

Оценка эффективности применения различных вариантов фоновых моделей для расчета инверсии

И. А. Копысова, А. С. Широков, Д. В. Грандов*, С. А. Еремин, Е. Н. Жилин

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, Россия

*e-mail: GrandovdDV@sibintek.ru

Аннотация. Использование методики акустической инверсии сейсмических данных, при наличии газовой шапки большой мощности, может приводить к трудностям при построении фоновых моделей упругих параметров. В связи с этим в условиях акустически контрастных тонких сред в периметре Русского нефтегазоконденсатного месторождения, помимо стандартного варианта, основанного на скважинных данных, авторами рассмотрен ряд модифицированных методик («блоковая», «плоская», фоновые модели). Применение этих фоновых моделей обеспечило наилучшие результаты и позволило значительно повысить качество прогноза свойств пород — по результатам бурения эффективная проходка обеспечена на уровне 66 %, что составило 102 % от плана. Также по результатам инверсии стало возможно выполнить прогноз коллекторских свойств, используя метод байесовской классификации литотипов.

Ключевые слова: импеданс; инверсия; интерпретации сейсмических данных; геологическая модель; литотипы

Evaluating the efficiency of using different variants of background models for inversion calculations

Irina A. Kopysova, Andrey S. Shirokov, Dmitry V. Grandov*, Sergey A. Eremin, Evgeny N. Zhilin

Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen, Russia

*e-mail: GrandovdDV@sibintek.ru

Abstract. The use of the method of seismic data acoustic inversion, in the presence of thick gas cap, can lead to difficulties when building background models of elastic parameters. In this regard, in the conditions of acoustically contrast thin environments within the perimeter of the Russkoye oil and gas condensate field, in addition to the standard version based on the well data, the authors considered a number of modified techniques ("block", "flat", and background models). The use of these background models provided the best results and made it possible to significantly improve the quality of predicting rock properties; based on the drilling results, effective penetration was ensured at 66 %, which was 102 % of the plan. Also, based on the inversion results, it became possible to predict reservoir properties using the Bayesian lithotype classification method.

Key words: impedance; inversion; seismic data interpretation; geological model; lithotypes

Введение

За более чем полувековой период изучения Русского нефтегазоконденсатного месторождения исследователями неоднократно предпринимались попытки прогноза коллекторских свойств. Связано это с исключительной сложностью геологического строения отложений покурской свиты (многопластовость, разбиение площади на изолированные тектоническими нарушениями блоки). Изучение продуктивных пластов осложняет их континентальный генезис — латеральная невыдержанность и сильная вертикальная изменчивость. Наличие обширной газовой шапки представляет трудности в интерпретации сейсмических данных за счет возможного формирования зоны «сейсмической тени» и искажения структурного плана в подгазовых зонах — в приконтурной части залежи ее высота составляет порядка 35 м, а в сводовой увеличивается до 80–150 м^{1,2,3}.

С точки зрения освоения Русское месторождение введено в промышленную разработку в 2014 г., а с 2016 года на площади осуществляется активное бурение — строительством завершено уже более 300 эксплуатационных скважин. Высокая степень разбуривания позволяет оценить изменчивость пласта в разных направлениях на основе результатов интерпретации геофизических исследований скважин (ГИС). Стоит заметить, что интерполяция данных ГИС не всегда обеспечивает надежность прогноза развития пласта в межскважинном пространстве [1]. Предсказать же поведение терригенных пластов при помощи информации из редкой сети скважин становится почти невозможным. Новые данные бурения могут приводить к значительным изменениям прогнозного распределения эффективных толщин коллектора.

Для поиска перспективных зон в межскважинном пространстве подойдет метод сейсмической разведки, так как плотность этих данных значительно выше (25 × 25 м), что позволяет прогнозировать свойства гораздо более детально. Кроме того, абсолютные значения эффективных толщин определяются амплитудой сейсмического отражения, в результате чего прогноз содержит значения толщин выше или ниже фактически вскрытых, вне зависимости от диапазона значений входных скважинных данных.

К настоящему времени на территории месторождения проведены две 3D-сейморазведочные съемки. Работы 2011 г. выполнены с уплотнением сети профилей (25 × 12,5 м), так как первоначально (сейсмическая съемка 2001 г.) ни на качественном, ни на количественном уровнях не были решены задачи по пространственному прогнозу коллекторских свойств^{4,5,6}. Использование стандартной сейсмической системы наблюдения 3D (максимальный и минимальный выносы, шаг пунктов взрыва и пунктов приема) оказалось малоэффективным для освещения целевого объекта (ПК₁–ПК₈). Поэтому была спроектиро-

¹ Отчет по результатам атрибутного анализа и переинтерпретации данных 3D-сейморазведки (сеноман), проведенной в 2000–2001 годах ОАО «Башнефтегазфизика» на Русском месторождении в Тазовском районе ЯНАО Тюменской области и переобработанной в 2007 г. по технологии «мультифокусинг» компании ООО «Гомедж ру» (отв. исп. Невидимова А. Ф.) / ООО «ГННЦ». – Тюмень, 2009.

² Отчет «Полномасштабная разработка месторождения Русское. Пересмотр петрофизических данных для месторождения Русское в рамках новых стратиграфических разбивок и фаций» / ТНК-БП. – Москва, 2009.

³ Отчет «Подсчет запасов нефти и газа Русского месторождения» / ЗАО «Тюменский нефтяной научный центр», ЗАО «Недра-Консалт». – Тюмень, 2007.

⁴ Отчет «Обработка и интерпретация данных опытно-методических сейморазведочных работ 3D на Русском месторождении» (отв. исп. Эпов К. А.) / ООО «Геофизические системы данных». – Москва, 2011.

⁵ Отчет «Расчет оптимальной системы наблюдений сейморазведочных работ 3D на Русском месторождении с применением численного моделирования волнового поля» (Адамович О. О., Коротков И. П., Эпов К. А.) / ООО «Геофизические системы данных». – Москва, 2010.

⁶ Отчет по результатам атрибутного анализа...

вана оптимальная полевая система (с точки зрения геометрии системы наблюдения, а также параметров возбуждения и приема) (рис. 1). Полученные на ее основе результаты интерпретации стали основой для пространственного прогноза коллекторских свойств продуктивных пластов. В итоге комплексирования всех современных данных дает возможность решать геологические задачи.

