

УДК 550.834.05

ТЕХНОЛОГИИ ОБРАБОТКИ И АНАЛИЗА ОТРАЖЕННЫХ ВОЛН С ЦЕЛЬЮ ОПИСАНИЯ ТРЕЩИНОВАТОСТИ КАРБОНАТНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ НА ОСНОВЕ 3D СЕЙСМОРАЗВЕДКИ И БУРЕНИЯ

О.О. Литвякова^{1, 2}, С.Н. Птецов³, Е.М. Вороновичева¹

¹ ООО «ПетроТрейс». 115114, Россия, г. Москва, ул. Летниковская, д. 10, стр. 4;
e-mail: olga.litvyakova@ptgeos.com, alexander.korolev@ptgeos.com

² МГУ им. М.В. Ломоносова, Геологический факультет, Отделение геофизики, Кафедра сейсмометрии и геоакустики.
119991, Россия, г. Москва, Ленинские горы, д. 1

³ пенсионер

Аннотация. В статье авторами продемонстрированы новые технологии прогноза трещиноватости по сейсмическим данным с учетом данных волнового акустического каротажа и микро-имиджеров в скважинах. Описываемый подход был успешно опробован на нескольких месторождениях Тимано-Печорской провинции. Данные бурения новых скважин подтверждают успешность сейсмического прогноза зон трещиноватости.

Ключевые слова. Сейсморазведка 3Д, карбонатные резервуары, трещиноватость, глубинная миграция, сейсмическая анизотропия, каверны, динамический анализ.

NEW APPROACH FOR IMAGING AND ANALYSING OF REFLECTED WAVES FOR PREDICTING FRACTURED AREAS USING SEISMIC DATA TOGETHER WITH WELL INFORMATION

О.О. Litviakova^{1, 2}, S.N. Ptetsov³, E.M. Voronovicheva¹

¹ ;
e-mail: olga.litvyakova@ptgeos.com, alexander.korolev@ptgeos.com

² Lomonosov Moscow State University PetroTrace LLC

³

Abstract. In this paper, the authors are presenting the new approach for predicting fractured areas using seismic data together with well log information (sonic and micro imagers). Proposed approach was successfully applied on several discoveries in Timano-Pechora province. Recently drilled wells confirmed presence of the predicted fractured areas.

Key words. 3D seismic, carbonate reservoirs, fractures, depth migration, seismic anisotropy, caverns, dynamic analysis.

ВВЕДЕНИЕ. Изучение строения карбонатных резервуаров с целью повышения эффективности геологоразведки и снижения геолого-техногенных рисков при бурении является актуальной задачей. Наличие кавернозных полостей и связанных с ними зон повышенной трещиноватости создают препятствия и проблемы при бурении скважин, в том числе связанные с прихватом бурового инструмента, аномально высоким поглощением бурового раствора. При использовании буровых растворов с повышенной плотностью существенно ухудшаются свойства естественной трещиноватости карбонатных коллекторов, что резко снижает эффективность разведки ловушек нефти и газа.

При бурении важна информация не только о местоположении каверн, их размеры и положение в пространстве, но также данные о распределении зон естественной трещиноватости пород с высокой продуктивностью. Помимо этого, информация о трещиноватости необходима для прогноза каналов вероятного обводнения залежей.

В данной работе авторами рассматривается разработанный метод прогноза трещиноватости по сейсмическим данным с учетом данных волнового акустического каротажа и микро-имиджеров в скважинах. С методологической точки зрения данных

подход является завершенной разработкой и был успешно опробован на нескольких месторождениях Тимано-Печорской провинции. Данные бурения новых скважин подтверждают сейсмический прогноз наличия каверн и зон трещиноватости.

