, высокая степень вторичных изменений пород. Возраст пород плитного венд-кембрийского яруса осадочного чехла составляет 500–680 млн лет, отложений доплитного рифейского яруса осадочного чехла – 950–1500 млн лет. Это объясняет высокую интервальную скорость распространения отраженных сейсмических волн в данном интервале.

Сложное пространственное расположение преимущественно терригенных нефтегазоносных комплексов и особенности их соотношения

с перекрывающими более высокоскоростными соленосными отложениями обуславливают объективную трудность изучения их строения по сейсморазведочным данным. Разрез осадочного чехла разделяется на контрастные скоростные зоны:

1. Галогенно-карбонатная кембрийская часть и карбонатные отложения венда, где средняя скорость составляет 4700–5700 м/с.

2. Терригенные отложения венда, где средняя скорость составляет 3700–4500 м/с.

3. Рифейские отложения со средней скоростью 5700–6000 м/с.

В северной части Чаяндинской площади верхняя часть разреза представлена низкоскоростными терригенными отложениями бордонской свиты с пластовыми скоростями в интервале 1500–3500 м/с. Мощность отложений в пределах участка не выдержана. Палеодепрессия на севере заполнена толщей терригенных осадков с мощностью до 295 м (скв. 321–60), в южной части скважинами вскрыты небольшие толщины – 2–70 м (скв. 321–72 и 321–72 м соответственно). В условиях наклонно залегающих разноскоростных пород в верхней части разреза наблюдается латеральный градиент скоростей, что находит свое отражение в графиках зависимостей  $V_{cp}(H)$  от  $H(T_0)$ .

Галогенно-карбонатная толща пород, занимающая верхнюю часть осадочного чехла, сложена чередованием пластов солей и доломитов. Эти отложения резко отличаются по акустическим характеристикам как от вышележающих терригенных пород, так и от подстилающей продуктивной толщи терригенных вендских отложений и хорошо выдержаны на значительной площади. Как следствие, выдержанные отражающие горизонты формируют, помимо однократных, значительное число кратных и частично кратных волн.

Продуктивный вендский терригенный комплекс, с которым связано большинство месторождений нефти и газа Сибирской платформы, расположен в нижней части плитного яруса осадочного чехла. Комплекс сложен тонкопереслаивающимися породными ассоциациями и характеризуется существенной фациальной изменчивостью одновозрастных отложений. В его объеме практически отсутствуют регионально выдержанные отражающие границы.

## Анизотропная глубинная миграция до суммирования

Применение миграции до суммирования в глубинной области хорошо себя зарекомендовало в различных регионах со сложными сейсмогеологическими условиями. Благодаря большим вычислительным мощностям стала возможна реализация алгоритмов глубинной миграции, как изотропной, так и анизотропной. Анизотропная миграция позволяет получить изображение в шкале глубин, реально соответствующее фактическим глубинам. Это достигается путем введения в алгоритм параметров анизотропии  $\delta$  и  $\epsilon$ . Уточнение глубинно-скоростной модели и параметров анизотропии выполнялось с применением томографической инверсии. Мигрированные сейсмограммы в глубинном масштабе были использованы для получения суммарного куба в глубинном масштабе, а также суммарного куба, пересчитанного во временной масштаб для сопоставления с результатом временной прелестэковой миграции.

Сопоставление результатов временной миграции и анизотропной глубинной миграции во временной области представлено на рис. 2 и показывает улучшение прослеживаемости сейсмических горизонтов и, что особенно важно, в интервале кровли фундамента.

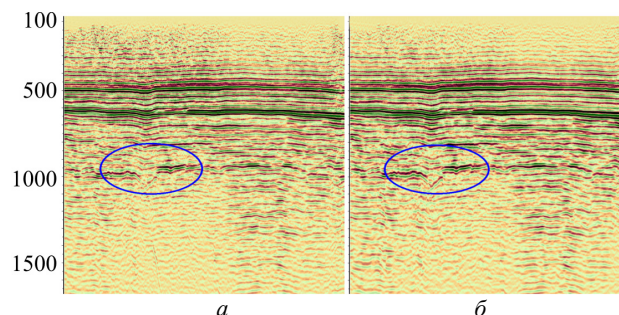


Рис. 2. Сопоставление результатов: *a* – после временной миграции; *b* – после анизотропной глубинной миграции

Все это свидетельствует о корректности и устойчивости выполненных миграционных преобразований.

Основным результатом проведенной обработки является получение мигрированных кубов и сейсмограмм высокого качества с сохранением истинного соотношения амплитуд, скоростных характеристик. В итоге



получена качественно новая информация за счет следующих технологических и методических приемов:

- применение процедур подавления помех позволило добиться высокого отношения сигнал/помеха как в сейсмограммах, так и в суммарном кубе;

- применение процедур коррекции статических поправок позволило скомпенсировать их влияние на сейсмическое изображение и повысить качество суммирования;

- применение временной (PSTM) и глубинной миграции до суммирования (PSDM) обеспечило корректное отображение наклонных отражающих границ в волновом поле и преобразование дифрагированных волн, в результате чего элементы геологического строения становятся более выразительными;

- результаты миграции позволяют выявить особенности геологического строения в глубинном масштабе.

Полученные сейсмические материалы позволили решить большой круг научно-прикладных задач. К ним относятся: уточнение структурно-тектонической модели месторождения, детализация геологического строения продуктивной части разреза в межскважинном пространстве, обоснование заложения новых скважин, районирование трещиноватости.

### Уточнение структурно-тектонической модели месторождения

Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение характеризуется сложным геологическим строением и согласно официально принятой геологической модели разделено на тектонические блоки – Северный, Южный I и II, Саманчакитский. Принципиальные различия в представлениях о тектоническом строении месторождения видны на рис. 3.

Ранее принятая тектоническая модель включала в себя систему разломов субмеридионального, северо-западного и северо-восточного простирания, разделяющих территорию на блоки [11]: Северный, Южный и Саманчакитский. Вновь полученная разломно-блоковая модель сильно отличается от ранее принятой.

Картирование тектонических нарушений проводилось на основании следующего набора методических приемов: выявление на времен-

ных сейсмических разрезах вертикального смещения осей синфазности и наличия локальных аномалий интенсивности отраженных волн линейного простирания, фиксация ослабления и нарушения динамики интенсивности отраженных волн, анализ сейсмических атрибутов – кубов когерентности, углов наклона поверхностей сейсмических горизонтов.

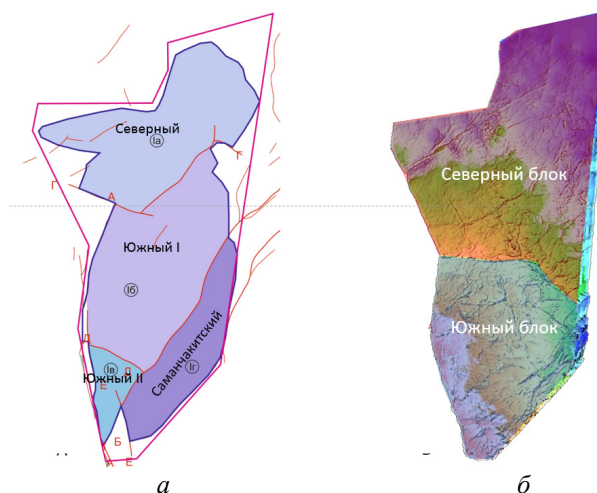


Рис. 3. Сопоставление тектонических моделей, вновь полученной (б) и ранее принятой (а)

Анализ волновой картины показал, что тектоническим дислокациям подвержены все структурные этажи осадочного чехла. На фоне грабенообразных узконаправленных разломных зон, ограничивающих тектонические блоки, прослеживается множество элементов локальной малоамплитудной тектоники. Вероятно, многократные и разнонаправленные тектонические перестройки способствовали широкому развитию макро- и микротрещиноватости.