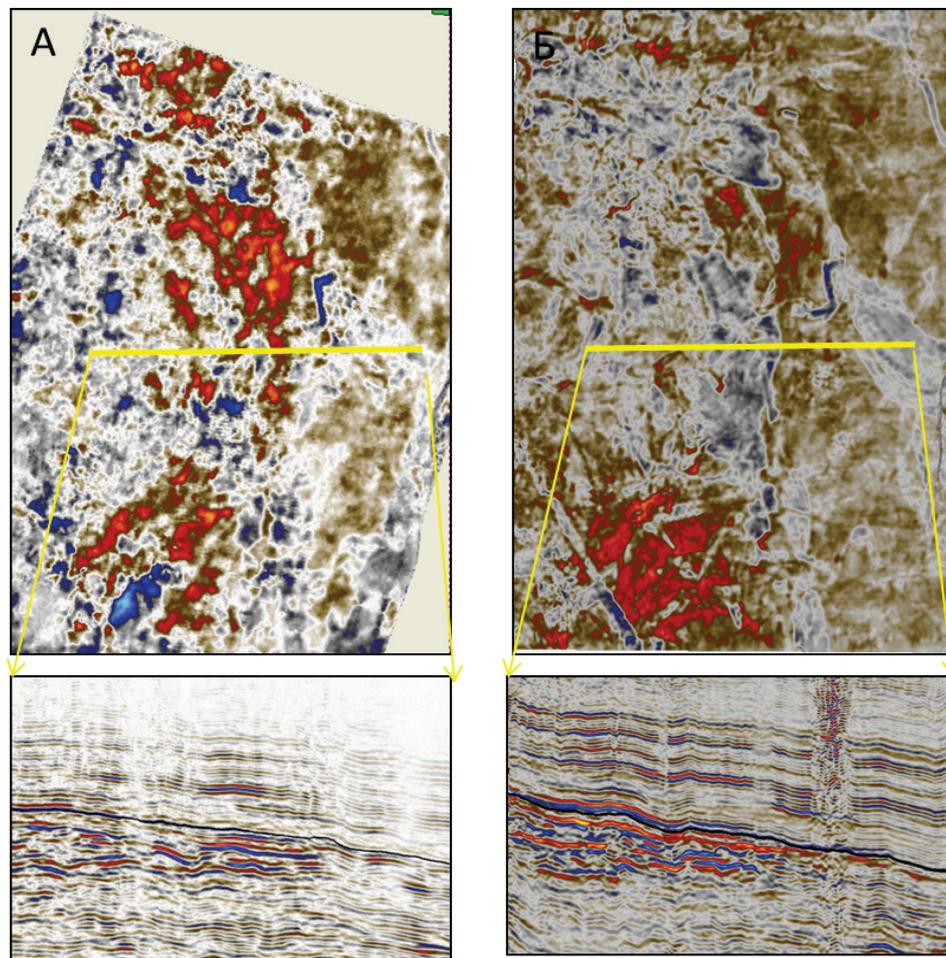


Рис. 1. Сопоставление результатов сейсмической съемки 2001 г. (А) и 2011 г. (Б)

Объект и методы исследования

Русское месторождение приурочено к северной части Русско-Часельского мегавала и охватывает верхнепокурскую подсвиту, выделяемую в объеме сенноманского яруса, сложенную мощной толщей песчаников и алевролитов, неравномерно переслаивающихся с глинами [2]. Месторождение представлено отложениями руслового генезиса и различными типами приливно-отливных каналов, мигрирующих как по площади, так и по разрезу. По данным разведочного бурения установлена промышленная нефтегазоносность в пластах, индексируемых как ПК₁–ПК₈, которые формируют тектонически экранируемую массивную газонефтяную залежь Русского месторождения. Специфика строения пластов такова, что разделение целевого объекта на отдельные пласты — задача сложно выполнимая из-за условий осадконакопления. Согласно

керновым исследованиям, зафиксированы размыты, которые приурочены к значительным по мощности толщинам, сложенным из нескольких циклов. Выделение в них границ пластов почти невозможно. В среднем такие естественные циклы имеют толщину 10–12 м. Нередко данные циклы представлены потоковыми телами, фиксируемые в скважинах, их распространение трудно предсказать в межскважинном пространстве без пространственной сейсморазведки [3]. В сейсмическом волновом поле иногда получается «размазанная» сейсмическая картинка без четкой фиксации границ распространения пластов, что может быть следствием как геологических причин, так и причин, связанных с ограничениями самих сейсмических исследований [4]. Невыдержанность таких тел усложняет их картирование по сейсмическим данным, а отсутствие внутренних границ в последующем затрудняет прогноз коллекторских свойств. Для исключения неопределенностей, связанных с выделением границ по площади, на территории Русского месторождения были использованы данные по кровле и подошве интервала, соответствующие пластам ПК₁ и ПК₈, а интервал внутри представляется как единый массив, без привязки к нумерации пластов. Пласт ПК₁ выдержан по площади и уверенно картируется в волновом поле. Подошва интервала, соответствующая пласту ПК₈, отслеживалась по сейсмическому кубу с учетом принципа выдержанности мощности. Наряду с вышеуказанными отражениями в волновом поле была выделена граница возможного положения газонефтяного контакта (ГНК). Из-за отсутствия единого отражения, отвечающего поверхности ГНК, корреляция проводилась по огибающей амплитудной аномалии. На основе этих данных был получен структурный каркас продуктивного интервала.

Для прогноза литологического состава и коллекторских свойств целевых объектов (пласты ПК₁–ПК₈) применялись различные способы, основным из которых являлось использование процедур инверсии сейсмических данных. Инверсия — это процесс обратных динамических преобразований из сейсмоторассы в разрез акустического импеданса. Расчет заключается в комплексном использовании геологических, сейсмических и скважинных данных для получения распределения акустической жесткости в объеме.

Восстановление геологической картины по наблюдаемым данным возможно лишь в том случае, когда существует отклик геофизического метода на изменение искомых параметров среды. В случае сейсморазведки, для успешного решения обратной задачи необходимо сначала убедиться в том, что параметры сейсмической записи связаны с упругими свойствами среды (плотностью горных пород, скоростью распространения акустической волны в среде) и могут быть описаны математическими методами. Примеры успешного применения сейсморазведки для характеристики геологического разреза весьма многочисленны [5–8].

Для обоснования существования этой связи выполнена петрофизическая модель для целевого интервала Русского месторождения. Комплексная петрофизическая модель среды основывалась на принципах, описанных в учебных пособиях и статьях по петрофизике [9–12]. На основе этих методик и техник была выполнена петрофизическая модель, которая послужила основой для процедур инверсии сейсмических данных.

Известно, что пористость, литология и свойства флюида в порах и трещинах определяют петрофизические характеристики пород, поэтому их разделение на литотипы является одним из важных шагов для изучения упругих свойств пород, слагающих пласт. На этапе построения петрофизической модели были получены литотипы пород (песчаник, глина, песчаник заглинизированный, плотные породы), которые в дальнейшем оценивались на возможность разделения их в полях упругих параметров. Анализ литотипов показал возможность отделить коллектор от неколектора по параметрам акустического импеданса, плотности и скорости

продольной волны (рис. 2). Частичное перекрытие параметров вполне объяснимо тонкослоистым строением и большим переслаиванием продуктивного интервала.