Модель макрокаверн и макротрещин для карбонатных резервуаров

Геологическим и петрофизическим основанием использования данных 3D сейсморазведки для прогнозирования крупных каверн и трещинных зон является прежде всего сопоставимость размеров этих объектов. Очевидно, что одиночные микротрещины с размерностью первых миллиметров и сантиметров не могут быть выявлены по данным сейсморазведки. Это предмет изучения керна и детальных скважинных методов исследования. Но изучение свойств аналогов карбонатных резервуаров на обнажениях, их сопоставление с данными волнового акустического каротажа и микро-имиджеров в единой шкале глубин, а также согласование этих данных с объемными данными результатов глубинной миграции позволяет идентифицировать наиболее крупные из каверн карстовой природы и систем, связанных с ними в объеме трещин. Наш многолетний опыт показал, что карстовые воронки размерами в десятки метров,



Рис. 1

Схематическая модель макрокаверн и трещин как продуктов образования карстовых воронок по разломам в рифовых постройках и над ними [3]

тектонические разломы с оперяющими их системами трещин вполне могут быть идентифицированы с данными бурения при условии применения новых технологий обработки данных 3D сейсморазведки и комплексной мульти дисциплинарной интерпретации сейсмических отражений и дифракций в единичных глубинных масштабах. В нашей работе [3] приведены примеры применения подобной интерпретации для схематично показанной модели строения карбонатных резервуаров на рис. 1.

Обнаружение карстовых полостей по данным бурения и спецметодов ГИС

В процессе бурения скважин макрокаверны и трещины могут быть вполне уверенно определены, так как такие ослабленные зоны характеризуются высоким поглощением бурового раствора, прихватами бурового инструмента, данными геолого-технологического контроля в процессе бурения и данными современных промыслово-геофизических методов. Попадание ствола скважины в такие каверны чревато дополнительными финансовыми и временными затратами: суммарные сроки бурения увеличиваются на недели, доходя до нескольких месяцев, а дополнительные затраты на буровой раствор и химические реагенты увеличиваются в разы. Но если знать о карсте и кавернах заранее, то при современных технологиях бурения скважин можно предусмотреть особенности технических требований к буровому инструменту и методик бурения, и не только избежать вышеперечисленных затрат, но также и повысить дебиты скважин в 3–4 раза за счет бурения в зоны более высокой трещиноватости в окрестности макрокаверн. Выделение подобных областей представляется возможным также и по комплексу методов ГИС и спец-методов. Макрокаверны ярко отражаются в характеристиках интервальных времен, сопротивлений, нейтронных методов, плотности пород, наличию трещин [3]. Однако, в этом случае они могут быть охарактеризованы всего лишь вдоль ствола скважины. Бурение же, в свою очередь, не дает представления о положении каверн в межскважинном пространстве.

Обнаружение карстовых полостей по материалам данных 3D сейсморазведки

С помощью новых технологий обработки данных 3D сейсморазведки была опробована и разработана методика прогнозирования объектов, повышающих геолого-техногенные риски бурения. В отношении крупных каверн можно определенно сказать, что сейсморазведка 3D имеет уникальную возможность определять положение и глубину крупных каверн диаметром от 10 метров и более, и высотой от 20 метров и более. Такие огромные каверны, связанные с карстом и тектоническими разломами, имеют аналоги на обнажениях и описаны в литературе, например, в виде связанных между собой карстовых полостей, которые отмечены для известняков девонского возраста на современных склонах Урала. Разумеется, на глубине около 2–3 км такие крупные каверны заполнены менее плотными породами перетолженных известняков и доломитов с более высокими проводящими свойствами по отношению к вмещающей толще.