При анализе сейсмического куба в интервале 1,5–3,5 с в теле фундамента обнаруживаются тела неправильной формы с крутыми склонами. Наше предположение – это тела батолитов, которые внедрились на ранних этапах формирования и эволюции Сибирской платформы. Очевидным является тот факт, что тела, похожие на батолиты, являются центрами гравитационных и магнитоактивных масс.

Еще один не менее важный вывод касается причинно-следственной связи происхождения глубинных разломов, их корней и протяженности. Демонстрация результатов

интерпретации волновой картины и реконструкция глубинного строения фундамента приведены на рис. 4.

Мы считаем, что механизм блоковой тектоники неразрывно связан с геологическими телами глубинного залегания, которые на фоне изменяющихся во времени тектонических стрессов влияли и, возможно, определили механизм зарождения, конфигурацию, морфологию, систему тектонических разрывов, смещений, сдвигов.

Предлагаем следующий возможный механизм образования разломно-блоковой модели Чаиндинского месторождения.

На рис. 5 приведена схема интерпретации тектонических напряжений, диагональной системы трещин, что позволяет хорошо объяснить геометрию и конфигурацию тектонических нарушений на примере сопоставления с рисунком разломов,

проявляющихся на карте атрибута угла наклона поверхности (DIP) талахского горизонта.

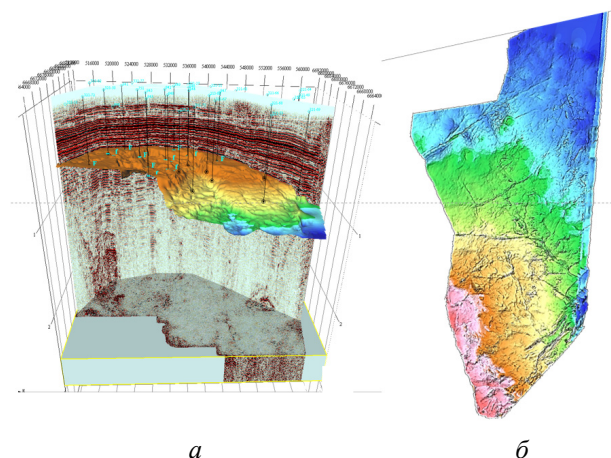


Рис. 4. Установленная связь разломной тектоники с глубинным строением фундамента: а – разрез куба 3D; б – аксонометрия поверхности ботуобинского горизонта

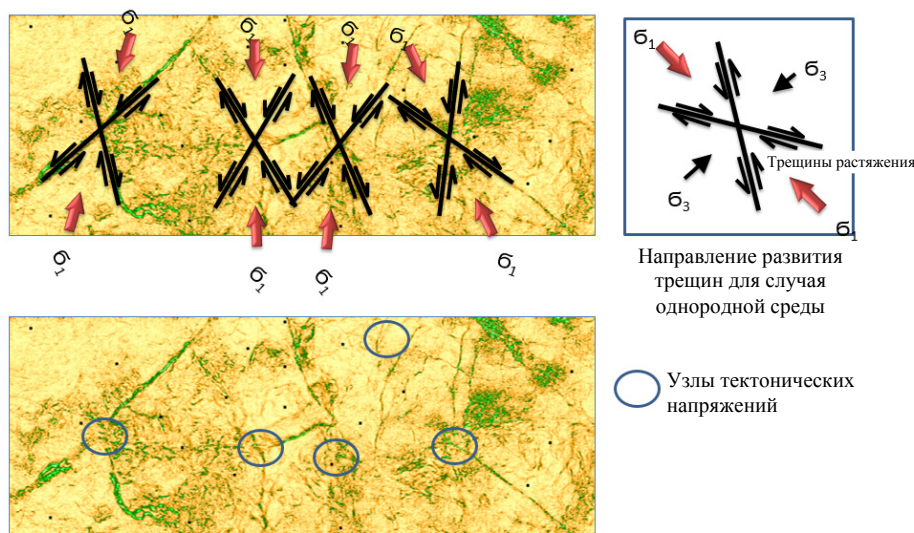


Рис. 5. Приложение теории образования трещин к разломно-блоковой модели месторождения:  $\sigma_1$  – максимум горизонтальных напряжений;  $\sigma_3$  – минимум горизонтальных напряжений

Приведенная схема расположения стрессов свидетельствует, по нашему мнению, о преимущественных направлениях векторов сжатия с севера и с юга с образованием характерных диагонально расположенных плоскостей нарушений.

#### Механизм образования разломной тектоники в интервале продуктивных горизонтов

Многие исследователи высказывают предположение о формировании залежей углеводородов на территории Непско-

Пеледуйского свода Непско-Ботуобинской антеклизы под влиянием вертикальной миграции флюидов и существенной роли в этом активизированных разломных систем северо-северо-восточной и северо-северо-западной генераций [4, 6, 7, 9, 10, 12, 13].

Эти системы активизированы в позднепермскую и постмеловую эпохи соответственно [12]. По мнению авторов, процессы активизации способствовали не только образованию залежей в ботуобинском горизонте венда, но и переформированию и частичному разрушению зон нефтегазонакопления более

ранних генераций в подстилающих терригенных отложениях венда. Трещины растяжения потенциально способны быть проводниками для вертикальной миграции углеводородов. Можно признать тот факт, что в пределах Чаяндинского месторождения были сгенерированы зоны разуплотнения и разгрузки, которые приводили к гидродинамической сообщаемости флюидов между собой и перетоку углеводородов в направлении снизу вверх по трещинам растяжения и срыва.

Отметим еще одно не менее важное наблюдение для понимания тектонической модели месторождения – это хорошо различимая кратерообразная форма по кровле фундамента (рис. 6).

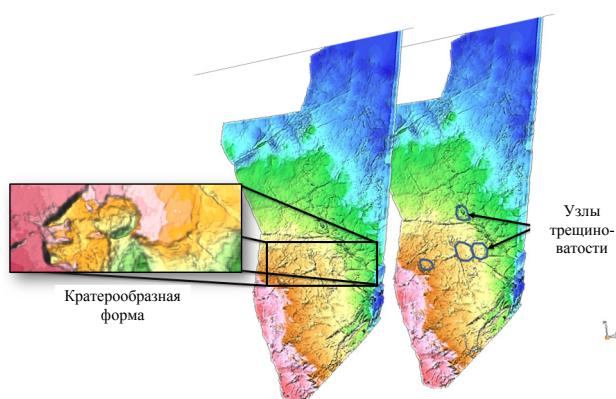


Рис. 6. Узлы и зоны генерации разломов и трещин в кровле фундамента

Такая близкая к овальной форма не вписывается в геометрию проявления трещин, разрывов и сколов малоупругой среды. Внимание к данной структурной форме обусловлено сильным влиянием на все вышележащие разновозрастные структурные поверхности. В настоящее время существует три гипотезы, позволяющие объяснить происхождение такой редко встречающейся кратерообразной формы на поверхности фундамента: 1) трубка взрыва; 2) астроблема; 3) кольцевая трещина – трещина цилиндрическая, отрыва.

Мы предположили, что данная округлая форма сопоставима с трубкой взрыва, которые развиты на территории Якутии.

Доказательством этого служит тот факт, что трубка взрыва образуется (или сопровождает) и находится в зоне депоцентра блоково-разломной системы нарушений. На сегодня

шний день тектонофизические аспекты образования, ввиду их доступности для натуральных измерений, хорошо изучены и могут служить аналогом таких артефактов. Вторая гипотеза образования таких структурных форм – это астроблема, которая сформировалась как результат падения космического тела.