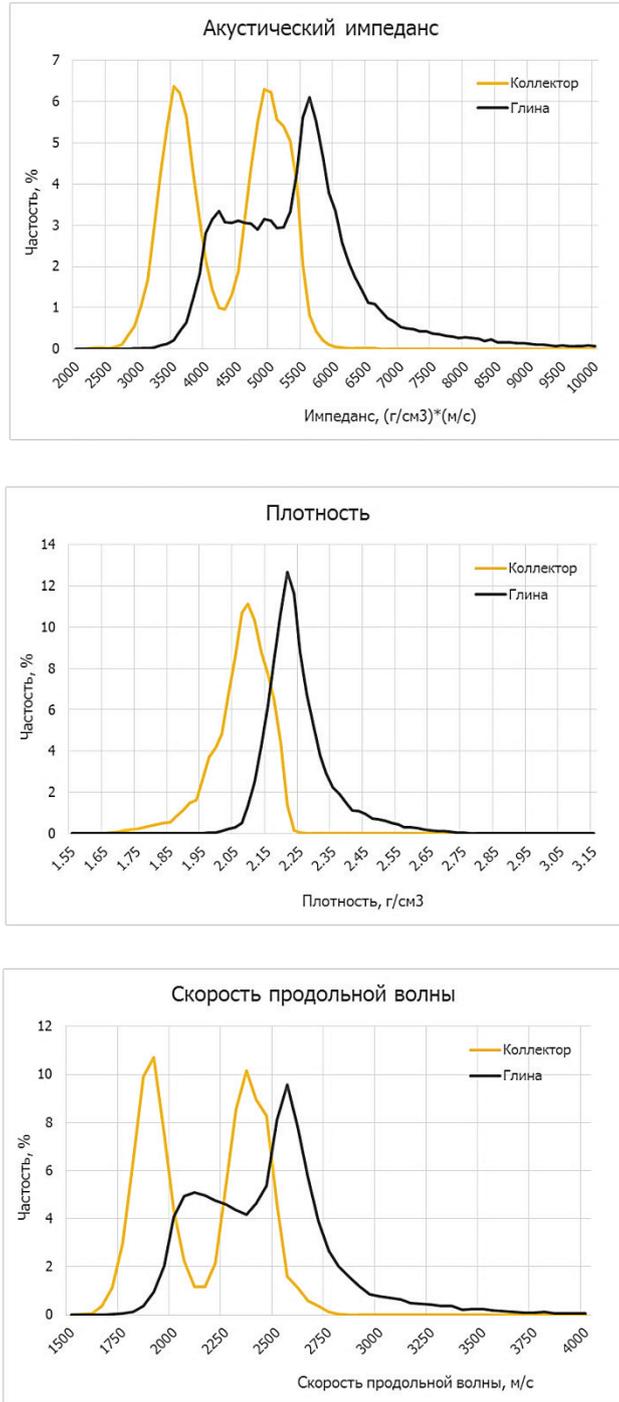


Рис. 2. Гистограммы распределений упругих параметров с разделением на классы по типу коллектор/неколлектор для интервала PK₁-PK₈

Для выполнения инверсионных преобразований данные литотипы были укрупнены до песчаника и глины. А количественная их оценка в объеме выполнялась с использованием методики байесовской литоклассификации.

Инверсионные преобразования 3D-сейсмического куба

Из множества существующих методов в рамках данной работы нами был выбран анализ детерминистических алгоритмов акустической и синхронной AVA инверсии с применением различных вариантов фоновых моделей (низкочастотной компоненты). Результаты оценивались на качество и достоверность.

Основными задачами инверсионных преобразований являются получение моделей низкочастотной компоненты акустического импеданса, соотношение V_p/V_s , плотности по данным скважин. Поэтому на первоначальном этапе были проанализированы все имеющиеся в распоряжении исходные данные: сейсмограммы ОГТ (общей глубинной точки), суммарный сейсмический куб на основе уплотненной сети наблюдений, каротажные кривые, набор карт по основным отражающим горизонтам. Качество сейсмических данных, наличие расширенных методов ГИС, керновые исследования и структурная основа с учетом разведочных и эксплуатационных скважин делают возможным использовать весь набор данных для получения моделей упругих свойств.

Исходными данными для процедуры создания фоновых моделей упругих параметров послужили кривые продольной и поперечной волн, а также кривая плотности, полученная по результатам петроупругого моделирования.

Результирующие кривые упругих параметров использовались на этапе кинематической интерпретации сейсмических данных, где была выполнена стратиграфическая привязка скважин к уверенным отражающим горизонтам, относящимся к геологическим границам.

При оценке данных (в рамках стратиграфической привязки) проводился анализ спектрального состава сейсмической записи. Для расчета амплитудно-фазового спектра сигнала использовался алгоритм Роя Уайта [13]. Импульсы извлекались как по каждой скважине в отдельности, так и по набору (все скважины на территории или ограниченной выборке). В результате удалось определить оптимальный набор скважин, обеспечивающий максимальный коэффициент корреляции реальной и синтетической трассы с полученным импульсом, который далее использовался для инверсионных преобразований полномасштабного куба (рис. 3 А).

При извлечении импульсов из частично кратных сумм был использован подход, примененный ранее для полнократного куба (рис. 3 Б).

Для получения успешного результата инверсионных преобразований учтены критерии, позволяющие минимизировать неопределенности при использовании сейсмических данных на последующих этапах прогноза. Скважины с низкими коэффициентами корреляции (менее 0,7) по сопоставлению «сейсмика — ГИС» и отклонениями более 5 мс в отметках по кровле ПК₁ отбракованы.

Итоговый набор скважин с набором петрофизических параметров и кривых использовался для создания моделей низкочастотной компоненты.

Создание моделей низкочастотной компоненты

Учитывая сложность строения Русского месторождения, определяемую высокой изменчивостью свойств продуктивного интервала, в рамках работы формировались три варианта фоновых моделей: стандартный расчет, «блоковая» и «плоская» модели. Схожая методика применялась независимыми исследователями на других месторождениях [1, 8, 14, 15]. Авторами отмечалось, что для месторождений со значительной вариативностью свойств по горизонтали и высокой выдержанностью толщин пластов по площади удастся повысить достоверность

прогноза при использовании сейсмических данных минимум в 2 раза [1]. Применение данных подходов справедливо и к Русскому месторождению.

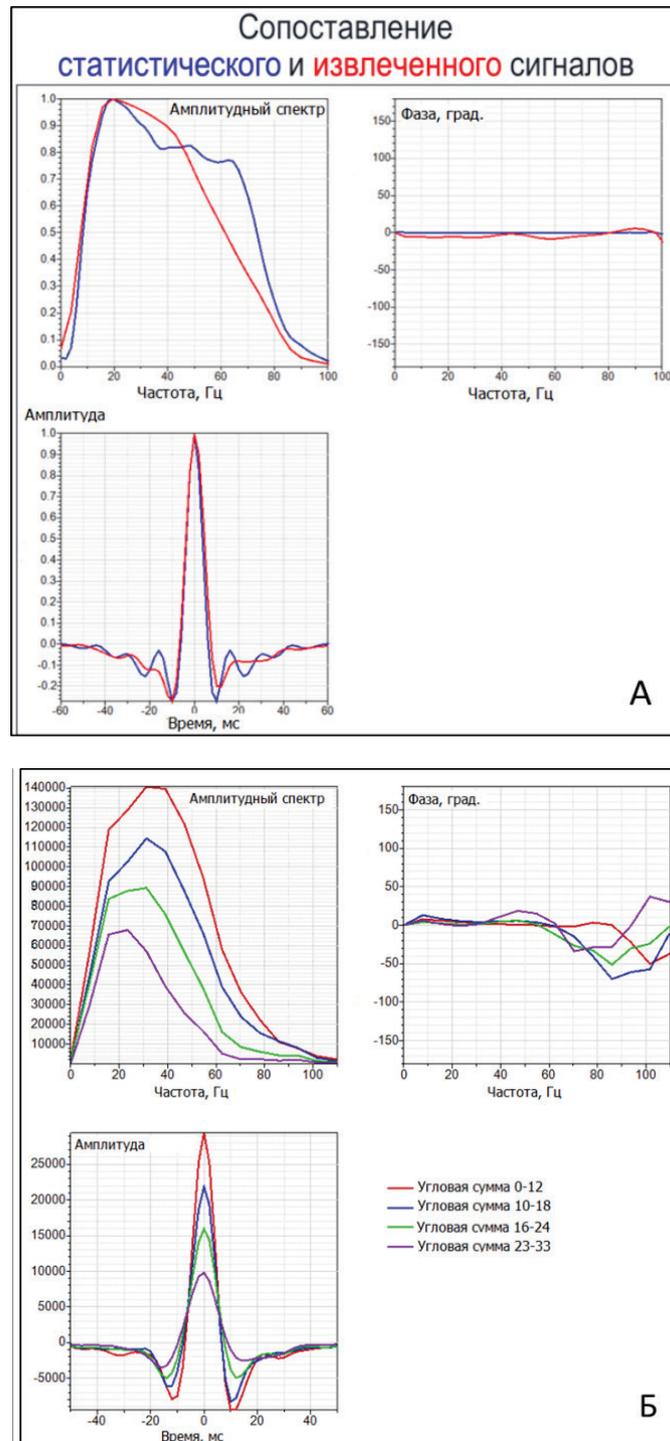


Рис. 3. Выбор оптимального сигнала для выполнения акустической инверсии (А) и сигналы для кубов угловых диапазонов (Б)