Примеры таких карстовых полостей есть в Тимано-Печорском нефтегазоносном бассейне (Тимано-Печорский НГБ) на Западно-Хоседаюском месторождении, в интервале пласта D_3fm на глубинах около 2000 м. Пример отображения таких крупных карстовых полостей показан на рис. 2, а (справа сверху) – на сечении сейсмического куба в глубинной области и на карте когерентности, рассчитанной вдоль горизонта D_3fm . Карстовая природа каверн подтверждается их положением по глубине,

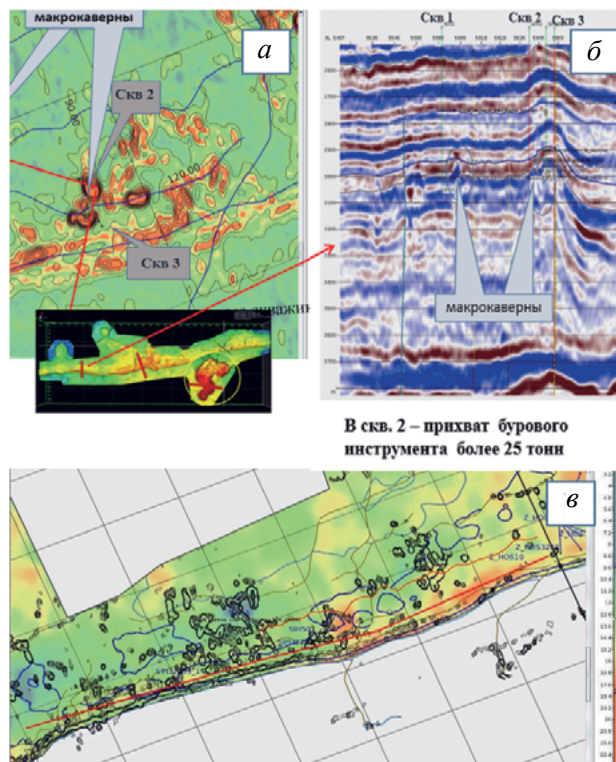


Рис. 2

Выявление зон поглощения бурового раствора, связанных с кавернами, в пласте D_3fm по сейсмическим данным:
а – фрагмент сечения сейсмического куба в глубинной области, б и в – фрагмент карты когерентности

стратиграфии и литологии по данным бурения. Все карстовые полости находятся вблизи кровли фаменского рифа, в зоне лагунных фаций.

На карте когерентности на рис. 2, б (сверху слева) скважина попала в такую макрокаверну. На карте когерентности снизу (рис. 2, в) показаны следы макрокаверн, не вскрытых бурением.

Для выделения вышеописанных каверн и зон повышенной трещиноватости в межскважинном пространстве авторами были использованы кубы широко азимутальной глубинной миграции до суммирования. Преимуществом данной технологии является то, что она позволяет сохранить азимутальную информацию о распространении отраженных волн в процессе глубинной миграции данных и совместить ее с азимутальным анализом анизотропии скоростей по скважинным данным. В дальнейшем возможно выполнить азимутальный анализ отраженных волн и получить сейсмические изображения в определенных азимутальных секторах, которые могут нести в себе новую дополнительную информацию о крупных кавернах и окружающих каверны трещинных зонах.

На предварительном этапе перед миграцией данных было выполнено построение детальной анизотропной глубинно-скоростной модели. Построение

глубинно-скоростной модели осуществлялось методом послойной когерентной инверсии, позволяющим учитывать преломление сейсмических лучей на границах пластов. Уточнение интервальных скоростей проводилось с помощью глобальной сейсмической томографии. Для учета различий между изотропной и анизотропной скоростью использовались параметры Томсена: $V_{\text{верт}}$, δ и ϵ . Для достижения спрямленности осей синфазности отраженных волн параметры Томсена [6] были также уточнены методом томографии (рис. 3). Анизотропная глубинно-скоростная модель, построенная с учетом высокой детальности структурного плана, позволила компенсировать искажения амплитуд, возникших как результат влияния высокоскоростной толщи переменной мощности, перекрывающей целевые отложения, а также сформировать качественное глубинное изображение среды, учитывающее анизотропные свойства [2].