### Уточнение геологической модели продуктивной части разреза

Результаты и материалы сейсморазведки 3D позволяют уточнить геологическую модель строения продуктивных резервуаров в межскважинном пространстве.

**Ботуобинский продуктивный горизонт** является основным объектом подготовки запасов углеводородного сырья на территории Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области, поэтому его распространение, литологический состав, коллекторские свойства и нефтегазоносность достаточно хорошо изучены [1, 11, 14].

Ботуобинский продуктивный горизонт стратиграфически приурочен к преимущественно песчаной нижней подсвите буюксской свиты иктехской серии венда. Буюкская свита подразделяется на две подсвиты: нижнюю терригенную и верхнюю карбонатную. *Нижняя подсвита* ( $Vbk_1$ ) сложена преимущественно песчаниками светло-серыми, до белых, кварцевыми, реже полевошпато-кварцевыми, разномерными. Толщина подсвиты – до 40 м. В объеме нижнебуюксской подсвиты выделяется ботуобинский продуктивный горизонт. Из него на Чаяндинском месторождении получены притоки газа и нефти. *Верхняя подсвита* ( $Vbk_2$ ) сложена доломитами, ангидрито-доломитами, прослоями доломитовых мергелей и аргиллитов, реже алевролитов и песчаников. Толщина подсвиты – 17–107 м. Общая толщина буюксской свиты – 28–150 м. На Чаяндинской площади толщина ботуобинского продуктивного горизонта изменяется от первых метров до 26,6 м.

Распределение эффективных толщин ботуобинского продуктивного горизонта аналогично распределению общей мощности: максимальных значений они достигают в центре полосы распространения, более 20 м на Чаяндинской (скв. 321–07, 321–14) и 39 м

на Бесюряхской (скв. 340–2) площадях. К границам выклинивания они закономерно уменьшаются до нуля.

Ботуобинский горизонт представлен песчаниками с подчиненными прослоями алевролитов. Песчаники ботуобинского продуктивного горизонта имеют преимущественно кварцевый, реже – полевошпатово-кварцевый состав, преобладают хорошо отсортированные мелкозернистые, среднезернистые, реже крупнозернистые разности. В подошвенной части горизонта встречаются пропластки аргиллитов и алевролитов, в основном толщиной от первых миллиметров до нескольких сантиметров. И только в отдельных скважинах песчаники нижней части ботуобинского горизонта замещаются переслаиванием аргиллитов, песчаников и алевролитов (скв. 321–19, 321–2, 847, 849).

В центральной части полосы песчаники обладают весьма хорошими фильтрационно-емкостными свойствами. Их открытая пористость изменяется в пределах 12–26 %, проницаемость – 55–4650 мД. В направлении выклинивания коллекторские свойства песчаников ухудшаются (открытая пористость – до 3–10 %, проницаемость – до 1–5 мД). На Чаяндинском месторождении преобладают коллекторы III класса. Максимальный дебит нефти 55 м<sup>3</sup>/сут получен из скв. 321–07, дебит газа – 574 тыс. м<sup>3</sup>/сут из скв. 321–5.

Ботуобинский продуктивный горизонт перекрыт мощной (около 40 м) толщей доломитов верхней подсвиты бюксской свиты, существенно ангидритизированной в самой нижней части (10–15 м). Ангидритизированные доломиты являются верхним региональным флюидоупором.

На данный момент существует две основные точки зрения на условия формирования ботуобинского горизонта. Первая точка зрения заключается в том, что песчаники ботуобинского горизонта образовались вследствие раннетирской трансгрессии, сопровождавшейся размывом дотирских образований и накоплением более сортированного материала в зонах временной стабилизации береговых линий. Такую гипотезу поддерживают А.Н. Дмитриевский и другие. Исследователи пришли к этому

выводу на основе результатов анализа фациального замещения ботуобинского горизонта на фациальные аналоги. Авторы второй точки зрения [15] считают, что ботуобинский горизонт представляет собой крупную систему баровых тел. Данная точка зрения основана на детальном изучении керна, детальной межскважинной корреляции и литофациальной интерпретации исследованных отложений. Так, по мнению О.В. Ивченко [14], система формирования осадков ботуобинского горизонта позволяет выделить фации иловых и песчано-иловых отложений, переходящих в предпляжевую и переходную зоны. Автор справедливо делает вывод о том, что потенциальная продуктивность скважин зависит от их фациальной принадлежности. Наиболее продуктивные осадки расположены в пределах отложений верхней части берегового склона и отложений нижнего пляжа и верхней предпляжевой зоны (фации иловых и илово-песчаных отложений и фации берегового склона). Также, по мнению этого автора, наилучшими фильтрационно-емкостными свойствами обладают отложения берегового склона.

По мнению Л.Д. Колотущенко [13], отложения ботуобинского горизонта формируются в субаквальной зоне пониженной или нормальной солености в условиях относительной стабилизации уровня моря. Источником сноса являлись области суши – Мирнинский, Нижнечонский, Пеледуйский палеосводы. В прибрежной части древнего моря формировались системы аккумулятивных баровых тел. По нашему мнению, именно последняя из вышеперечисленных точек зрения – по Л.Д. Колотущенко [13] – наиболее полно объясняет условия формирования отложений ботуобинского горизонта.

**Хамакинский продуктивный горизонт** стратиграфически приурочен к преимущественно песчаной пачке верхней подсвиты паршинской свиты. Он в достаточной степени изучен глубоким бурением только в пределах Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области [1, 10, 11].

Региональная зона развития отложений горизонта протягивается в направлении юго-запад – северо-восток. Длина зоны – более 200 км, ширина – 85 км. Максимальная эффективная



толщина коллекторов (до 34 м) выявлена в районе Чаяндинского месторождения. Максимальные общие толщины горизонта (от 25 до 100 м и более) прослеживаются в зоне сочленения Непско-Пеледуйского свода с Предпатомским прогибом.

Отложения хамакинского продуктивного горизонта представлены неравномерным чередованием пластов песчаников, гравелитов, алевролитов с прослоями аргиллитов. Песчаники весьма разнообразны по литологическим свойствам: в одних разрезах доминируют преимущественно полевошпатово-кварцевые слабо отсортированные грубозернистые разности с преобладанием крупных песчаных и гравелитовых фракций, в других – полевошпатово-кварцевые и кварцевые хорошо отсортированные средне- и мелкозернистые песчаники. Породы сцементированы в основном глинистым цементом хлорит-гидрослюдистого состава, в различной степени карбонатизированы, засолены, трещиноваты.

Данные бурения показывают, что хамакинский продуктивный горизонт объединяет серию пластов, отличающихся как по мощности, так и по площади распространения и по своим фильтрационно-емкостным свойствам. Горизонт формировался в различных аллювиальных и прибрежно-морских обстановках. Это обусловило наличие в его составе как слабо отсортированных гравелитовых песчаников, так и хорошо отсортированных, «языкообразной» формы песчаных тел, появление в песчаниках каолинистого цемента. Вблизи зоны выклинивания хамакинского продуктивного горизонта возрастает литолого-фациальная неоднородность и сложность состава пород, слагающих этот горизонт. Отчетливо прослеживается тенденция к ухудшению емкостных параметров пород горизонта при увеличении их карбонатности.

Пористость пород хамакинского горизонта изменяется от 1,0 до 21 %, проницаемость – 1–6000 мД. Преобладают коллекторы IV класса.

Флюидоупором для хамакинского продуктивного горизонта является верхняя глинистая пачка верхнепаршинской подсвиты. Толщина ее в северной и северо-западной частях области распространения горизонта

составляет 13–30 м и увеличивается до 80 м и более в юго-восточном направлении. Сложена она аргиллитами, алевроитовыми аргиллитами гидрослюдного состава. Местами встречаются алевролиты, переходящие в песчаники (от нитеобразных до 2–10 см), тонкозернистые глинистые, с включениями и прожилками ангидритов. Отмечены включения пирита.