В силу хорошей изученности покурской свиты Русского месторождения было определено оптимальное окно расчета низкочастотной компоненты (400–1 200 мс), захватывая интервал газалинской пачки, располагающейся выше.

Согласно выбранным критериям, наиболее представительные скважины использовались для каркасной модели упругих свойств, отражающих горизонтов и скоростной модели среды. Построение кубов упругих параметров основывалось на интерполяции в межскважинном пространстве кривых ГИС, согласованных с зависимостями «время — глубина». Также учитывалось строение толщ между отражающими горизонтами и пространственное поведение трендов упругих параметров. В связи с большой ролью низкочастотной модели в значениях упругих свойств желательно избежать привнесения в низкочастотную модель возможных искажений, связанных с качеством и/или нерегулярностью данных ГИС. Поэтому использование блоковой модели, в которой каждый пласт характеризовался бы постоянным по вертикали значением акустического импеданса, во многом помогло бы снять эти неопределенности.

Учитывая тот факт, что на Русском месторождении проведение сейсмической корреляции пластов внутри продуктивного интервала ПК₁–ПК₈ затруднено, свойства распространялись в границах структурного каркаса, включающего кровлю интервала (пласт ПК₁) и подошву комплекса ПК₈, а также условную границу ГНК. Область фоновой модели, ограничиваемая кровлей ПК₁ и ГНК, условно названа областью «газ». Для случаев «блоковой» и «плоской» моделей между горизонтами задаются значения акустического импеданса по вертикали, равного среднему значению по скважинам, а по горизонтали, полученного интерполяцией методом обратных квадратов расстояний. На границах между пластами значение акустического импеданса меняется ступенчато. В случае «блоковой» модели акустический импеданс равен $5\,280 \text{ (г/см}^3) \cdot \text{(м/с)}$ для интервала от кровли и до границы ГНК и $5\,400 \text{ (г/см}^3) \cdot \text{(м/с)}$ — за пределами области «газ». Для «плоской» модели свойств акустический импеданс — $5\,200 \text{ (г/см}^3) \cdot \text{(м/с)}$; отношение V_p/V_s — 2,25; плотность — $2,2 \text{ г/см}^3$. В «стандартном» варианте расчета область между горизонтами задается значениями кривых в каждой из выбранных для построения скважин (рис. 4, 5). Полученные три набора фоновых моделей служат основой для инверсионных преобразований.

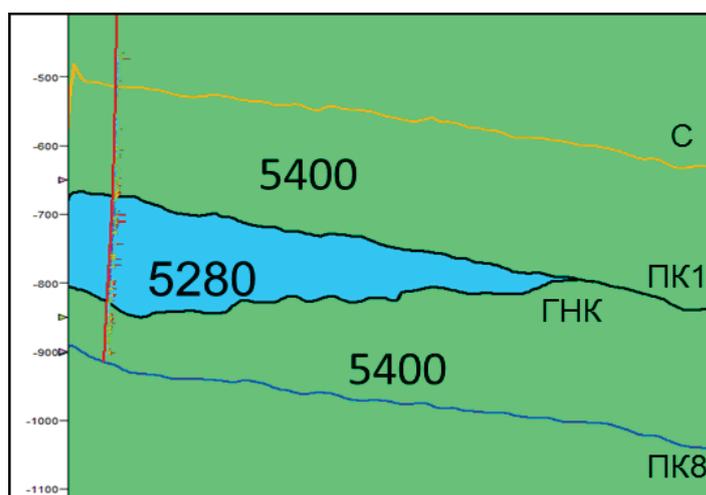


Рис. 4. Разрез по кубу низкочастотной модели акустического импеданса (блоковая модель)