С построенной глубинно-скоростной моделью была выполнена полноазимутальная глубинная миграция до суммирования в области локальных углов наклона отражающей площадки [1, 5]. Полученные мигрированные сейсмограммы были использованы для выполнения азимутального анализа амплитуд,

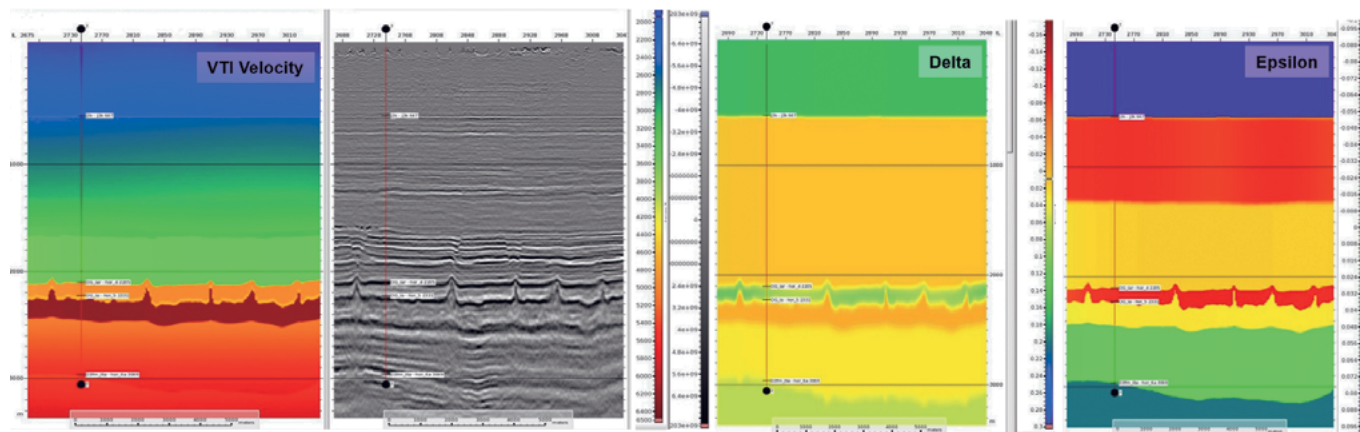


Рис. 3

Результат построения анизотропной ГСМ и миграции с ней.

Слева направо: VTI скорость, мигрированное сейсмическое изображение, куб параметра δ , куб параметра ϵ