В пределах региональной зоны открыты газовые залежи на Чаяндинском и Талаканском месторождениях. Максимальные дебиты газа из пород хамакинского горизонта получены в скв. 321–63 и 321–48 – 770,6 и 642,6 тыс. м<sup>3</sup>/сут соответственно.

Формирование хамакинского горизонта верхнепаршинской свиты связано с условиями существования сильно расчлененного палеорельефа, для которого характерным признаком является наличие крутых склонов сложной конфигурации в плане с трендом падения с запада на восток и юго-восток. Направление сноса терригенного материала определяет особенности строения палеорельефа.

По современным представлениям, отложения образовались в зоне береговой линии: частично в обстановках временных потоков, частично в обстановках пляжа.

А.Б. Тарасенко [16] предложил модель строения слоев седиментационной системы изолированного мелководья для хамакинского времени. Автор считает, что в хамакинское время на территории Непско-Ботубинской антеклизы осадконакопление протекало в зоне изолированного мелководья с баровым комплексом отложений северо-восточного простирания. Понижение уровня моря приводило к смещению баровых тел в сторону моря, а увеличение сноса обломочного материала с суши способствовало формированию песчаного пляжа. Пляж постепенно через внутреннюю малоподвижную область лагуны, в которой накапливались глинистые отложения, переходил в подвижную часть, где формировались чередующиеся слойки глин, песков и алевролитов. В забаровых условиях изменчивой волновой гидродинамики накапливались «лоскутные пески». Такие выводы исследователь сделал на основании оптико-микроскопического изучения пород в шлифах, материалов описания керна и данных ГИС.



По мнению М.В. Лебедева [17, 18], хамакинская фациальная серия накапливалась на южном склоне обширной палеоантеклизы в субконтинентальных и прибрежно-морских обстановках седиментации. Основными факторами, породившими неоднородность резервуара, были трансгрессивное выклинивание отложений на склоне палеоантеклизы, латеральное замещение песчаников дельтовых комплексов глинистыми отложениями прибрежной равнины и мелководных заливов. Мы считаем, что теория условий осадкообразования хамакинского горизонта, высказанная М.В. Лебедевым [17, 18], является наиболее корректной и хорошо описывает выявленные литолого-фациальные и седиментологические особенности данных терригенных отложений.

Хамакинский продуктивный горизонт литологически представлен песчаниками серыми, средне- и крупнозернистыми, полевошпатово-кварцевыми, косослоистыми, с глинисто-ангидритовым и глинисто-карбонатным цементом, который содержит тонкие прослойки зеленовато-серых и красно-бурых алевролитистых аргиллитов, гравелитов. Общая толщина терригенных отложений хамакинского горизонта в пределах района

исследований изменяется от 20 до 100 м и более, увеличиваясь к юго-востоку. Из отложений хамакинского горизонта на Чаяндинском месторождении получены притоки газа.

При корреляции и прослеживании терригенных пород хамакинского горизонта выяснилось, что пласты-коллекторы хамакинского горизонта не выдержаны по разрезу и местами явным образом расщепляются на два подгоризонта – два продуктивных пласта Хм-1 и Хм-2. Выделение двух резервуаров необходимо, чтобы более детально проследить пространственное распространение коллекторов, выявить закономерности качества запасов и корректно построить структурный каркас для трехмерного геологического моделирования. Циклы пластов Хм-1 и Хм-2 различны и соответствуют: первый – регрессивному, а второй – трансгрессивному.

Считаем, что условия образования отложений Хм-1 связаны с блуждающими руслами, а Хм-2 – с врезанными долинами. На рис. 7 показано выделение руслоподобного вреза в скв. 2, что хорошо видно на разрезах куба псевдоимпедансов.

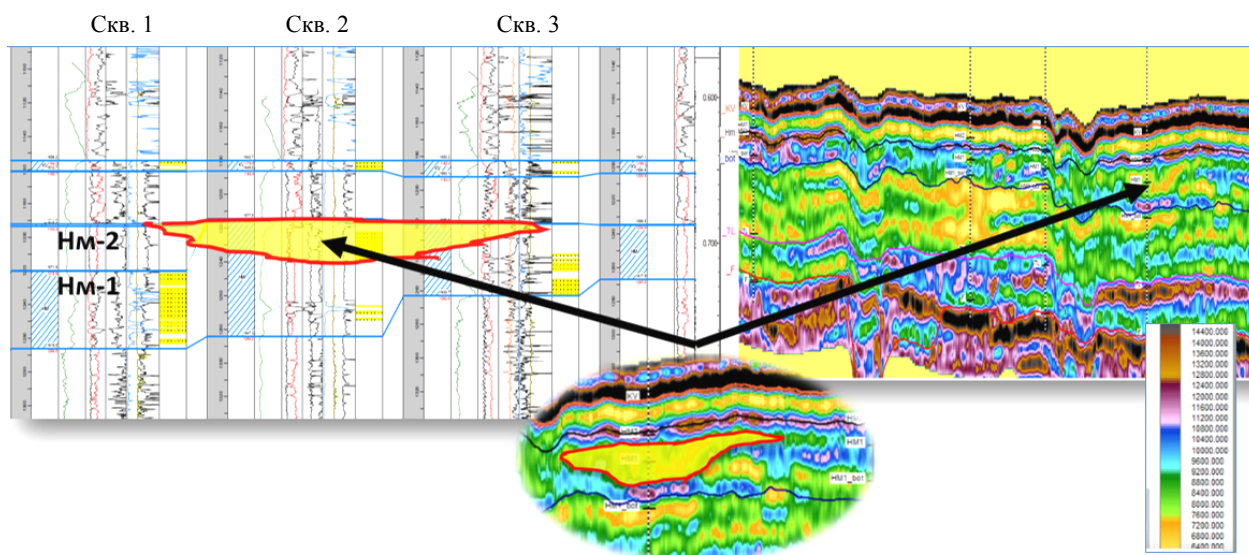


Рис. 7. Пример выделения эрозионных врезанных долин в позднехамакинское время

В скважинах был использован метод FMI, который позволил на основе анализа текстурных особенностей по наличию песчаника с примесью гравелитового материала в нижней части терригенных

циклов, наличию часто встречающейся косо слоистости и двойной эрозионной поверхности диагностировать отложения как осадки, которые отлагались в условиях блуждающих рек.

Такой вывод сделан на основании седиментологических критериев по Е.Ю. Барабошкину [19].

**Использование AVO-анализа для изучения особенностей строения продуктивных отложений**

Зависимость амплитуды (отражения) от удаления (AVO (AVA)) является методикой, используемой для получения информации о свойствах вмещающих пород и наличии углеводородонасыщения в пласте-коллекторе [20–24]. В процессе обработки сейсмических данных были получены «угловые выборки», где каждая трасса представляет собой последовательность сигналов с одним и тем же диапазоном углов падения, суммирование которых дает объем, называемый «угловой суммой». Из набора угловых сумм были рассчитаны AVO-атрибуты:

кубы – AVO – intercept ( $A$ ), (1)

где  $A$  – величина, пропорциональная коэффициенту отражения  $R_p$  для случая нормального падения;

куб градиентов – AVO – gradient ( $B$ ), (2)

где  $B$  – величина, пропорциональная тангенсу угла наклона прямой, осредняющей

зависимость  $R(\sin^2\theta)$ , в заданном диапазоне углов падения  $\theta$ ;

куб «флюид-фактора»:

$$\Delta F = \Delta V_p/V_p - 1,16V_s/V_p \cdot \Delta V_s/V_s, \quad (3)$$

где коэффициент 1,16 для песчано-глинистых пород при водонасыщении коллектора приводит значение  $\Delta F$  к нулю, что позволяет по увеличению «флюид-фактора» прогнозировать газонасыщение;

куб ( $N_{far} - N_{near}$ ) $N_{far}$ . (4)

Если водонасыщенный песчаник характеризуется акустическим импедансом меньшим, чем у вмещающей среды, а импеданс терригенного коллектора, насыщенного углеводородами, естественно, еще меньше, то на разрезах данного атрибута при достаточной мощности отличных по импедансам слоев должны локализоваться аномалии более контрастные, чем в предыдущих атрибутах. При сопоставлении различных угловых сумм определяется характер зависимости энергии отраженной волны от угла падения для отдельных сейсмических горизонтов. Значимые изменения амплитуд в функции угла падения являются хорошим признаком возможного присутствия углеводородов.

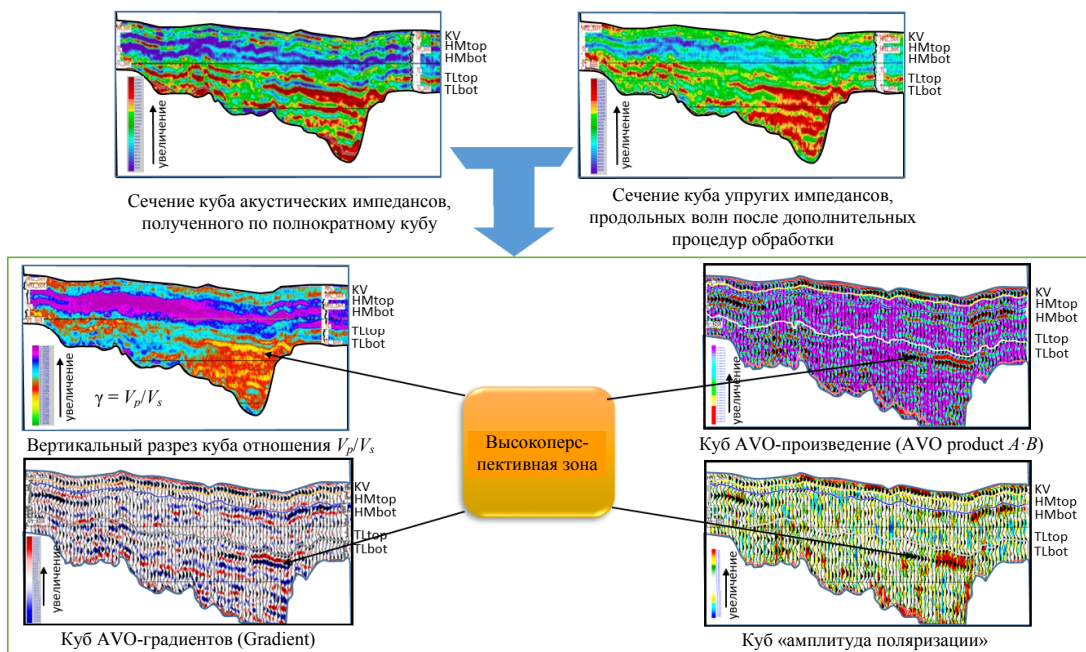


Рис. 8. Атрибутная характеристика продуктивной части разреза: KV – кровля ботубинского горизонта; HMtop – кровля хамакинского горизонта; HMbot – подошва хамакинского горизонта; TLtop – кровля талахского горизонта; TLbot – подошва талахского горизонта

В классической постановке задачи AVO-технология используется для прогноза газонасыщенности целевых объектов. Для оценки информативности атрибутов, получаемых по AVO-технологии, рассчитаны карты градиентов, продуктивность в интервале залегания отложений ботуобинского, хамакинского и талахского горизонтов (рис. 8).

Как показывает опыт, после тщательного подбора получаемых атрибутов и комплексирования друг с другом удается локализовать перспективные зоны и рекомендовать для постановки бурения разведочных скважин.

### **Азимутальная обработка сейсмических данных для решения геологических задач**

Отметим, что стандартная сейсморазведка 3D способна решать ограниченный круг прикладных задач, поэтому становится понятным внимание специалистов к технологиям, которые направлены на изучение анизотропии свойств разреза [20, 25–31].

В настоящее время в практике сейсморазведочных работ используются все четыре основных метода изучения анизотропии свойств геологического разреза:

- метод, основанный на изучении геометрических атрибутов;
- азимутальный анализ скоростей;
- азимутальный AVO-анализ (AVAZ);
- анизотропная инверсия.

Основной целью азимутальной обработки является получение данных, характеризующих направление векторов «быстрой» и «медленной» скорости в слое, и в случае успешного анализа они позволяют прогнозировать преобладающее направление трещиноватости горных пород. Для выполнения такого анализа проводится специальная обработка, применяемая для широкоазимутальных данных. С целью сохранения информации по азимутам проводится специальная регуляризация

с сохранением данных по азимутам удаления. При этом данные были поделены на восемь азимутальных секторов по 45 градусов, временная миграция до суммирования Кирхгофа выполняется по четырем наборам данных, в которые были объединены противоположные азимутальные сектора (т.е. 0–45 и 180–225 градусов, 45–90 и 225–270 градусов и т.д.). По мигрированным сейсмограммам было выполнено высокоразрешенное уточнение миграционных скоростей. Кубы миграционных скоростей пересчитаны в интервальные скорости через аналитическое преобразование Дикса. Далее выполняется расчет интервальной скорости вдоль целевых горизонтов в узком интервале 25 мс. Полученные карты интервальной скорости были использованы для расчета направлений «быстрой» и «медленной» скорости в каждой общей глубинной точке с применением алгоритма «фиттинга по эллипсу». В итоге получили по трем горизонтам карты направления «быстрой» скорости, интерпретируемые как трещиноватость горных пород.

Приведем пример сопоставления карты вероятного распределения направления простирания трещин, построенной на основе азимутально-скоростного анализа данных, с данными замеров простирания трещин по FMI. Замеры элементов залегания трещин в одной из скважин показали, что азимут простирания трещин имеет преимущественное направление 140–150 градусов (юго-восток), а в интервале фундамента пород тренд простирания трещин меняется на 80–100 градусов. Анализ показал, что получена хорошая сходимость между замерами направлений простирания трещин по данным скважинного сканера и по выполненному азимутально-скоростному анализу (рис. 9).

Необходимо отметить, что не только достигнута хорошая сходимость при сопоставлении простирания трещиноватости в интервале продуктивной части разреза венда, но и сделан предварительный вывод: по простиранию

трещин, установленному скважинным сканером, можно судить о направлении простирания близкорасположенных к скважине крупных разломов (см. рис. 9).

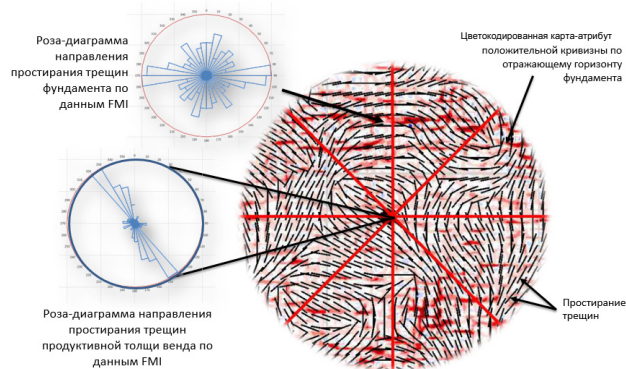


Рис. 9. Фрагмент карты вероятного распределения направления простирания трещин, построенной на основе азимутально-скоростного анализа данных

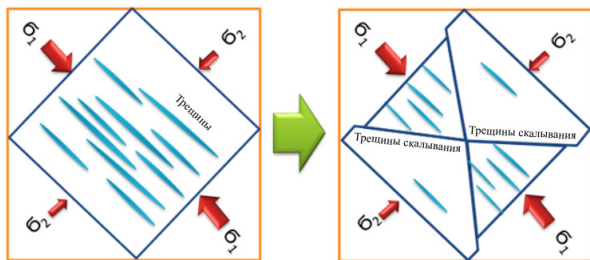


Рис. 10. Трещины скалывания и отрыва, которые образуются при сжатии изотропной среды

Основной результат установления факта сходимости скважинных и сейсмических данных заключается в том, что мы способны выявлять особенности развития полей трещиноватости в межскважинном пространстве.

Выполнены анализ и сопоставление направлений простирания трещин в скважине и в межскважинном пространстве, что послужило основой для прогноза основных направлений главных напряжений. Главные напряжения имеют азимуты простирания 140–150 градусов (юго-восток) – 320–330 градусов (северо-запад), что позволяет планировать бурение горизонтальных или пологонаклонных скважин вкрест установленного простирания

системы трещин, в данном случае направление составляет 240 град на юго-запад или 60 град на северо-восток. Трещины скалывания сопровождают трещины отрыва, которые возникают при сжатии в момент превышения предела прочности породы на сдвиг.

## Заключение

Отметим, что в процессе выполнения сейсморазведочных работ на Чаюдинском месторождении появилась возможность сделать очень важные выводы.

По результатам обработки и комплексной интерпретации сейсморазведочных материалов работ МОГТ-3Д на Чаюдинском нефтегазоконденсатном месторождении получена важная информация о геологическом строении отложений осадочного чехла и продуктивной части разреза, что позволило значительно уточнить представление о строении продуктивных горизонтов и геологическом развитии данной территории, более адекватно оценить пространственное распространение коллекторов и запасы с учетом вновь построенной структурно-тектонической модели. Получены кубы данных: псевдоакустических импедансов по полнократному кубу данных, псевдо-гамма-каротажа, упругих и сдвиговых импедансов, плотностей и  $V_p/V_s$ , по AVO-технологии (интерсепт, градиент, флюид-фактор,  $\lambda\rho$ ,  $\mu\rho$ ,  $Z_p$ ,  $Z_s$ ,  $R_p$ ,  $R_s$ ).

Отметим, что используемая широкоазимутальная система наблюдения позволит корректно выполнить анализ азимутальной анизотропии скоростных характеристик разреза. Таким образом:

1. Результаты обработки доказывают безусловную целесообразность применения методики в сложных сейсмогеологических условиях Восточной Сибири. Становится реальностью практика использования прогноза трещиноватости в практике нефтепоисковых работ.



2. Считаю важным продолжение работ по совершенствованию полевой методики, направленной на повышение геологической информативности сейсмических исследований 3D (в том числе отказ от группирования и т.д.).

Данные работы ведутся в соответствии с программой опытно-методических полевых работ 2013 г., разработанной специалистами ООО «ИНГЕОСЕРВИС» и согласованной с ООО «Газпром геологоразведка».

#### Библиографический список

1. Современная геолого-геофизическая модель Чаюдинского нефтегазоконденсатного месторождения / С.Г. Крекнин, А.В. Погребский, Д.Н. Крылов, В.Ю. Трухин, Н.Р. Ситдинов // Геология нефти и газа. 2016. – № 2. – С. 44–55.
2. Берзин А.Г., Марсанова М.Р., Иванов И.С. О перспективах открытия нефтегазоносного бассейна в подфундаментных отложениях Непско-Пеледуйского свода на юго-западе Республики Саха (Якутия) [Электронный ресурс] / Международный научный институт «Educatio» // Науки о Земле. – 2014. – II. – URL: <http://edu-science.ru/> (дата обращения: 14.01.2017).
3. Бурова И.А., Кубетова Н.Л., Шостак К.В. Распространение основных соленосных толщ в верхневендско-нижнекембрийском осадочном комплексе Западной Якутии [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. – Т. 6, № 4. – URL: [http://www.ngtp.ru/rub/4/46\\_2011.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/46_2011.pdf) (дата обращения: 11.01.2017).
4. Фомин А.М., Моисеев С.А., Топешко В.А. Талахский продуктивный горизонт (условия формирования, строение и перспективы нефтегазоносности) // Интерэкспо Гео-Сибирь-2012: VIII Междунар. конф. «Недропользование. Горное дело. Новые направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых». – Новосибирск, 2012. – Т. 2. – С. 14–18.
5. Фомин А.М., Моисеев С.А. Строение и условия формирования ботуобинского нефтегазоносного горизонта на северо-востоке Непско-Ботуобинской антеклизы // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2014. – № 2. – С. 60–65.
6. Шемин Г.Г. Тектонические предпосылки перспектив нефтегазоносности Непско-Ботуобинской антеклизы // Новые данные по геологии и нефтегазоносности Лено-Тунгусской провинции / Сиб. науч.-исслед. ин-т геологии, геофизики и минерального сырья. – Новосибирск, 1982. – С. 40–47.
7. Шемин Г.Г. Геология и перспективы нефтегазоносности венда и нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы (Непско-Ботуобинская, Байкитская антеклизы и Катангская седловина) / Ин-т геологии и геофизики Сибирского отделения Академии наук СССР. – Новосибирск, 2007. – 467 с.
8. Шемин Г.Г., Фортунатова Н.К. Детальная корреляция вендско-нижнекембрийских подсолевых отложений Предпатомского регионального прогиба и смежной территории Непско-Ботуобинской антеклизы (Сибирская платформа) // Геология нефти и газа. – 2012. – № 4 (12). – С. 8–25.
9. К вопросу о формировании нефтяных залежей (оторочек) месторождений Непско-Ботуобинской антеклизы / Г.П. Косачук, С.В. Буракова, С.И. Буточкина, Е.В. Мельникова, Н.В. Будревич // Вести газовой науки. – 2013. – № 5 (16). – С. 114–123.
10. Природные резервуары рифей-венд-кембрийского осадочного бассейна юга Сибирской платформы: особенности строения и закономерности размещения / О.В. Постникова, Л.Н. Фомичева, Л.В. Соловьева, В.В. Пошибаева, Е.С. Коновальцева // Геология нефти и газа. – 2010. – 6. – С. 54–64.
11. Рыжов А.Е. Типы и свойства терригенных коллекторов венда Чаюдинского месторождения // Вести газовой науки. – 2013. – № 1 (12). – С. 145–160.
12. Берзин А.Г., Сафронов А.Ф., Ситников В.С. Эволюция процессов тектогенеза и осадконакопления в геологической истории востока Сибирской платформы // Региональная геология месторождения полезных ископаемых: материалы междунар. конф. «Горно-геологическое образование в Сибири». – Томск, 2001. – Т. 1. – С. 18–22.
13. Колотущенко Л.Д. Основные продуктивные горизонты Ботуобинского нефтегазоносного района: дис. ... канд. геол.-мин. наук. – Якутск, 1984. – 184 с.
14. Ивченко О.В. Зависимость удельной продуктивности терригенных коллекторов от их фациальной принадлежности на примере северного блока ботуобинского горизонта Чаюдинского месторождения // Сб. науч. ст. аспирантов и соискателей ООО «Газпром ВНИИГАЗ». – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – С. 42–50.
15. Стратиграфическая схема терригенных отложений венда северо-востока Непско-Ботуобинской антеклизы / М.В. Лебедев, С.А. Моисеев, В.А. Топешко, А.М. Фомин // Геология и геофизика. – 2014. – 5. – С. 874–890.
16. Тарасенко А.Б. Литолого-генетический анализ вендского терригенного комплекса Непско-Ботуобинской антеклизы // VII Всероссийское литологическое совещание. – Новосибирск, 2013. – С. 198–202.

17. Лебедев М.В. Стратиграфическая схема терригенных отложений венда северо-востока Непско-Ботуобинской антеклизы // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55, № 5–6. – С. 874–890.

18. Лебедев М.В. Теоретические основы построения фациальных моделей осадочных нефтегазоносных бассейнов и опыт фациального моделирования терригенных отложений венда северо-востока Непско-Ботуобинского НГО (Сибирская платформа): дис. ... д-ра геол.-мин. наук. – Тюмень, 2015. – 281 с.

19. Барабошкин Е.Ю. Практическая седиментология (терригенные коллекторы). – Томск: Центр профессиональной подготовки специалистов нефтегазового дела ТПУ, 2007. – 155 с.

20. Козлов Е.А. Модели среды в разведочной сейсмологии. – Тверь, 2006. – 480 с.

21. Castagna J.P., Bazle M.L., Kan T.K. Rock physics – the link between rock properties and AVO response // *Offset-dependent reflectivity – Theory and practice of AVO analysis* / Eds. J.P. Castagna, M.M. Backus. – SEG, 1993. – P. 13–171.

22. Dong W. AVO detectability against tuning and stretching artifacts // *Geophysics*. – 1999. – Vol. 64, № 2. – P. 494–503. DOI: 10.1190/1.1444555

23. Goodway B., Chen T., Downton J. Rock parameterization and AVO fluid detection using Lamé petrophysical factors –  $\lambda$ ,  $\mu$  and  $\lambda_Q$ ,  $\mu_Q$  // *EAGE*. – 1999. – Expanded Abstracts. – P. 6–51.

24. Swan H.W. Properties of direct hydrocarbon indicators // *Offset-dependent reflectivity – theory and practice of AVO analysis* / Eds. J.P. Castagna, M.M. Backus. – SEG, 1993. – P. 78–92. DOI: 10.1190/1.9781560802624.ch1

25. Cambois G. AVO inversion and elastic impedance // *SEG*. – 2000. – Expanded Abstracts. – P. 1–4.

26. Connolly P. Elastic impedance // *The Leading Edge*. – 1999. – Vol. 18, № 4. – P. 438–452. DOI: 10.1190/1.1438307

27. Debski W., Tarantola A. Information on elastic parameters obtained from the amplitudes of reflected waves // *Geophysics*. – 1995. – Vol. 60, № 5. – P. 1426–1436. DOI: 10.1190/1.1443877

28. Gardner G.H.F., Gardner L.W., Gregory A.R. Formation velocity and density – the diagnostic basics for stratigraphic traps // *Geophysics*. – 1974. – Vol. 39, № 6. – P. 1603–1615. DOI: 10.1190/1.1440465

29. Garotta R., Granger P.-Y., Dariu H. Elastic parameter derivations from multi-component data // *SEG*. – 2000. – Expanded Abstracts. – P. 154–157.

30. Thomsen L. Weak elastic anisotropy // *Geophysics*. – 1986. – Vol. 51, № 10. – P. 1954–1966. DOI: 10.1190/1.1442051

31. VerWest B., Masters R., Sena A. Elastic impedance inversion // *SEG*. – 2000. – Expanded Abstracts. – P. 150–152.

## References

1. Kreknin S.G., Pogretskii A.V., Krylov D.N., Trukhin V.Iu., Sitdikov N.R. Sovremennaiia geologo-geofizicheskaia model' Chaiandinskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniia [Modern geological and geophysical model of the Chaiandinskoye oil and gas condensate field]. *Geologiya nefti i gaza*, 2016, no. 2, pp. 44–55.

2. Berzin A.G., Marsanova M.R., Ivanov I.S. O perspektivakh otkrytiia neftegazonosnogo basseina v podfundamentnykh otlozheniakh Nepsko-Peleduiskogo svoda na iugo-zapade Respubliki Sakha (Iakutiia) [On the prospects for the discovery of the oil and gas bearing basin in the subfundamental sediments of the Nepa-Peleduy arch in the southwest of the Republic of Sakha (Yakutia)]. *Nauki o Zemle*, 2014, II, available at: <http://edu-science.ru/> (accessed: 14 January 2017).

3. Burova I.A., Kubetova N.L., Shostak K.V. Rasprostranenie osnovnykh solenosnykh tolshch v verkhnevendsko-nizhnkembriskom osadochnom komplekse Zapadnoi Iakutii [Distribution of the main saliferous sequences in the Upper Vendian-Lower Cambrian sedimentary complex of Western Yakutia]. *Neftegazovaia geologiya. Teoriia i praktika*, 2011, vol.6, no.4, available at: [http://www.ngtp.ru/rub/4/46\\_2011.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/46_2011.pdf) (accessed: 11 January 2017).

4. Fomin A.M., Moiseev S.A., Topeshko V.A. Talakhskii produktivnyi gorizont (usloviia formirovaniia, stroenie i perspektivy neftegazonosnosti) [Talakhsky productive horizon (formation conditions, structure and prospects of oil and gas potential)]. *Interesno Geo-Sibir'-2012: VIII Mezhdunarodnaia konferentsiia "Nedropol'zovanie. Gornoe delo. Novye napravleniia i tekhnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdenii poleznykh iskopaemykh"*. Novosibirsk, 2012, vol.2, pp.14–18.

5. Fomin A.M., Moiseev S.A. Stroenie i usloviia formirovaniia botuobinskogo neftegazonosnogo gorizonta na severo-vostoke Nepsko-Botuobinskoi anteklizy [The structure and conditions of the formation of the Botuobinsk oil and gas bearing horizon in the north-east of the Nepa-Botuoba antecline]. *Geologiya i mineral'nosyr'evye resursy Sibiri*, 2014, no.2, pp.60–65.

6. Shemin G.G. Tektonicheskie predposylki perspektiv neftegazonosnosti Nepsko-Botuobinskoi anteklizy [Tectonic preconditions for the prospects of the oil and gas bearing of the Nepa-Botuoba antecline]. *Novye dannye po geologii i neftegazonosnosti Leno-Tungusskoi provintsii*. Novosibirsk, Sibirskii nauchno-issledovatel'skii institut geologii, geofiziki i mineral'nogo syr'ia, 1982, pp.40–47.

7. Shemin G.G. Geologiya i perspektivy neftegazonosnosti venda i nizhnego kembriia tsentral'nykh raionov Sibirskoi platformy (Nepko-Botuobinskaya, Baikitskaya antekliza i Katangskaya sedlovina) [Geology and prospects of oil and gas content of the Vendian and Lower Cambrian of the central regions of the Siberian Platform (Nepko-Botuobinskaya, Baikit anteklise and Katangskaya saddle)]. Novosibirsk, Institut geologii i geofiziki Sibirskogo otdeleniia Akademii nauk SSSR, 2007, 467 p.
8. Shemin G.G., Fortunatova N.K. Detal'naiia korrelyatsiia vendsko-nizhnokembriiskikh podsolevykh otlozhenii Predpatomskogo regional'nogo progiba i smezhnoi territorii Nepko-Botuobinskogo anteklizy (Sibirskaya platforma) [Detailed correlation of Vendian - Lower Cambrian subsalt deposits of Predpatom regional trough and the adjacent area of the Nepa-Botuoba anteklise (Siberian platform)]. *Geologiya nefti i gaza*, 2012, no.4 (12), pp.8-25.
9. Kosachuk G.P., Burakova S.V., Butochkina S.I., Mel'nikova E.V., Budrevich N.V. K voprosu o formirovani i neftiannykh zalezhei (otorochek) mestorozhdenii Nepko-Botuobinskoi anteklizy [To the question of the formation of oil deposits (rims) of the deposits of the Nepa-Botuobinsk anteklise]. *Vesti gazovoi nauki*, 2013, no.5(16), pp.114-123.
10. Postnikova O.V., Fomicheva L.N., Solov'eva L.V., Poshibaeva V.V., Konoval'tseva E.S. Prirodnye rezervuary rifei-vend-kembriiskogo osadochnogo basseina iuga Sibirskoi platformy: osobennosti stroeniia i zakonomernosti razmeshcheniia [Natural reservoirs of the Riphean-Vendian-Cambrian sedimentary basin of the south of the Siberian platform: features of the structure and regularities of location]. *Geologiya nefti i gaza*, 2010, 6, pp.54-64.
11. Ryzhov A.E. Tipy i svoistva terrigenykh kollektorov venda Chaiandinskogo mestorozhdeniia [Types and properties of terrigenous reservoirs of the Vendian of the Chaiandinskoye deposit]. *Vesti gazovoi nauki*, 2013, no.1 (12), pp.145-160.
12. Berzin A.G., Safronov A.F., Sitnikov V.S. Evoliutsiia protsessov tektogeneza i osadkonakopleniia v geologicheskoi istorii Vostoka Sibirskoi platformy [Evolution of the processes of tectogenesis and sedimentation in the geological history of the East of the Siberian Platform]. *Regional'naiia geologiya mestorozhdeniia poleznykh iskopaemykh. Materialy mezhdunarodnoi konferentsii "Gornogeologicheskoe obrazovanie v Sibiri"*. Tomsk, 2001, vol.1, pp. 18-22.
13. Kolotushchenko L.D. Osnovnye produktivnye gorizonty Botuobinskogo neftegazonosnogo raiona [The main productive horizons of the Botuobinsk oil and gas bearing area]. Ph. D thesis. Yakutsk, 1984, 184 p.
14. Ivchenko O.V. Zavisimost' udel'noi produktivnosti terrigenykh kollektorov ot ikh fatsial'noi prinadlezhnosti na primere severnogo bloka botuobinskogo gorizonta Chaiandinskogo mestorozhdeniia [Dependence of the specific productivity of terrigenous reservoirs on their facial affiliation by the example of the northern block of the Botuobinsk horizon of the Chaiandinskoye deposit]. *Sbornik nauchnykh statei aspirantov i soiskatelei OOO "Gazprom VNIIGAZ"*. Moscow, Gazprom VNIIGAZ, 2013, pp.42-50.
15. Lebedev M.V., Moiseev S.A., Topeshko V.A., Fomin A.M. Stratigraficheskaya skhema terrigenykh otlozhenii venda severo-vostoka Nepko-Botuobinskoi anteklizy [Stratigraphic scheme of the terrigenous deposits of the Vendian of the Northeast of the Nepa-Botuoba anteklise]. *Geologiya i geofizika*, 2014, 5, pp.874-890.
16. Tarasenko A.B. Litologo-geneticheskii analiz vendskogo terrigenno kompleksa Nepko-Botuobinskoi anteklizy [Lithological and genetic analysis of the Vendian terrigenous complex of the Nepa-Botuoba anteklise]. *VII Vserossiiskoe litologicheskoe soveshchanie*, 2013, pp.198-202.
17. Lebedev M.V. Stratigraficheskaya skhema terrigenykh otlozhenii venda severo-vostoka Nepko-Botuobinskoi anteklizy [Stratigraphic scheme of the terrigenous deposits of the Vendian of the Northeast of the Nepa-Botuoba anteklise]. *Geologiya i geofizika*, 2014, vol.55, no.5-6, pp.874-890.
18. Lebedev M.V. Teoreticheskie osnovy postroeniia fatsial'nykh modelei osadochnykh neftegazonosnykh basseinov i opyt fatsial'nogo modelirovaniia terrigenykh otlozhenii venda severo-vostoka Nepko-Botuobinskogo NGO (Sibirskaya platforma) [Theoretical basis for the construction of facial models of sedimentary oil and gas basins and the experience of facies modeling of terrigenous deposits of the Vendian of the Northeast of the Nepa-Botuoba NGO (Siberian Platform)]. Doctor's degree dissertation. Tiumen', 2015, 281 p.
19. Baraboshkin E.Iu. Prakticheskaya sedimentologiya (terrigennye kollektory) [Practical sedimentology (terrigenous reservoir)]. Tomsk, Tsentr professional'noi podgotovki spetsialistov neftegazovogo dela TPU, 2007, 155 p.
20. Kozlov E.A. Modeli sredy v razvedochnoi seismologii [Models of environment in exploration seismology]. Tver', 2006, 480 p.
21. Castagna J.P., Bazle M.L., Kan T.K. Rock physics – The link between rock properties and AVO response. Offset-dependent reflectivity – Theory and practice of AVO analysis. Eds. J.P. Castagna, M.M. Backus. *SEG*, 1993, pp.135-171.
22. Dong W. AVO detectability against tuning and stretching artifacts. *Geophysics*, 1999, vol.64, no.2, pp.494-503. DOI: 10.1190/1.1444555

23. Goodway B., Chen T., Downton J. Rock parameterization and AVO fluid detection using Lamé petrophysical factors –  $\lambda$ ,  $\mu$  and  $\lambda_Q$ ,  $\mu_Q$ . *EAGE*, 1999, Expanded Abstracts, pp. 6-51.
24. Swan H.W. Properties of direct hydrocarbon indicators. Offset-dependent reflectivity – Theory and practice of AVO analysis. Eds. J.P. Castagna, M.M. Backus. *SEG*, 1993, pp.78-92. DOI: 10.1190/1.9781560802624.ch1
25. Cambois G. AVO inversion and elastic impedance. *SEG*, 2000, Expanded Abstracts, pp. 1-4.
26. Connolly P. Elastic impedance. *The Leading Edge*, 1999, vol.18, no.4, pp.438-452. DOI: 10.1190/1.1438307
27. Debski W., Tarantola A. Information on elastic parameters obtained from the amplitudes of reflected waves. *Geophysics*, 1995, vol.60, no.5, pp.1426-1436. DOI: 10.1190/1.1443877.
28. Gardner G.H.F., Gardner L.W., Gregory A.R. Formation velocity and density – The diagnostic basics for stratigraphic traps. *Geophysics*, 1974, vol.39, no.6, pp.1603-1615. DOI: 10.1190/1.1440465
29. Garotta R., Granger P.-Y., Dariu H. Elastic parameter derivations from multi-component data. *SEG*, 2000, Expanded Abstracts, pp.154-157.
30. Thomsen L. Weak elastic anisotropy. *Geophysics*, 1986, vol.51, no.10, pp.1954-1966. DOI: 10.1190/1.1442051
31. VerWest B., Masters R. and Sena A. Elastic impedance inversion. *SEG*, 2000, Expanded Abstracts, pp.150-152.

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Чаяндинское месторождение – проект внедрения новых технологий в Восточной Сибири / А.В. Давыдов, А.В. Погребский, О.А. Смирнов, А.В. Лукашов, А.П. Правдухин, А.Р. Курчиков, В.Н. Бородин // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2017. – Т. 16, № 2. – С. 113–128. DOI: 10.15593/2224-9923/2017.2.2

Please cite this article in English as:

Davydov A.V., Pogretckii A.V., Smirnov O.A., Lukashov A.V., Pravdukhin A.P., Kurchikov A.R., Borodkin V.N. Chayandinskoye field is the project of new technologies implementation in East Siberia. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2017, vol.16, no.2, pp.113-128. DOI: 10.15593/2224-9923/2017.2.2