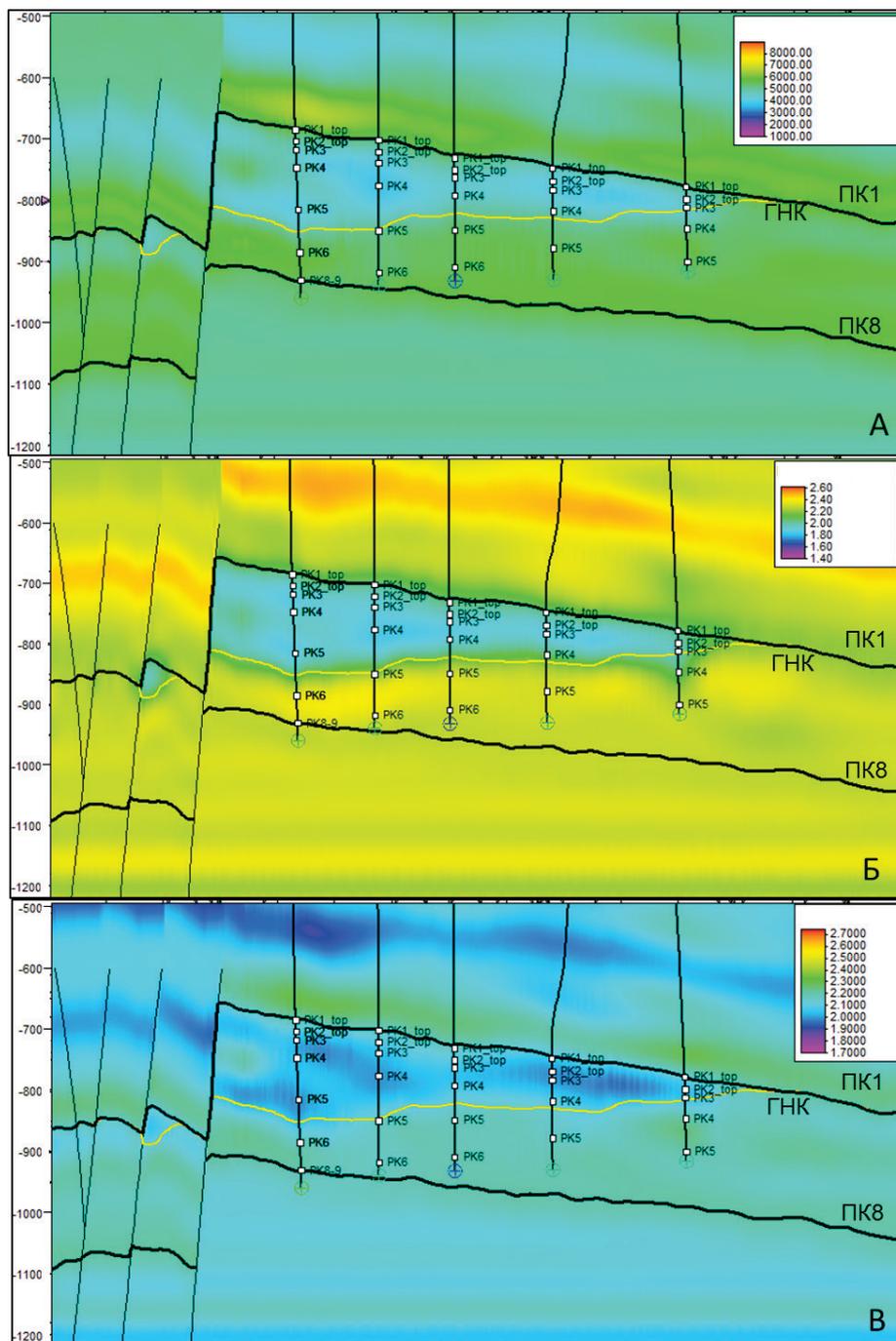


Рис. 5. Разрезы по кубам низкочастотной модели (стандартный вариант):
 А) акустический импеданс; Б) V_p/V_s ; В) модель плотности

На этапе инверсионных преобразований три варианта модели низкочастотной компоненты применялись к суммарному кубу и набору кубов частных угловых сумм в диапазонах 0° – 12° , 10° – 18° , 16° – 24° , 23° – 33° с выбранными наборами импульсов для получения кубов упругих параметров.

Для поиска оптимального решения задачи сейсмической инверсии были протестированы составляющие, оказывающие наибольшее влияние на финальный результат, — параметр порогового значения коэффициентов отражения; соотношение сигнал/шум; параметр, контролирующий степень латеральных вариаций полученных моделей упругих свойств, и параметр, контролирующий стандартное отклонение инвертированных кривых от исходной априорной модели. После анализа тестовых вариантов инверсий с различными исходными параметрами были выбраны оптимальные параметры для расчета (табл. 1, 2).

Таблица 1

Параметры расчета акустической инверсии

Пороговое значение коэффициентов отражения	0,015			
Суммарный куб	Суммарный куб равных удалений			
Соотношение сигнал/шум	11	–	–	–
Параметры	Импеданс	Плотность	Vp/Vs	
• степень латеральных вариаций полученных моделей упругих свойств	0,06	–	–	
• стандартное отклонение инвертированных кривых от исходной априорной модели	0,07	–	–	

Таблица 2

Параметры расчета синхронной AVA инверсии

Пороговое значение коэффициентов отражения	0,003			
Угловые суммы	0°–12°	10°–18°	16°–24°	23°–33°
Соотношение сигнал/шум	11	11	11	11
Параметры	Импеданс		Плот-	Vp/Vs
• степень латеральных вариаций полученных моделей упругих свойств	0,04		0,06	0,04
• стандартное отклонение инвертированных кривых от исходной априорной модели	0,05		0,07	0,05

Одним из критериев достоверности полученных результатов является степень совпадения исходных и восстановленных волновых полей. Результат инверсии по полнократному кубу, полученный по данным стандартной методики расчета модели низкочастотной компоненты, показывает незначительные невязки, что свидетельствует о корректности воспроизведения всех особенностей волнового поля. Аналогичное сопоставление исходных и синтетических сейсмических данных по результатам синхронной детерминистической инверсии во временной области представлено на рисунке 6. Наибольшие невязки наблюдаются для первого куба угловых диапазонов, что легко объяснимо, так как эти данные характеризуются наибольшим уровнем шума. В целом низкий уровень невязок говорит о том, что характеристики импульса для каждой угловой суммы и параметры инверсии были подобраны оптимальным образом.

Дополнительным критерием качества выполненной инверсии является совпадение инвертированных параметров с аналогичными, замеренными в скважинах при помощи методов ГИС. Данные сопоставления проводились для всех результатов (рис. 7).

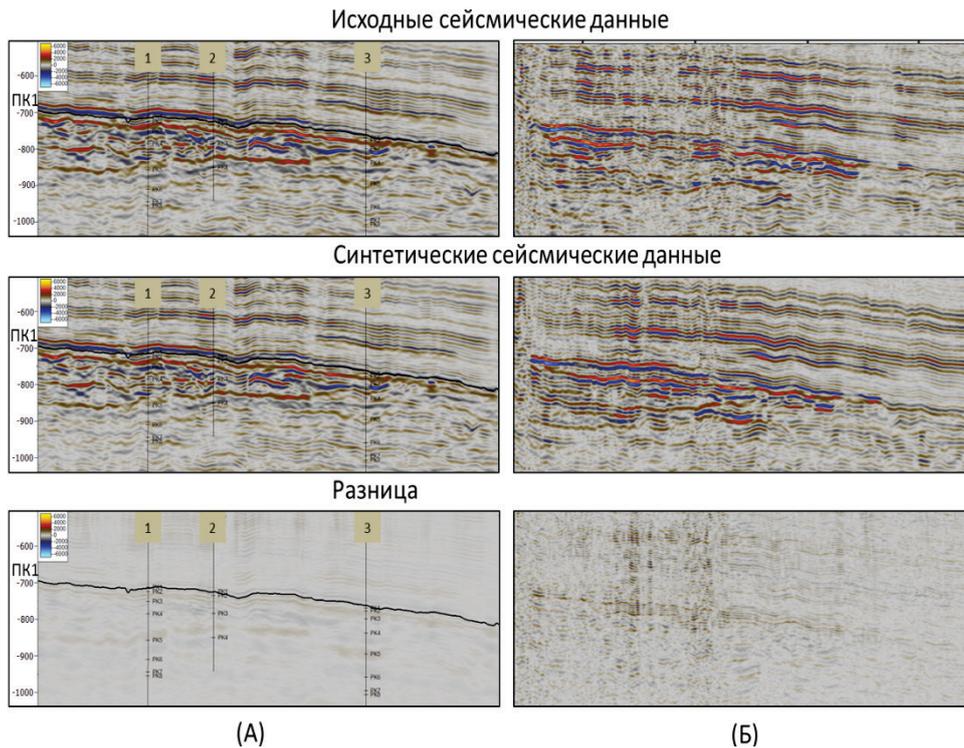


Рис. 6. Контроль качества акустической инверсии по полнократному кубу (А) и синхронной инверсии (угловые суммы 0° – 12°) (Б): сопоставление исходных и синтетических сейсмических данных

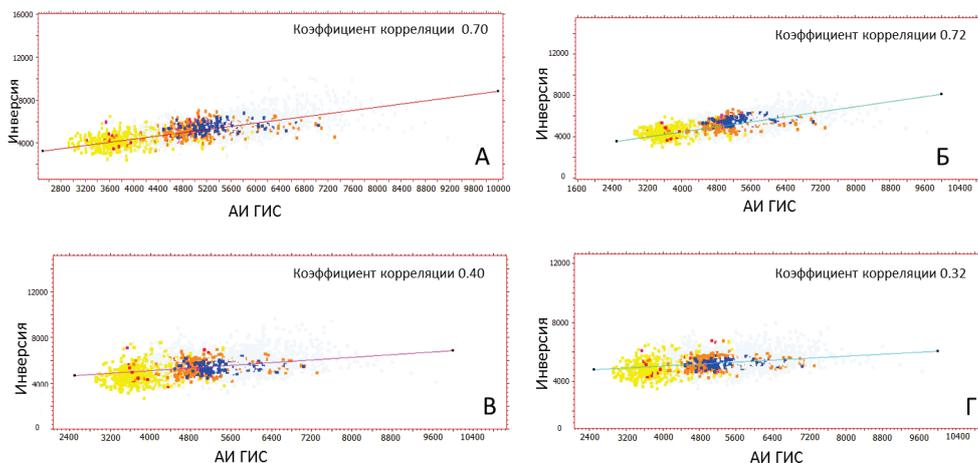


Рис. 7. Сопоставление инвертированных параметров акустического импеданса и замеренных в скважинах (желтый — газ, коричневый — нефть, синий — вода, серый — неколлектор): А — стандартная модель, акустическая инверсия; Б — стандартная методика, синхронная AVA инверсия; В — «блоковая модель», акустическая инверсия; Г — «плоская модель», акустическая инверсия