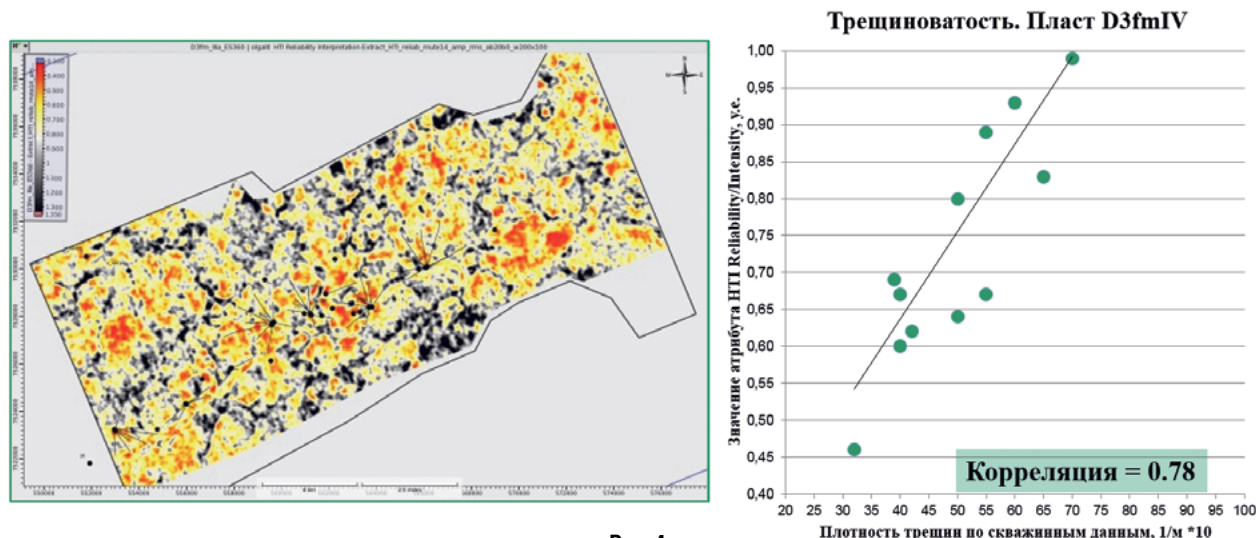


Рис. 4

Карта динамического атрибута «Интенсивность анизотропии амплитуд» вдоль целевого горизонта (слева) и сопоставление данных о плотности трещин по сканирующим скважинным методам и значений атрибута интенсивности анизотропии (справа)

в результате которого были рассчитаны различные динамические атрибуты. Атрибут «интенсивности анизотропии амплитуд» [6] (который рассчитывается как отношение огибающих анизотропного AVO-градиента к изотропному) был проанализирован авторами более детально (рис. 4 слева).

На данном месторождении имелось достаточно большое количество скважин с измеренными значениями азимутов и плотности трещин по данным микро-имиджеров. Благодаря этому было сопоставлены данные о плотности трещин по скважинным данным и значения рассчитанного атрибута (значения снималось в целевом, литологически выдержанном пласте D_3fmIV , мощностью 20 метров). Сопоставление данных прямого измерения (плотность трещин по микро-сканерам) и косвенного метода (атрибут, рассчитанный по сейсмическим данным) дало корреляцию 78 процентов, которая, в первом приближении, может быть описана линейной функцией (рис. 4 справа).

Полученное сопоставление позволяет говорить о том, что с методологической точки зрения авторами был получен и опробован инструмент для прогноза трещиноватости по сейсмическим данным.

Помимо выполненного анализа динамического атрибута, рассчитанного по сейсмограммам, по суммарным кубам был выполнен расчет карт когерентности, спектральная декомпозиция резонансных частот, а также было проведено сопоставление полученных материалов со скважинными характеристиками.

На рис. 5 в овале показано положение макрокаверны (размер в плане составляет около 50 метров), наличие которой доказано бурением скважины. В

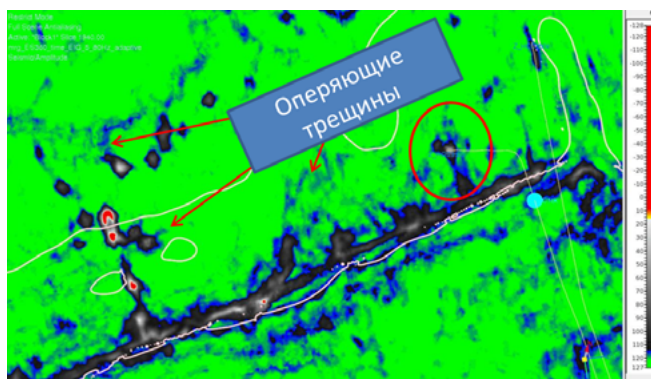


Рис. 5

Спектральная декомпозиция резонансных частот после глубинной миграции (карта значений вдоль целевого горизонта).

Цветовое смещение амплитуд на резонансных частотах в диапазонах частот 5-80Гц и 40-80Гц и атрибута когерентности с макрокаверной на глубине 1940 метров

настоящее время эта скважина после подготовки и установки цементных мостов дает дебит нефти, в разы превышающий соседние скважины. Аналогичные каверны имеются в западной части площади, но они еще не вскрыты бурением.

Также, помимо каверн, на карте спектральной декомпозиции резонансных частот ярко проявляются и оперяющие трещины, характеризующие направления основных напряжений в породе. В сочетании с тектонической моделью, построенной по данным 3D сейсморазведки, такой комплексный анализ представляется собой геологически обоснованный подход к изучению трещиноватости карбонатных резервуаров.