На основании выполненного контроля можно сделать вывод о допустимом качестве проведенных инверсионных преобразований акустической и синхронной инверсии по стандартной методике построения модели низкочастотной компоненты и о кондиционности полученных кубов упругих свойств для

дальнейшей структурной и динамической интерпретации. При использовании моделей с постоянными параметрами низкочастотной компоненты получены низкие коэффициенты корреляции ($< 0,5$) при сопоставлении результатов, что объяснимо строением пород и большим осреднением постоянного параметра по вертикали.

Байесовская литоклассификация и прогноз свойств

В качестве основного метода количественной интерпретации результатов инверсионных преобразований выбран байесовский метод вероятностной классификации литофаций по результатам акустической и синхронной AVA инверсий. Вероятностный подход позволяет количественно оценить достоверность выделения литотипов. Методика применялась различными исследователями на разных месторождениях [16, 17]. Цель классификации — выполнить прогноз выходных переменных на основе измеренных или рассчитанных. В качестве входных данных использованы стандартные атрибуты, получаемые в процессе AVA инверсии: акустический импеданс, отношение V_p/V_s , плотность; а в качестве выходных данных — литотипы, выделенные по результатам петрофизической интерпретации. В наборе для оценки функций плотности вероятности присутствуют как входные (результаты инверсии), так и выходные индикаторные переменные (литотипы). С использованием этих данных строится решающее правило классификации или модель прогноза; оно затем применяется к данным, для которых неизвестны выходные переменные (например, к результатам инверсии сейсмических данных в межскважинном пространстве).

На Русском месторождении по результатам петроупругого моделирования по каротажным данным коллектора отделяются от неколлекторов по упругим свойствам. Количественная же оценка прогноза с использованием результатов инверсии для выделенных литотипов, таких как «песчаник» и «глина», показывает разделение в поле импедансов, хотя наблюдается заметное перекрытие значений (рис. 8 А). Полученная модель прогноза включала в себя снятые значения кривых акустических импедансов и отношения V_p/V_s с дискретными кривыми литотипов.

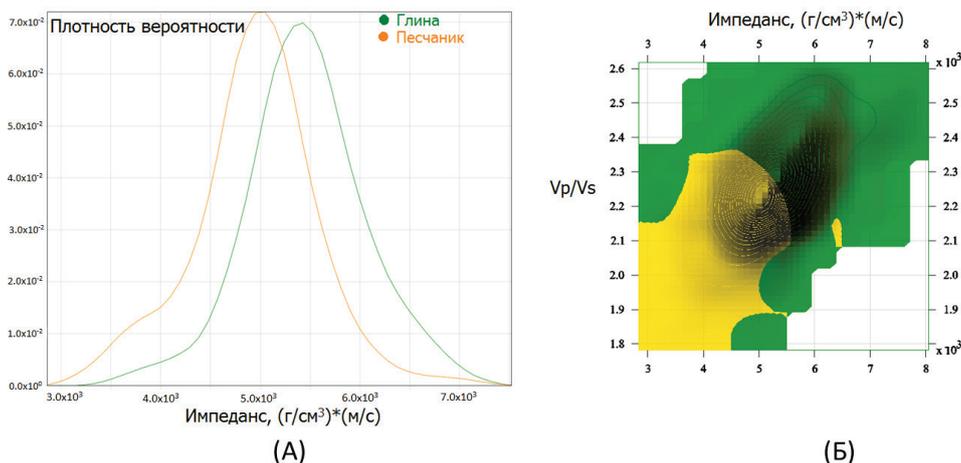


Рис. 8. Пример одномерного (А) решающего правила для результатов акустической инверсии (оранжевым показан класс «песчаник», зеленым — «глина») и двумерного (Б) (для случая двух классов — коллектор/неколлектор) для синхронной AVA инверсии, интервал ПК₁

В итоге по кубу импедансов, полученному в результате акустической инверсии, построено одномерное решающее правило для байесовской литоклассификации. Прогноз коллекторов осуществим в 67,35 % случаев, неколлекторов — 66,63 %. Заметим, что наиболее емкие коллекторы будут определяться с большей надежностью.

По результатам синхронной AVA инверсии, а именно кубу акустических импедансов и кубу отношения V_p/V_s , были построены двумерные функции плотности вероятности (рис. 8 Б). Точность прогноза по синхронной AVA инверсии немного выше: прогноз коллекторов возможен с вероятностью 68,53 %, неколлекторов — 70,24 %.

Разница между прогнозом по акустической и синхронной инверсиям заключается в том, что часть неколлекторов, которая имеет ту же акустическую жесткость, что и некоторые коллекторы, отделяется от них по значениям V_p/V_s (рис. 9). При получении идеальных кубов АИ и V_p/V_s точность прогноза была бы выше, чем только по АИ. Однозначно определить, какой куб из двух настолько близких вариантов инверсий (рис. 10) наилучшим образом отражает свойства разреза, целесообразно на этапе эксплуатационного бурения.

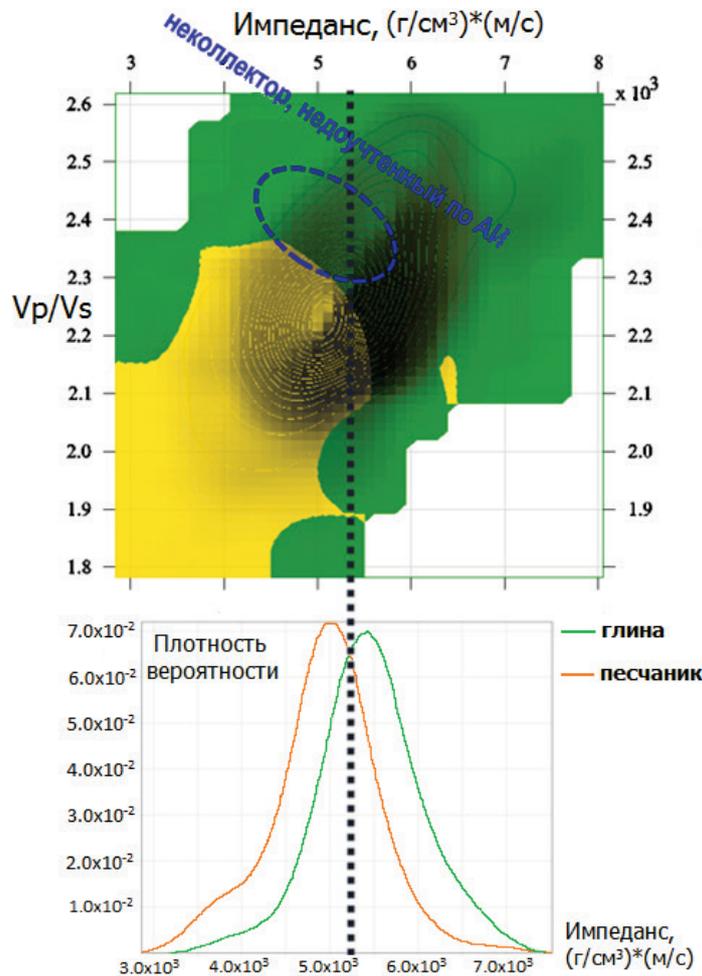


Рис. 9. Сравнение прогностической способности акустической и синхронной инверсий

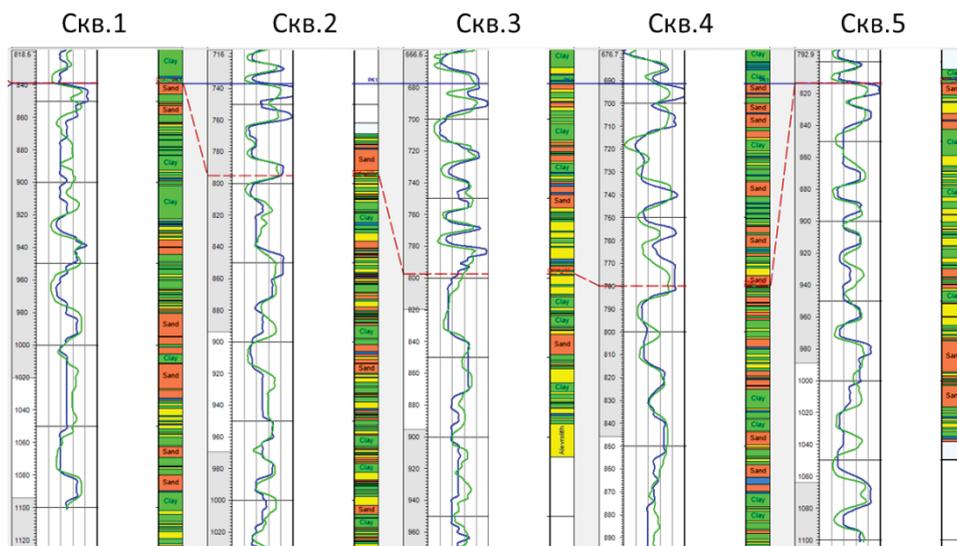


Рис. 10. Сопоставление всех вариантов вероятности наличия коллектора: по акустической (синяя кривая) и синхронной (зеленая кривая) инверсиям

Выводы

Анализ результатов различных вариантов инверсионных преобразований сейсмических данных показал, что существует тесная связь между полученными акустическими импедансами и свойствами пород. В прогнозе коллекторов наибольшее количество информации несут кубы атрибутов, полученные при комплексировании данных для построения низкочастотных моделей: как в случае акустической инверсии, так и в случае синхронной детерминистической.

Применение в инверсионных преобразованиях моделей, основанных на «блоковом» и «плоском» представлении низкочастотной компоненты, справедливо для районов с малой изученностью скважинными данными и низким их качеством данных, а также для месторождений с хорошей выдержанностью пластов. На Русском месторождении наличие значительного объема разведочного и эксплуатационного фонда скважин обеспечило достоверный результат при условии комплексирования всех имеющихся данных.

Библиографический список

1. Шаповалов, М. Ю. Разработка методики прогноза фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов непсковой свиты Сибирской платформы на основе комплексной интерпретации данных 3D-сейморазведки и геофизических исследований скважин : специальность 25.00.10 «Геофизика, геофизические методы поисков полезных ископаемых» : диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук / Шаповалов Михаил Юрьевич. – Тюмень, 2020. – 164 с. – Текст : непосредственный.
2. Нефтегазоносные комплексы Западно-Сибирского бассейна / Рудкевич М. Я., Озеранская Л. С., Чистякова Н. Ф. [и др.] – Москва : Недра, 1988. – 303 с. – Текст : непосредственный.

3. Муромцев, В. С. Электрометрическая геология песчаных тел — литологических ловушек нефти и газа / В. С. Муромцев ; М-во геологии СССР, Всесоюз нефт. науч.-исслед. геолог.-развед. ин-т. — Москва : Недра, 1984. — 260 с. — Текст : непосредственный.
4. Янкова, Н. В. Особенности сейсмогеологической модели сложнопостроенной залежи Русского месторождения / Н. В. Янкова, И. А. Копысова. — Текст : непосредственный // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». — 2015. — № 3 (40). — С. 20–24.
5. Барышев, Л. А. Прогнозирование нефтегазовых залежей на основе физикогеологических моделей в сейсмогеологических условиях юга Сибирской платформы : специальность 25.00.10 «Геофизика, геофизические методы поисков полезных ископаемых» : автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук / Барышев Леонид Алексеевич. — Иркутск, 2009. — 36 с. — Место защиты: Иркутский государственный технический университет. — Текст : непосредственный.
6. Барышев, Л. А. Многопараметровая физико-геологическая модель Верхнечонского газоконденсатнонефтяного месторождения / Л. А. Барышев, А. С. Барышев. — Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. — 2008. — № 4. — С. 46–54.
7. Барышев, Л. А. Возможности изучения терригенных коллекторов наземной и скважинной сейсморазведкой в Восточной Сибири / Л. А. Барышев, В. А. Редекон, Г. А. Шехтман. — Текст : непосредственный // Технологии сейсморазведки. — 2009. — № 2. — С. 64–76.
8. Данько, Д. А. Разработка принципов изучения нетрадиционных глинистых коллекторов на основе петроупругого моделирования и амплитудной инверсии сейсмических данных : специальность 25.00.10 «Геофизика, геофизические методы поисков полезных ископаемых» : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Данько Дмитрий Анатольевич. — Москва, 2018. — 151 с. — Текст : непосредственный.
9. Петрофизическая характеристика осадочного покрова нефтегазоносных провинций СССР: справочник / С. В. Волхонин, Г. М. Авчян, К. А. Савинский, М. Л. Озерская ; под ред. Г. М. Авчяна, М. Л. Озерской. — Москва : Недра, 1985. — 193 с. — Текст : непосредственный.
10. Кобранова, В. Н. Петрофизика : учебник для вузов / В. Н. Кобранова. — 2-е изд., перераб. и доп. — Москва : Недра, 1986. — 392 с. — Текст : непосредственный.
11. Петрофизика : учебник для вузов / Г. С. Вахромеев, Л. Я. Ерофеев, В. С. Канайкин, Г. Г. Номоконова; под ред. Г. С. Вахромеева. — Томск : Изд-во Томского университета, 1997. — 462 с. — Текст : непосредственный.
12. Шорохова, А. П. Выполнение петроупругого моделирования с целью повышения эффективности петрофизического сопровождения инверсии сейсмических данных в условиях терригенного разреза / А. П. Шорохова, И. В. Суворова. — Текст : непосредственный // Геофизика. — 2017. — № 5. — С. 143–151.
13. Kallweit, R. S. The limits of resolution of zero-phase wavelets / R. S. Kallweit, L. C. Wood. — DOI 10.1190/1.1441367. — Текст : непосредственный // Geophysics. — 1982. — № 47. — P. 977–1131.
14. Данько, Д. А. Сравнение методов детерминистической акустической инверсии для выделения акустически контрастных объектов по сейсмическим данным / Д. А. Данько. — Текст : непосредственный // Геофизика. — 2016. — № 1. — С. 2–11.
15. Шаповалов, М. Ю. Методика выполнения инверсионных преобразований данных 3D-сейсморазведки в акустически аномальных пластах : итеративный подход / М. Ю. Шаповалов, Г. А. Хохлов. — Текст : электронный // Geomodel 2012 — 14th Scientific-Practical Conference on the Problems of Integrated Interpretation of Geological and Geophysical Data During Geological Modeling of Hydrocarbons' Deposits : сборник тезисов. — Геленджик, 2012. — URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=23960950>.
16. Кашеев, Д. Е. Современные технологии инверсии данных сейсморазведки / Д. Е. Кашеев, Д. Г. Киринос, А. М. Гриценко. — DOI 10.3997/2214-4609.201404377. — Текст : электронный // Geomodel 2008 — 10th EAGE science and applied research conference on oil and gas geological exploration and development. — URL: <https://www.earthdoc.org/content/papers/10.3997/2214-4609.201404377>. — Дата публикации: 21 сентября 2008.