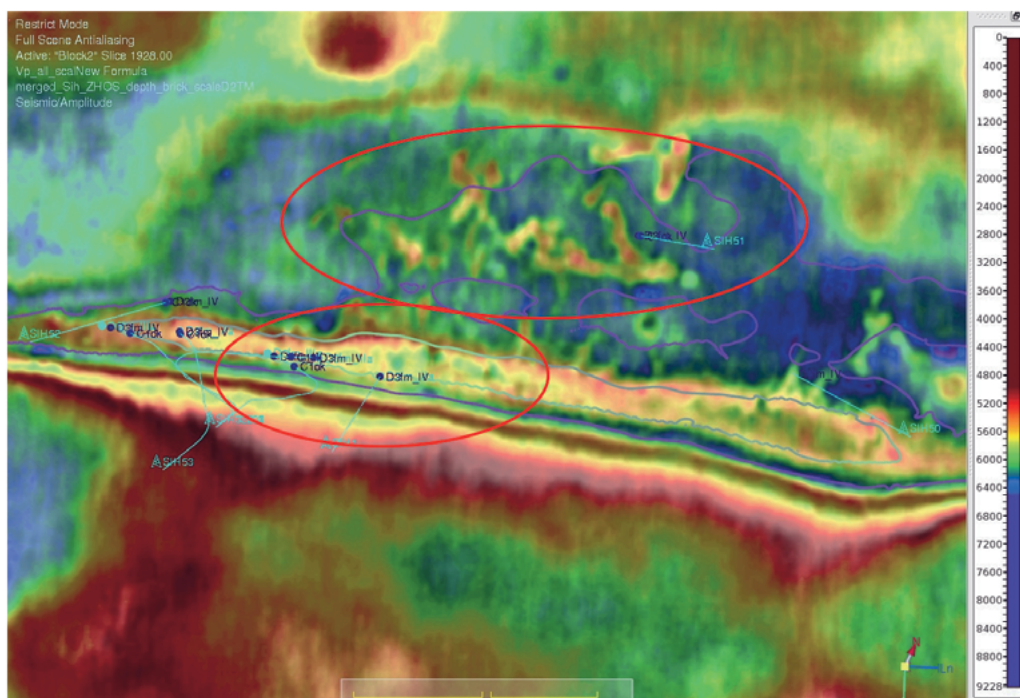


Рис. 6

Результаты нейронной инверсии (карта значений вдоль целевого горизонта).

В красных овалах показаны аномалии скоростных неоднородностей; голубые линии – траектории наклонных стволов скважин и положение пластопересечений стволов с гребнем барьерного рифа

В отношении скоростных свойств изучаемых объектов, они характеризуются пониженными значениями в поле псевдоскоростей по данным нейронной инверсии (рис. 6). С геологической точки зрения, это может быть связано с разуплотнением карбонатных пород в карстовых воронках в кровельной части рифа.

Выводы. В заключение по проделанной работе можно сделать следующие выводы:

1. Прогнозирование каверн по данным 3D сейсморазведки вполне возможно для снижения геологического риска бурения, локализации проница-

емых зон и прогноза каналов обводнения залежей ниже каверн под ВНК.

2. Использование широко азимутальной глубинной миграции в области локальных углов наклона отражающей площадки, и спектральная декомпозиция резонансных частот существенно повышают четкость отображения и детальность изучаемых объектов;

3. Данные бурения новых скважин (поглощение бурового раствора, ГТИ, данные спец-методов) подтверждают сейсмический прогноз наличия каверн и зон трещиноватости.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ланда Е.И. Роль дифракционной компоненты волнового поля при построении сейсмических изображений. Технологии сейсморазведки, 2013. Вып. 10. № 1. стр. 5–31.
2. Литвякова О.О., Есинов Б.С., Птецов С.Н., Королев А.Е., Вороновичева Е.М. Передовые технологии обработки сейсмических данных с целью выделения рассеянной компоненты волнового поля для прогнозирования свойств резервуара. Ж-л ИГН. № 1. 2017. Москва.
3. Птецов С.Н. Отображение макрокаверн в волновое поле 3Д сейсморазведки на нефтяных месторождениях Тимано-Печорского региона. Москва, 2016 г. Тезисы на 2-ой конференции ЕАГО «КАРБОНАТНЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ – 2016».
4. Canning Anat. Azimuthal AVA analysis using full-azimuth 3D angle gathers // SEG Technical Program Expanded Abstracts. 2009. P. 256259.
5. Koren Zvi. Full-azimuth angle domain imaging // SEG Technical Program Expanded Abstracts. 2008. P. 2221–2225.
6. Thomsen Leon. Weak elastic anisotropy // GEOPHYSICS. 1986. VOL. 51. № 10. P. 1954–1966.

REFERENCES

1. Landa EI. Rol difrakcionnoj komponenty volnovogo polya pri postroenii sejsmicheskikh izobrazhenij. Tekhnologii sejsmorazvedki, 2013. Vyp. 10. № 1. Str. 5–31.
2. Litvyakova OO, Esinov BS, Ptetsov SN, Korolev AE, Voronovicheva EM. Peredovye tekhnologii obrabotki sejsmicheskikh dannyh s celyu vydeleniya rasseyannoj komponenty volnovogo polya dlya prognozirovaniya svoystv rezervuara. Zh-I NGN. № 1. 2017. Moskva.
3. Ptetsov SN. Otobrazhenie makrokavern v volnovoe pole 3D sejsmorazvedki na neftnyah mestorozhdeniyah Timano-Pechorskogo regiona. Moskva, 2016 g. Tezisy na 2-oj konferencii EAGO «KARBONATNYE REZERVUARY – 2016».
4. Canning Anat. Azimuthal AVA analysis using full-azimuth 3D angle gathers // SEG Technical Program Expanded Abstracts. 2009. P. 256–259.
5. Koren Zvi. Full-azimuth angle domain imaging // SEG Technical Program Expanded Abstracts. 2008. P. 2221–2225.
6. Thomsen Leon. Weak elastic anisotropy // GEOPHYSICS. 1986. Vol. 51. № 10. P. 1954–1966.

Положительная рецензия от
Решение редколлегии о публикации от

ОБ АВТОРАХ



ЛИТВЯКОВА
Ольга Олеговна

Ведущий геофизик проекта департамента обработки и миграции сейсмических данных ООО «ПетроТрейс», в 2015 г. окончила МГУ им. М.В. Ломоносова по специальности «геолого-геофизические исследования нефтяных и газовых месторождений». Область научных интересов – сейсмические методы изучения геологического строения, обработка и миграция сейсмических данных, построение сейсмических изображений.



ПТЕЦОВ
Сергей Николаевич

С 2000 до 2019 год работал в компаниях Парадайм и ПетроТрейс техническим директором, затем главным научным консультантом, в настоящее время – пенсионер. Доктор технических наук, член правления ЕАГО. Автор более 50 публикаций. Область научных интересов – прогнозирование геологического разреза по данным 3Д сейсморазведки и скважинных данных. Последние 10 лет активно занимается исследованиями карбонатных резервуаров и их трещиноватости.



ВОРОНОВИЧЕВА
Елена Михайловна

Менеджер проекта департамента обработки и миграции сейсмических данных ООО «ПетроТрейс». В 1982 г. Окончила МГУ им. М.В. Ломоносова по специальности «геолого-геофизические методы поисков и разведки полезных ископаемых». Область научных интересов – обработка и миграция сейсмических данных, построение глубинно-скоростных моделей и сейсмических изображений для регионов со сложным строением, решение проблем поверхностных неоднородностей. Автор 15 научных публикаций.