17. Прогнозирование структуры и свойств природных резервуаров на основе комплексной интерпретации сейсмических и скважинных данных / А. П. Жуков, В. А. Жемчугова, К. А. Эпов, С. Л. Федотов. – Текст : непосредственный // Технологии сейсморазведки. – 2006. – № 1. – С. 69–78.

References

1. Shapovalov, M. Yu. (2020). Razrabotka metodiki prognoza fil'tratsionno-emkostnykh svoystv produktivnykh plastov nepstroy svity Sibirskoy platformy na osnove kompleksnoy interpretatsii dannykh 3D-seysmorazvedki i geofizicheskikh issledovaniy skvazhin. Diss. ... kand. geol.-mineral. nauk. Tyumen, 164 p. (In Russian).
2. Rudkevich, M. Ya., Ozeranskaya, L. S., Chistyakova, N. F., Kornev, V. A., & Maksimov, E. M. (1988). Neftegazonosnye kompleksy Zapadno-Sibirskogo basseyna. Moscow, Nedra Publ., 303 p. (In Russian).
3. Muromtsev, V. S. (1984). Elektrometricheskaya geologiya peschanykh tel - litologicheskikh lozhushek nefli i gaza. Moscow, Nedra Publ., 260 p. (In Russian).
4. Yankova, N. V., & Kopysova, I. A. (2015). Features of geoseismic modeling of Russkoye field complex deposit. Nauchno-tekhnicheskiy vestnik OAO "NK "Rosneft", (3(40)), pp. 20-24. (In Russian).
5. Baryshev, L. A. (2009). Prognozirovaniye neftegazovykh zalezhey na osnove fizikogeologicheskikh modeley v seysmogeologicheskikh usloviyakh yuga Sibirskoy platformy. Avtoref. diss. kand. geol.-mineral. nauk. Irkutsk, 36 p. (In Russian).
6. Baryshev, L. A., & Baryshev, A. S. (2008). Multiparameter physico-geological model of Verkhnechonskoye gascondensate oil field. Oil and gas geology, (4), pp. 46-54. (In Russian).
7. Baryshev, L. A., Redekon, V. A., & Shekhtman, G. A. (2009). Vozmozhnosti izucheniya terrigennykh kollektorov nazemnoy i skvazhinnoy seysmorazvedkoy v Vostochnoy Sibiri. Tekhnologii seysmorazvedki, (2), pp. 64-76. (In Russian).
8. Dan'ko, D. A. (2018). Razrabotka printsipov izucheniya netraditsionnykh glinistykh kollektorov na osnove petrouprugogo modelirovaniya i amplitudnoy inversii seysmicheskikh dannykh. Diss. ... kand. tekhn. nauk. Moscow, 151 p. (In Russian).
9. Volkhonin, S. V., Avchyan, G. M., Savinskiy, K. A., & Ozerskaya, M. L. (1985). Petrofizicheskaya kharakteristika osadochnogo pokrova neftegazonosnykh provintsiy SSSR. Moscow, Nedra Publ., 193 p. (In Russian).
10. Kobranova, V. N. (1986). Petrofizika. 2nd edition, revised and expanded. Moscow, Nedra Publ., 392 p. (In Russian).
11. Vakhromeev, G. S., Erofeev, L. Ya., Kanaykin, V. S., & Nomokonova, G. G. (1997). Petrofizika. Tomsk, Tomsk University Publ., 462 p. (In Russian).
12. Shorohova, A. P., & Suvorova, I. V. (2017). Implementation of rock-physics modeling with a view to improving efficiency of petrophysical support of seismic data inversion in the terrigenous sediments. Russian Geophysics, (S), pp. 143-151. (In Russian).
13. Kallweit, R. S., & Wood, L. C. (1982). The limits of resolution of zero-phase wavelets. Geophysics, (47), pp. 977-1131. (In Russian). DOI: 10.1190/1.1441367
14. Danko, D. A. (2016). Comparison of deterministic acoustic inversion methods for prediction of the prospective acoustically contrast objects from seismic data. Russian Geophysics, (1), pp. 2-11. (In Russian).
15. Shapovalov, M. Yu., & Khohlov, G. A. (2012). Acoustic inversion in high contrast media: Iterative approach. Geomodel 2012 - 14th Scientific-Practical Conference on the Problems of Integrated Interpretation of Geological and Geophysical Data During Geological Modeling of Hydrocarbons' Deposits, Gelendzhik (In Russian). Available at: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=23960950>
16. Kashcheev, D. E., Kirnos, D. G., & Gritsenko, A. M. (2008). Sovremennyye tekhnologii inversii dannykh seysmorazvedki. Geomodel 2008 - 10th EAGE science and applied research conference on oil and gas geological exploration and development. (In Russian). Available at: <https://www.earthdoc.org/content/papers/10.3997/2214-4609.201404377>. DOI: 10.3997/2214-4609.201404377

17. Zhukov, A. P., Zhemchugova, V. A., Epov, K. A., & Fedotov, S. L. (2006). Prognozirovaniye struktury i svoystv prirodnykh rezervuarov na osnove kompleksnoy interpretatsii seysmicheskikh i skvazhinnykh dannyykh. Tekhnologii seysmorazvedki, (1), pp. 69-78. (In Russian).

Сведения об авторах

Копысова Ирина Александровна, руководитель группы отдела сопровождения бурения УГРМ Ямал, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Широков Андрей Сергеевич, руководитель проекта, Проектный офис Блок Геологии и Разработки, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Грандов Дмитрий Вячеславович, главный менеджер, Проектный офис Блок Геологии и Разработки, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, e-mail: GrandovDV@sibintek.ru

Еремин Сергей Александрович, начальник УГРМ Новые Активы, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Жилин Евгений Николаевич, начальник отдела геологии и сопровождения бурения, УГРМ Новые Активы, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Information about the authors

Irina A. Kopysova, Team Leader at Drilling Support Section, Yamal Subsurface Division UGRM Yamal, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen

Andrey S. Shirokov, Project Leader, Project Office Subsurface Block, Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen

Dmitry V. Grandov, Chief Manager, Project Office Subsurface Block, Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, e-mail: GrandovDV@sibintek.ru

Sergey A. Eremin, Head of New Ventures Subsurface Division, Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen

Evgeny N. Zhilin, Head of Geology and Drilling Support Section, New Ventures Subsurface Division, Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen