

УДК 550.3

DOI 10.47148/0016-7894-2025-4-89-103

Моделирование сейсмических образов литофациальных объектов и их характеристик в среднефранско-турнейском нефтегазоносном комплексе Шалымского прогиба Волго-Уральской нефтегазоносной провинции

© 2025 г. | Н.К. Фортунатова, С.А. Каплан, В.П. Клокова, М.А. Бушуева, А.С. Канев, Т.В. Левченко, В.Е. Рок, А.В. Серегин

Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт (ФГБУ «ВНИГНИ»), Москва, Россия; fortunatova@vnigni.ru; s_kaplan@vnigni.ru; vkloкова@vnigni.ru; bushueva@vnigni.ru; kanev@vnigni.ru; tlevchenko@vnigni.ru; vladimir.rok@vnigni.ru; aseregin@vnigni.ru

Поступила 25.02.2025 г.

Доработана 07.03.2025 г.

Принята к печати 30.07.2025 г.

Ключевые слова: *Волго-Уральская нефтегазоносная провинция; Шалымский прогиб; верхнедевон-турнейский карбонатный комплекс; сейсмоакустическая модель; полномасштабное компьютерное моделирование; сейсмические образы.*

Аннотация: Оценка ресурсного потенциала нефтегазоносных комплексов, поиск, оценка запасов и разработка месторождений требуют все более широкого привлечения методов моделирования природных резервуаров. В статье рассмотрены вопросы литофациального районирования отложений верхнедевон-турнейского карбонатного комплекса в пределах Шалымского прогиба Пермско-Башкирской нефтегазоносной области Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Установлены закономерности (особенности) распределения в них традиционных и нетрадиционных ловушек углеводородов. На основе обобщения данных геофизических исследований скважин построен прогноз упругих характеристик различного уровня детальности и показана их связь с литофациальной обстановкой. При этом обоснована асимметричность ее строения в области склонов Камского и Башкирского сводов. Применительно к региональному этапу геолого-разведочных работ представлена методика получения отображения различных фациальных объектов в сейсмических образах с использованием трехмерного полномасштабного компьютерного моделирования распространения сейсмических сигналов. Рассмотрены особенности формирования сейсмоакустической модели на региональном этапе, учитывающие специфику строения комплексов отложений, а также ограниченность объема скважинных данных и состава методов их геофизических исследований. Сейсмоакустическая модель Шалымского прогиба содержит региональные сейсмостратиграфические комплексы и локальные литофациальные объекты тонкослоистой природы. Выполнено трехмерное полномасштабное компьютерное моделирование сейсмограмм, по результатам обработки которых получены временные и глубинные разрезы. По анализу волновых картин установлены сейсмические образы осадочных образований различного генезиса, представляющие на региональном этапе исследований основу повышения геологической информативности сейсморазведки МОВ-ОСТ, включая корректность интерпретации кинематических и динамических характеристик реальных сейсмических данных, а также оптимизации методик полевых наблюдений и обработки сейсмограмм.

Для цитирования: Фортунатова Н.К., Каплан С.А., Клокова В.П., Бушуева М.А., Канев А.С., Левченко Т.В., Рок В.Е., Серегин А.В. Моделирование сейсмических образов литофациальных объектов и их характеристик в среднефран-турнейском нефтегазоносном комплексе Шалымского прогиба Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // Геология нефти и газа. – 2025. – № 4. – С. 89–103. DOI: 10.47148/0016-7894-2025-4-89-103.

Middle Frasnian-Tournaisian Play of Shalymsky trough in Volga-Urals Petroleum Platform: modelling of seismic patterns and characteristics of lithofacies objects

© 2025 | N.K. Fortunatova, S.A. Kaplan, V.P. Klokov, M.A. Bushueva, A.S. Kanev, T.V. Levchenko, V.E. Rok, A.V. Seregin

All-Russian Scientific-Research Geological Oil Institute (VNIGNI), Moscow, Russia; fortunatova@vnigni.ru; s_kaplan@vnigni.ru; vklokov@vnigni.ru; bushueva@vnigni.ru; kanev@vnigni.ru; tlevchenko@vnigni.ru; vladimir.rok@vnigni.ru; aseregin@vnigni.ru

Received 25.02.2025

Revised 07.03.2025

Accepted for publication 30.07.2025

Key words: *Volga-Urals Petroleum Province; Shalymsky trough; Upper Devonian-Tournaisian carbonate sequence; seismic patterns; full waveform computer modelling; seismic patterns.*

Abstract: Assessing the resource potential of oil and gas-bearing formations — including exploration, reserve estimation, and field development — has become increasingly dependent on sophisticated natural reservoir modelling techniques. The authors discuss the issues of lithofacies zoning within the Upper Devonian-Tournaisian carbonate sequence of the

Shalymsky trough (Permian-Bashkirian Petroleum Area of Volga-Urals Petroleum Province). The distribution patterns (features) of both conventional and unconventional hydrocarbon traps within these formations are determined. Based on the synthesis of well logging data, a forecast of elastic properties at various levels of detail is obtained, and their relationships with the lithofacies setting are demonstrated. In addition, the asymmetry of its structure in the slope areas of the Kamsky and Bashkirian arches is substantiated. For the regional stage of geological exploration, a methodology for revealing various facies objects in seismic images using three-dimensional full-wave computer modelling of seismic wave propagation is presented. The features of building a seismoacoustic model in the regional stage are considered, taking into account the specific structural character of depositional formations, as well as the limited well data and the range of well log suites. The seismoacoustic model of the Shalymsky trough contains regional seismic sequences and local thin-layered lithofacies objects. Three-dimensional full-wave computer modeling of seismograms was performed, and the results of their processing allowed to obtain time and depth sections. Wave pattern analysis allowed revealing seismic patterns for sedimentary formations of various genesis, providing a basis for improving the geological informativeness of CMP reflection seismic surveys in the regional stage. This includes ensuring the accuracy of interpreting the kinematic and dynamic characteristics of actual seismic data, as well as optimizing field observation techniques and seismic data processing methods.

For citation: Fortunatova N.K., Kaplan S.A., Klokova V.P., Bushueva M.A., Kanev A.S., Levchenko T.V., Rok V.E., Seregin A.V. Middle Frasnian-Tournaisian Play of Shalymsky trough in Volga-Urals Petroleum Platform: modelling of seismic patterns and characteristics of lithofacies objects. *Geologiya nefi i gaza*. 2025;(4):89–103. DOI: 10.47148/0016-7894-2025-4-89-103. In Russ.

Введение

Оценка ресурсного потенциала нефтегазовых комплексов, поиск, оценка запасов и разработка месторождений требуют все более широкого привлечения методов моделирования природных резервуаров.

При создании геологических моделей сложно-построенных осадочных комплексов в настоящее время широко применяется седиментологический анализ данных бурения и сейсморазведки, позволяющий использовать теоретические знания о закономерностях строения осадочных тел разного генезиса для интерпретации геолого-геофизической информации.

Ранее для выделения в сейсмической записи литолого-фациальных объектов (сейсмофаций) разрабатывались атласы для различных регионов и осадочных комплексов ([1–4] и др.). Однако использование атласов сейсмофаций, даже если они сопровождалось перечислением признаков и критериев их выделения, часто приводило к ошибкам в установлении генезиса тел, а тем более при интерпретации их морфологии и строения. Эти ошибки были обусловлены рядом факторов, не учтенных при проведении интерпретации. Например, таких, как случайное, неориентированное направление пересечения тела, различный вещественный состав вмещающих и перекрывающих отложений, наличие тектонических осложнений, частотный спектр и технология проведения работ.

Переход к сейсморазведке 3D во многом сократил перечисленные факторы. Тем не менее, в сложнопостроенных осадочных комплексах, характеризующихся полифациальным составом и разнообразным распределением различных типов пород-коллекторов, эти проблемы еще остаются.

Для обеспечения корректной интерпретации сейсмических образов, отображающих литофациальные объекты, возможно использование полно-волнового численного моделирования пространственного распространения сейсмических сигналов в геологических средах [5]. Эффективность такого

подхода показана в [6, 7]. В этих работах предложено использование комбинированных моделей среды, представленных укрупненными структурами (с толщами слоев от нескольких десятков до сотен метров) с включениями локальных относительно тонкослоистых объектов. Тем самым обеспечивался компромисс между приемлемой производительностью вычислений и сохранением физической содержательности получаемых волновых полей, необходимый для изучения достаточно объемных и сложнопостроенных геологических моделей.

Рассмотрим описание методики, использованной авторами статьи для сейсмического моделирования разнофациальных объектов и их характеристик в карбонатном верхнедевон-турнейском нефтегазовом комплексе Волго-Уральской нефтегазовой провинции на примере Шалымского прогиба Камско-Кинельской системы прогибов (рис. 1).

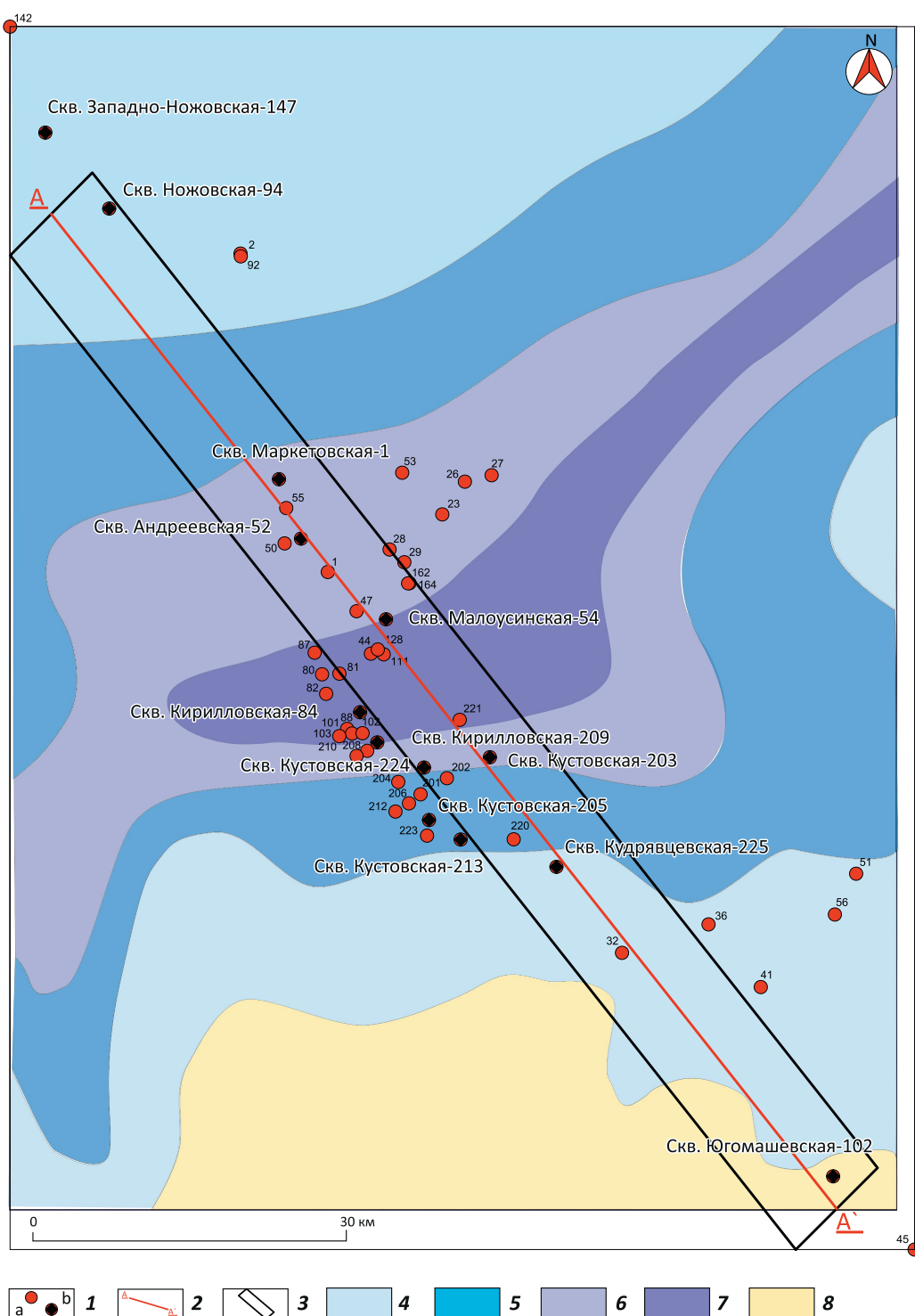
В пределах Пермско-Башкирской нефтегазовой области карбонатный комплекс средне-франско-турнейского яруса относится к наиболее перспективному. В его отложениях имеются как традиционные нефтяные залежи, связанные со структурными и структурно-литологическим ловушками, так и нетрадиционные в отложениях доманикового типа [8].

Среднефранско-турнейские отложения при- бортовых и осевой частей Шалымского прогиба отличаются полифациальным строением, связанным с зонами перехода от мелководных шельфовых областей к депрессионным.

Основой для проведения сейсмического моделирования послужила тонкопластовая (мощность пластов от 2 м в тонкослоистых средах до 80 м в массивных склоновых карбонатных брекчиях и турнейских аргиллитах) седиментационная модель, которая строго вкрест простирания пересекает седиментационные зоны (рис. 2). В модели принято пересечение внешних склонов Башкирского и Камского палеосводов, осевых, внутренних и внешних прибортовых зон палеопрогна.

Рис. 1. Схема района работ с нанесенными скважинами, использованными при составлении модели

Fig. 1. Location map of study area showing wells used in the model creation

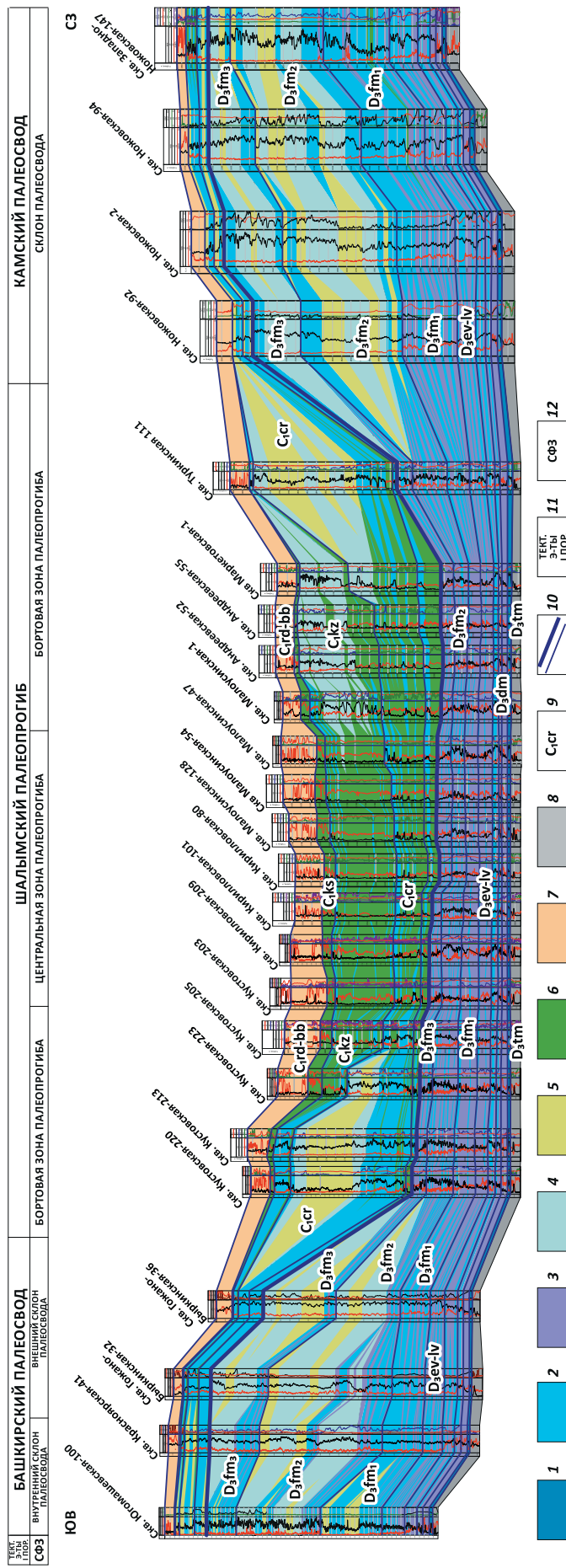


1 — скважины использованные (a — в построении геометрии 3D-модели, b — в прогнозе распределения акустических характеристик); **2** — линия разреза A-A'; **3** — контур границ модели; **4** — внешняя зона склона палеосвода; **прибортовые зоны палеопрогиба (5, 6): 5** — внешняя, **6** — внутренняя; **центральные части (7, 8): 7** — палеопрогиба, **8** — палеосвода

1 — wells used in (a — creation 3D model framework, b — prediction of acoustic characteristics distribution); **2** — A-A' section line; **3** — model boundary; **4** — outer zone of paleoarch slope; **near-flank zones of paleotrough (5, 6): 5** — outer, **6** — inner; **central parts (7, 8): 7** — paleotrough, **8** — paleoarch



Рис. 2. Седиментационная модель среднефранко-турнейских отложений по линии скважин Югомашевская-100 – Западно-Ножовская-147
Fig. 2. Depositional model of Middle Frasnian-Tournaisian deposits along the line crossing Yugomashhevskaya-100 and West Nozhovsky-147 wells



Литологические типы пород (1–8): 1 — детритовые, пелитоморфные глинистые известняки открытого шельфа, 2 — шламово-детритовые доломитизированные известняки склонов палеосвода и палеовпадины, 3 — углеродистые карбонатно-кремнистые породы доманикового типа, 4 — карбонатные брекчии склона палеосвода и бортовой зоны палеовпадины, 5 — пористые органогенно-обломочные известняки склона, 6 — глины, глинистые известняки, 7 — терригенный комплекс нижневизейского подъяруса, 8 — терригенный комплекс тиманского горизонта; 9 — стратиграфический индекс; 10 — корреляционные линии; 11 — тектонические элементы I порядка; 12 — структурно-фациальная зона

Lithological types of rock (1–8): 1 — detritic, pelitomorphic argillaceous limestone of open shelf, 2 — sediment-detritic dolomitized limestone of paleoarch and paleodepression slopes, 3 — carbonaceous Domaniak-type carbonate-siliceous rock, 4 — carbonate breccia of paleoarch slope and paleodepression flank zone, 5 — porous bioclastic limestones of the slope, 6 — clay, argillaceous limestone, 7 — terrigenous formations of Lower Viséan substage, 8 — terrigenous formations of Timansky horizon; 9 — index of stratigraphic unit; 10 — lines of correlation; 11 — 1-st order tectonic elements; 12 — structural and facies zone

Модель среднефранско-турнейского нефтегазоносного комплекса Шалымского прогиба в основных чертах является типовой, характеризующей строение осевых и прибортовых зон Камско-Киринской системы прогибов [9, 10]. Она была выбрана для моделирования ввиду наиболее полной охарактеризованности бурением.

Литофациальная характеристика

В пределах Шалымского палеопрогиба пробурено относительно большое число скважин, характеризующих строение комплекса вкрест простирающихся седиментационных зон (см. рис. 1). Однако в большей части скважин проведен весьма ограниченный комплекс ГИС в составе РК (ГК, НГК), ПС и градиент-зонд, отдельные скважины исследованы методом АК, и лишь в одной скв. Югомашевская-100 представлен наиболее полный комплекс методов (дополнительно к перечисленным имеются данные АКШ, ГГК и спектрометрии).

Тонкопластовая седиментационная модель составлена на основе литологического (в том числе седиментологического) анализа данных бурения, анализа биостратиграфических данных [9–12] и корреляции разрезов скважин как в заданном сечении (24 скважины), так и на прилегающих территориях (55 скважин) (см. рис. 2). В составе среднефранско-турнейского комплекса выделяются саргаевский, доманиковский, речицкий, воронежский, евлановский и ливенский горизонты франского яруса, ниже-, средне- и верхнефаменские отложения, гумеровский, черепетский, кизеловский и косьвинский горизонты турнейского яруса. Комплекс подстилается терригенными отложениями тиманского горизонта и перекрывается терригенными отложениями радаевского и бобриковского горизонтов визейского яруса (см. рис. 2). Мощности горизонтов верхнефранского подъяруса меняются незначительно от 120 м в пределах внешних зон Камского и Башкирского палеосводов, несколько сокращаются до 65 м в прибортовых зонах и до 54 м в осевой зоне палеопрогиба. Максимальные мощности отложений фаменского яруса (до 465 м в скв. Гожано-Быркинская-32 и 488 м в скв. Ножовская-2) отмечены во внешних зонах палеосводов, где они представлены обломочными карбонатами, постепенно уменьшаются по направлению к центральным частям палеосвода и сокращаются до 100 м (скв. Кирилловская-209) в осевой зоне палеопрогиба. Переход от внешней зоны склона к внутренним зонам палеопрогиба выражен в палеорельефе уступом. Максимальные мощности черепетского горизонта турнейского яруса (до 300 м) типичны для внутренних прибортовых зон (скв. Туркинская-111, см. рис. 2), где развиты массивно- и линзовидно-слоистые тела обломочных карбонатов. По направлениям к центральным частям палеосводов их мощность сокращается до 20 м и они замещаются слоистыми шламово-детритовыми доломитовыми известняками, доломитами, обломочными кар-

бонатами. По направлению к осевой зоне прогиба мощность отложений сокращается до 60 м (скв. Кирилловская-101). Обломочные карбонаты замещаются аргиллитами с тонкими пластами шламовых известняков. Отложения кизеловского горизонта турнейского яруса имеют карбонатный состав только во внутренней прибортовой зоне палеопрогиба, где их мощность в районе скважин Андреевские-52, 55 и Маркетовская-1 (см. рис. 2) достигает 150 м. По направлению к склонам палеосводов они выклиниваются вследствие предвизейского размыва отложений. Косьвинский горизонт турнейского яруса развит только в осевой и внутренней прибортовой зонах, где он представлен аргиллитами мощностью до 30 м.

Ширина седиментационных зон Шалымского палеопрогиба составляет 12 км (осевая зона), от 13 до 32 км (прибортовые зоны), от 15 до 24 км (внешние зоны палеосводов) при протяженности до 75 км.

На всей территории нижняя часть комплекса, включающая отложения доманикового, речицкого, воронежского и нерасчлененных евлановского и ливенского горизонтов, представлена углеродистыми карбонатно-кремнистыми породами доманикового типа и только во внутренних зонах палеопрогиба депрессионные углеродистые отложения слагают весь среднефранско-фаменский интервал.

Основу отложений доманикового типа составляют высокоуглеродистые породы сланцеватой текстуры, вещественный состав которых представлен в основном следующими компонентами: ОВ, карбонатом (кальцитом, в меньшей степени доломитом), кремнеземом и незначительным количеством глинистого материала.

Высокоуглеродистые карбонатно-кремнистые породы характеризуются различной степенью неоднородности и ОВ (ТОС, рис. 3). Породы, включающие небольшое число прослоев и линз радиоляриевидного материала, характеризуются значениями ТОС 15–20 %. Породы с неоднородным строением содержат прослои (до 5–10 мм) и линзы известняков и радиоляритов, составляющие до 60 % (при мощности пласта 2–3 м). Для этих пород типичны значения ТОС 5–15 %.

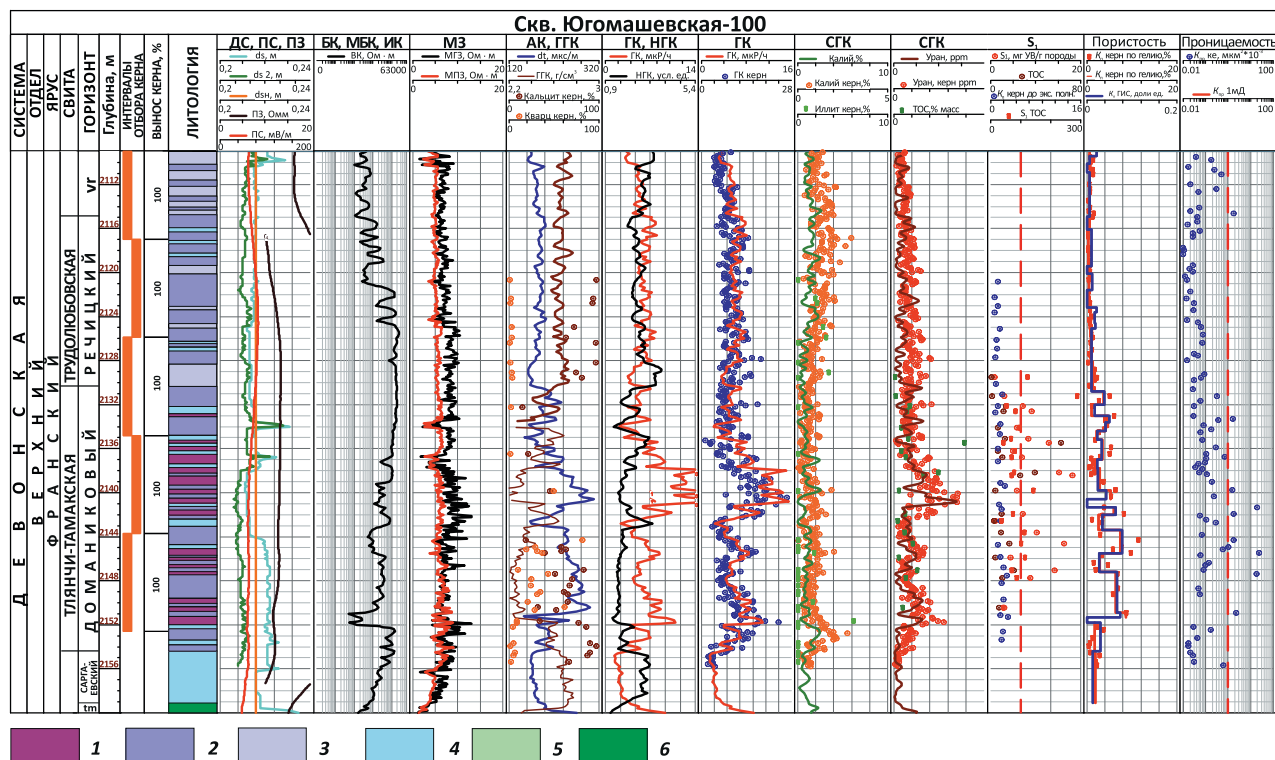
Породы с содержанием ТОС < 5 % представлены известняками тентакулитовыми и обломочными, радиоляритами, реже доломитами, слагающими тонкие пласты среди углеродистых пород мощностью до 2–3 м.

Для воронежского горизонта характерно присутствие в разрезе карбонатных брекчий с углеродистым кремнисто-карбонатным заполнителем, слагающих пласты до 5 м. Комплекс проведенных лабораторных петрофизических исследований керн показал крайне низкие фильтрационно-емкостные свойства пород и неоднородность строения отложений доманикового типа. Значения пористости в образцах изменяются от 0,44 до 12,26 %



Рис. 3. Геолого-геохимический разрез средне-верхнефранских отложений опорной скважины юго-западного склона Башкирского палеосвода, охарактеризованной данными расширенного комплекса ГИС (Фортунова Н.К., Бушуева М.А., Канев А.С. 2023)

Fig. 3. Composite (geological and geochemical) log of the Middle-Upper Frasnian deposits in the key well drilled on the south-western slope of the Bashkirsky paleoarch and containing the advanced well log suite data (Fortunatova N.K., Bushueva M.A., Kanev A.S., 2023)



Литологические типы пород (1–6): 1 — высокоуглеродистые карбонатно-кремнистые со сланцеватой текстурой (ТОС 5–25 %), 2 — углеродистые кремнисто-карбонатные со сланцеватой текстурой (ТОС 0,5–5 %), 3 — карбонатные брекчии с углеродистым заполнителем (ТОС 2–4 %), 4 — неуглеродистые карбонатные (известняки, доломиты), 5 — известняки глинистые, 6 — глины

Lithological types of rocks (1–6): 1 — high-carbonaceous carbonate-siliceous rock having clear foliaceous structure (TOC 5–25 %), 2 — carbonaceous carbonate-siliceous rock having clear foliaceous structure (TOC 0.5–5 %), 3 — carbonaceous breccia with carbonaceous joining material (TOC 2–4 %), 4 — non-carbonaceous carbonate (limestone, dolomite), 5 — argillaceous limestone, 6 — clay

при средневзвешенном значении 4,2 % (см. рис. 3). Основной объем пустотного пространства связан с пустотами, образованными в результате действия вторичных процессов. Кроме того, характерно наличие органопористости, к которой относятся поры размером 1–2 мкм. Значения проницаемости составляют от $0,01 \times 10^{-3}$ до 1×10^{-3} мкм², в среднем $0,1 \times 10^{-3}$ мкм². Катагенетическая зрелость ОВ изменяется от МК₁ до МК₂, что соответствует главной зоне нефтеобразования. В скв. Югомашевская-100 получен промышленный приток нефти из верхнефранских отложений доманикового типа.

Основными типами пород, слагающих клиноформные тела подводных конусов выноса обломочного карбонатного материала на внешних склонах палеосводов и в прибортовых зонах Шалымского палеопргиба, являются разнообразные карбонатные брекчии, известняковые гравелиты, обломочные грубо-, средне- и мелкозернистые известняки, шламово-детритовые известняки и доломиты, нередко обогащенные ОВ и битумами.

Фаменские клиноформные тела в пределах внешних склонов палеосводов представлены крупными линзами массивных брекчий, разделенных по вертикали плотными шламово-сгустковыми известняками и доломитами. Известняковые брекчии сложены обломками плотных микрозернистых и детритовых, реже водорослево-фораминиферовых известняков. Заполнитель представлен мелкокомковатым известняком с мелкими органогенными обломками. В доломитово-известняковых брекчиях преобладают обломки комковато-обломочного известняка. Заполнитель обломочный доломит. Тип коллектора порово-каверновый, значения пористости изменяются от 3 до 9 %.

Турнейские клиноформы развиты в прибортовых зонах палеопргиба. Они сложены разнообразными обломками органогенно-обломочных известняков. Заполнитель пористый мелкообломочный известняк и кристаллический кальций. Часто наблюдается нефтенасыщение. Коллектор порового типа. Пористость изменяется от 9 до 13 %.

В фаменских отложениях внешнего склона Башкирского палеосвода открыты Югомашевское, Воядинское и Аптугайское месторождения. Во внешней зоне склона Камского палеосвода выявлено 11 месторождений, в том числе Ножовское, Падунское и Березовское.

Построение сейсмоакустической (упругой) модели на региональном этапе исследований

Для полноценного компьютерного моделирования необходима подготовка сейсмоакустической модели среды (в общем случае неоднородной), представленной набором характеристик: геометрических — в виде последовательности границ раздела слоев, физических свойств слоев — плотностей, скоростей распространения продольных и поперечных волн и соответствующих им значений импеданса. Специфика построения такой модели на региональном этапе исследований обусловлена отмеченной выше ограниченностью скважинных исследований (методов ГИС и результатов исследования керна) и, как следствие, необходимостью прогноза значений указанных характеристик. Для сейсмоакустической модели выбрано сечение по линии профиля, включающего большее число скважин в ограниченной по ширине полосе + 5 км (см. рис. 1). Данные ГИС в этих скважинах, как отмечалось, представлены преимущественно методами РК (ГК, НГК), ПС и градиент-зондом, в отдельных скважинах — АК и БК. Лишь в одной скв. Югомашевская-100 комплекс методов более полный: дополнительно проведены АКШ, ГТКп и спектрометрия. В связи с этим скважина выбрана в качестве основы для решения задач прогноза значений упругих характеристик наиболее распространенных типов пород. Общая схема прогноза включала литологическое расчленение разреза, определение параметра водородосодержания по данным РК и собственно прогноз упругих характеристик.

Литологическое расчленение разреза по данным скв. Югомашевская-100 выполнено с использованием палетки WOD-ГТК-П и инструментов классификации программы КОБО, при этом для отложений доманикового типа учитывались результаты аналитических исследований керна. Оценка содержания ОВ проводилась по измерениям естественной спектральной радиоактивности и сопоставлению $TOS_{\text{керна}}$ с $U_{\text{керна}}$ и дальнейшей настройке данных ГИС (U-составляющая по ГК-С). Оценка раздельного влияния ОВ и глин определялась с использованием метода ГК-С по доли урановой, калиевой и ториевой составляющих естественного радиоактивного поля (см. рис. 3). Разнообразие выделенных литотипов иллюстрируется сопоставлением значений плотности (ГТКп) и водородосодержания (WOD) (рис. 4 А), среди которых наиболее представительны известняки, разновидности доломитов и доманикоиды. Из указанных разновидностей для известняков и доманикоидов установлены линейные связи интервального времени продольной

волны (DTr) с параметром WOD (см. рис. 4 В), используемых для прогноза DTr в скважинах без исследований АК. Прогноз DTr для остальных литотипов пород основан на данных БК с применением уравнения Фауста с настройкой коэффициентов по данным водородосодержания. Прогноз значений плотности в рассматриваемых условиях выполнен опосредованно на основе DTr для групп литотипов известняки + доманикоиды и для всех остальных (см. рис. 4 С). В частности, для прогноза значений плотности глинистых пород (> 4 мКр/ч) девона во внутренней части палеопргиба по результатам классификации принята обобщенная линейная связь

$$GGKP (DTr) = 3,504 - 0,0046 \times DTr,$$

а оценка плотности размытых аргиллитов карбона — по уравнению Гарднера-Кастаньи

$$GGKP (Vp) = -0,0261 \times Vp^2 + 0,373 \times Vp + 1,458.$$

Анализ распределений упругих характеристик для отложений, включающих традиционные и нетрадиционные коллекторы, показывает, что диапазон значений DTr и плотности находится в пределах для первых — от 160 до 210 мкс/м и от 2,4 до 2,65 г/см³, для вторых — от 220 до 280 мкс/м и от 2,2 до 2,5 г/см³ при общем диапазоне изменения значений этих характеристик для всех пород от 140 до 300 мкс/м и от 2,1 до 2,9 г/см³.

Прогноз интервальных времен поперечных и продольных волн в целом соответствует общим представлениям (см. рис. 4 D): линейная зависимость для доломитизированных и кавернозных пород с коэффициентом корреляции 0,87 и параболическая — для известняков и доманикоидов.

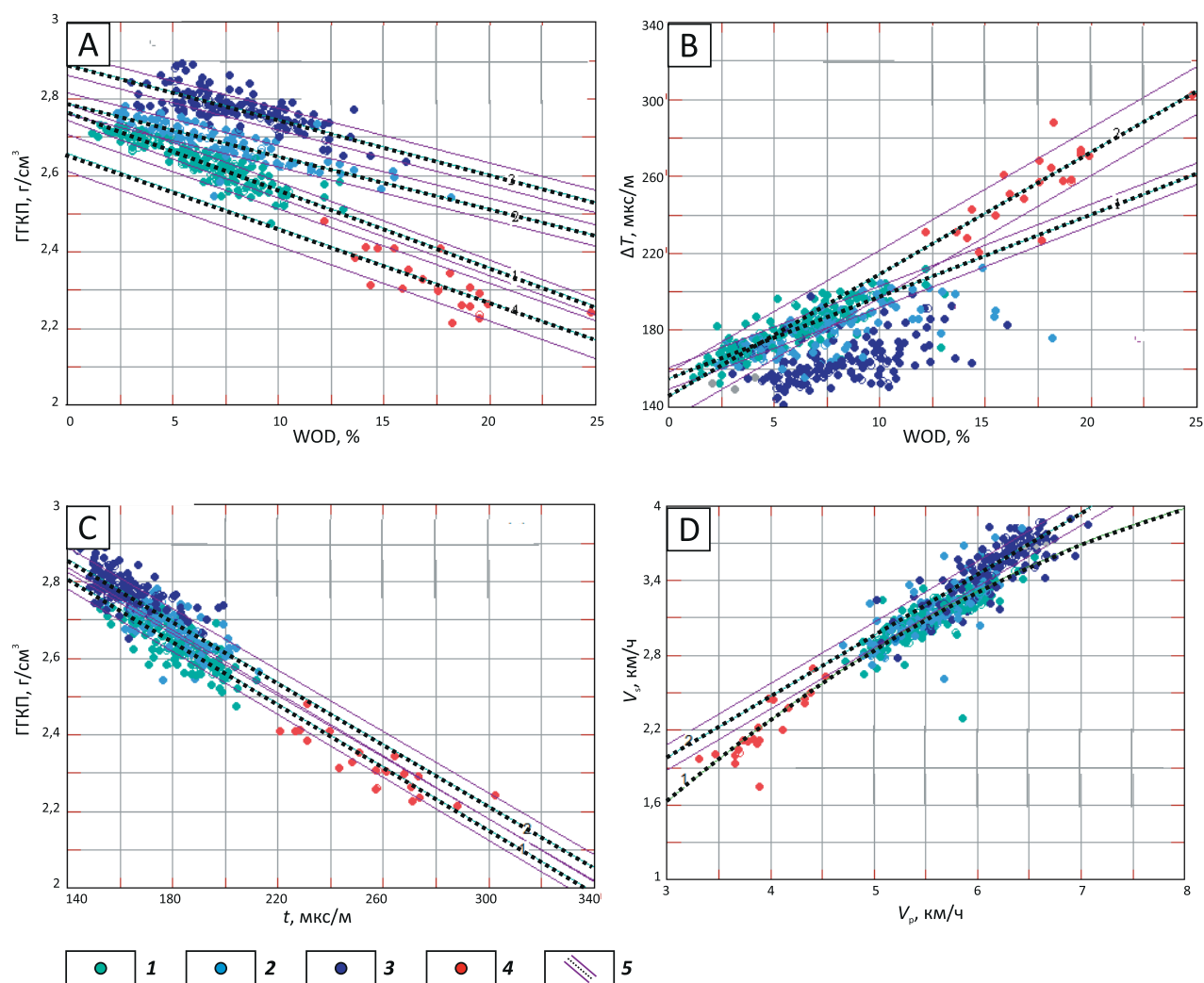
Качество прогноза определяется сопоставлением прогнозных значений интервального времени с наблюдаемыми в отдельных скважинах (см. рис. 5): значения коэффициентов регрессии близки к 1 при коэффициентах корреляции $> 0,85$. Таким образом, прогноз упругих характеристик пород состоятелен и может быть использован для дополнительной характеристики особенностей строения изучаемой области Камско-Кинельской системы прогибов и для решения задач полноценного компьютерного моделирования.

Анализ значений упругих характеристик

Для обоснования структурной основы сейсмоакустической модели, ее укрупненных элементов и тонкослоистых включений выполняется анализ статистик полученных упругих характеристик отложений. Значения статистических показателей (средних, коэффициентов вариации и параметров анизотропии Томсена) определены в скользящих по глубине окнах различной ширины. По максимумам коэффициентов вариации и анизотропии выбираются параметры окна, а объединение окон по глубине осуществляется по их минимальным значениям. С опорой на первые критерии в разрезе скважин



Рис. 4. Скв. Югомашевская-100
Fig. 4. Yugomashevskaya-100 well



А — литотипы пород по распределению значений ГГК–П WOD, В — зависимости интервального времени (ΔT_p) от WOD, С — от объемной плотности, D — сопоставление скоростей продольной (V_p) и поперечной (V_s) волн.

Литотипы (1–4): 1 — преимущественно известняк (> –70 %), 2 — известняк + доломит (60 % + 40 % соответственно), 3 — преимущественно доломит (> –70 %) и кавернозные породы (> –70 %), 4 — доманикоиды; 5 — линии аппроксимации и доверительный интервал

А — rock lithotypes in accordance with distribution of Density Log values WOD, В — interval time (ΔT_p) as a function of WOD, С — as a function of volume density, D — V_p and V_s crossplot.

Lithotypes (1–4): 1 — mainly limestone (> –70 %), 2 — limestone + dolomite (60 % + 40 % respectively), 3 — mainly dolomite (> –70 %), 4 — Domanik-type rocks; 5 — fitting lines and confidence interval

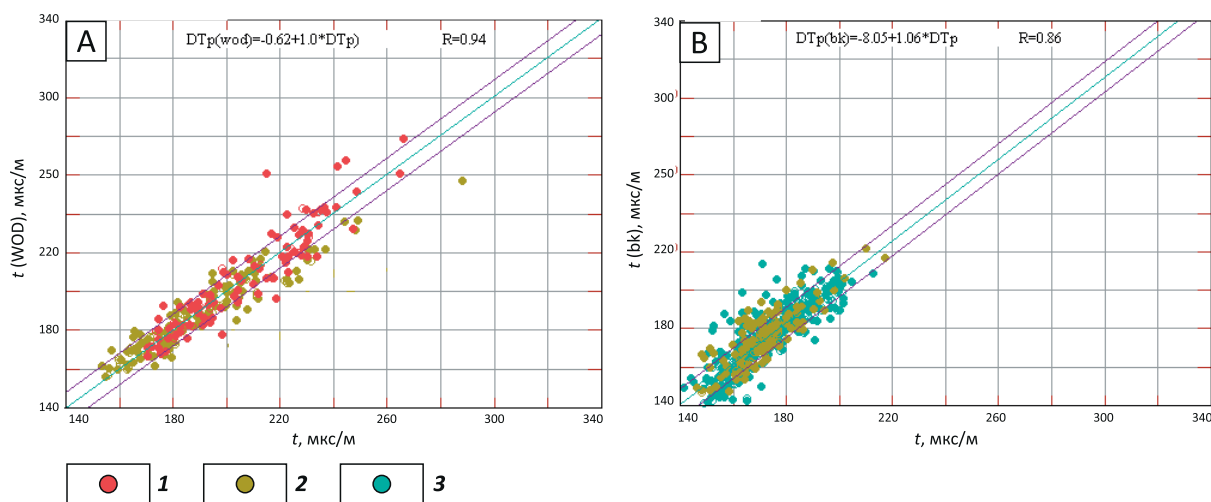
локализуются интервалы тонкослоистой структуры, включающие в большинстве своем прослои традиционных и нетрадиционных коллекторов, по вторым — выделяются относительно однородные интервалы разреза. Распределения статистических характеристик представлены на рис. 6 (в композиции с принятой эффективной сейсмоакустической моделью сечения Шалымского прогиба см. ниже). Из их рассмотрения в свете представленной выше седиментационной модели среднефранско-турнейских отложений, не вдаваясь в детали, отметим следующее.

Для тектонических элементов характерно:

– в пределах Башкирского и Камского сводов — относительно постоянные значения импеданса, по крайней мере для фаменских отложений (D_3fm) соответственно ~17500 и ~16000, прерываемые отдельными непротяженными интервалами относительно небольшого повышения коэффициента вариации; исключение составляют окрестности границы соответствующей поверхности тиманского горизонта, в пределах которой наблюдаются его повышенные значения;

Рис. 5. Результаты сопоставления измеренного интервального времени (DTr) с прогнозным с учетом данных БК

Fig. 5. Crossplot of measured and predicted interval time (DTr) taking into account LL data



А — по девонским отложениям скважин Кириловская-84 и Кустовская-213, В — по отложениям в девоне и карбоне для чистых карбонатов скважин Югомашевская-100 и Кустовская-213

1 — 84_K; 2 — 213_K; 3 — 100_Ю

A — for Devonian deposits from Kirilovskaya-84 and Kustovskaya-213 wells, B — for pure Devonian and Carboniferous carbonates from Yugomashhevskaya-100 and Kustovskaya-213 wells

1 — 84_K; 2 — 213_K; 3 — 100_Ю

– в пределах прогиба как в интервалах отложений девона, так и карбона локальные по глубине вариации повышены, достигая значений 0,4, значения импеданса изменчивы, причем они ниже в отложениях карбона, а в верхах девона наблюдается относительное повышение значения импеданса, преимущественно в южной части прогиба.

Для структурно-фациальных зон и в выбранном сечении палеопрогиба, в пределах его прибортовых зон, особенно в южной части, наблюдаются:

– увеличение числа интервалов с повышенными значениями коэффициента вариации и соответственно сокращение протяженности относительно однородных по величинам импеданса интервалов и постепенное понижение значений импеданса в направлении осевой зоны прогиба.

Построение сейсмоакустической (упругой) модели и расчет полноволновых сейсмограмм

Комбинированная сейсмоакустическая модель конструируется с учетом границ комплексов отложений на основе представленного обобщения акустических характеристик (скоростей продольных и поперечных волн, плотности).

Структура каркаса моделей представлена относительно однородными (пониженные величины дисперсий) слоями с толщинами 50–400 м, описанными эффективными значениями их акустических характеристик (скоростями распространения волн и плотности). Общее число границ в каркасе — 8. Они приурочены к горизонтам C_{1tl} , C_{1bb} , C_{1ks} , C_{1cr} , D_3fm_3 , D_3fm_2 , D_3fm_1 , D_3tm .

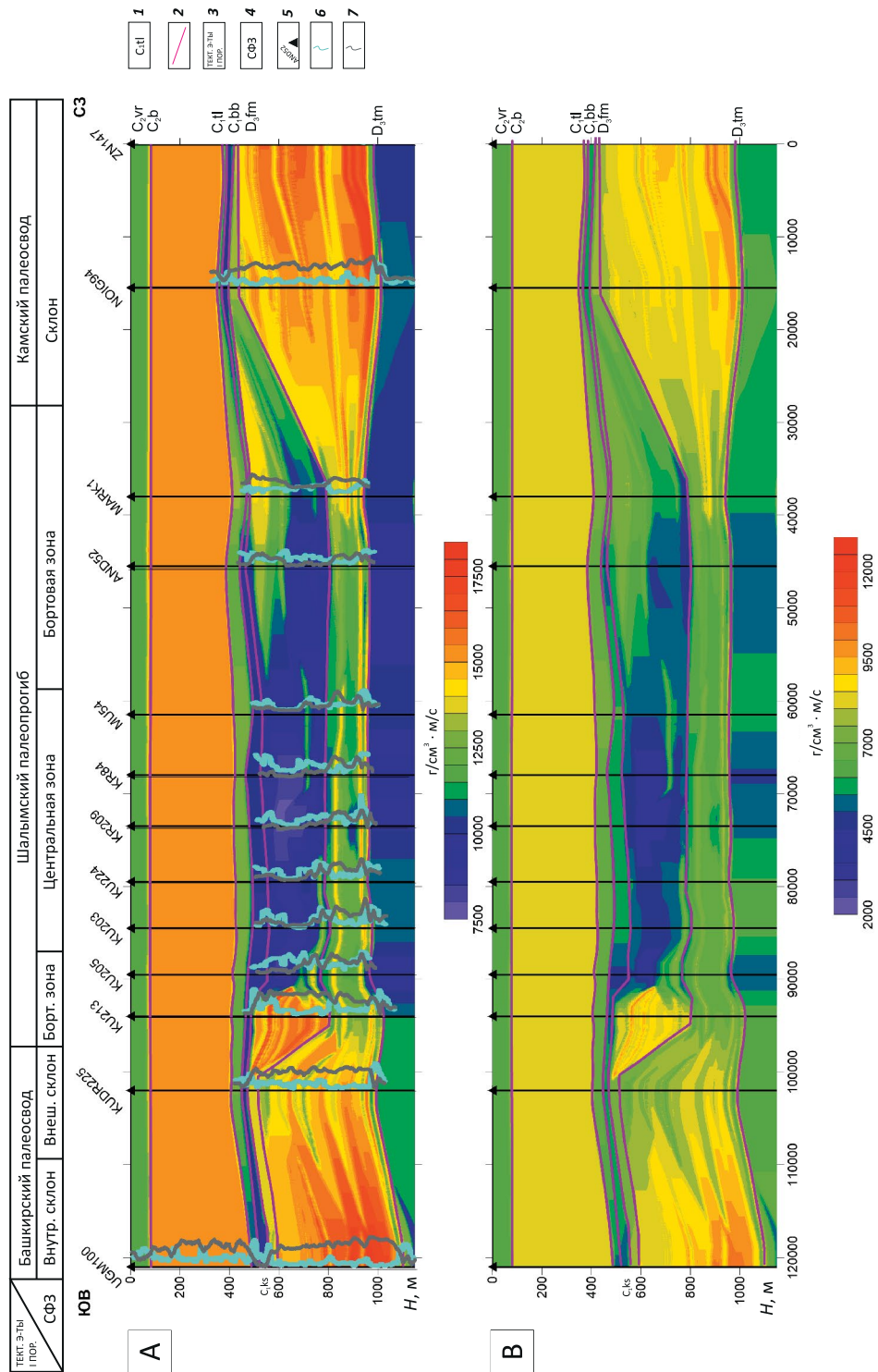
В качестве горизонтальной поверхности наблюдения принята верхняя граница моделей — кровля C_{2vr} , а в качестве технологической — граница в основании модели приблизительно на 200 м ниже подошвы D_3tm . Обратим внимание, что углы наклона границ в модели (в том числе в клиноформных зонах) не превышают 5° .

Тонкослоистые включения в модели отображают литологические типы пород: преимущественно пористые органогенно-обломочные известняки и доманиковые углеродистые карбонатно-кремнистые породы с учетом их фациальных обстановок в сечении прогиба. Включения отличаются как горизонтальными, так и вертикальными размерами, а точки выклинивания согласованы с условиями седиментации. Интервалы включений относительно пониженных значений импеданса в виде тонких и непротяженных прослоев приурочены к областям увеличенных значений вариации. С такими областями связаны также окрестности прослеживаемых ОГ, в частности C_{1ks} , C_{1cr} , D_3tm . В целом сейсмоакустическая модель в значениях импеданса продольных волн представлена в композиции с опорными горизонтами (C_{1tl} , C_{1bb} , D_3fm , D_3tm), графиками рассмотренных выше статистик, а также с распределением тектонических и фациальных зон (рис. 6 А). Модель импедансов в поперечных волнах подобна рассмотренной, но с меньшими их величинами и отдельными локальными отличиями (см. рис. 6 В).

Расчет полноволновых сейсмограмм выполнялся для центрально-симметричной расстановки с удалениями от пункта взрыва до ± 2 км, с шагом пунктов приема 5 м и взрывов 100 м, при длитель-



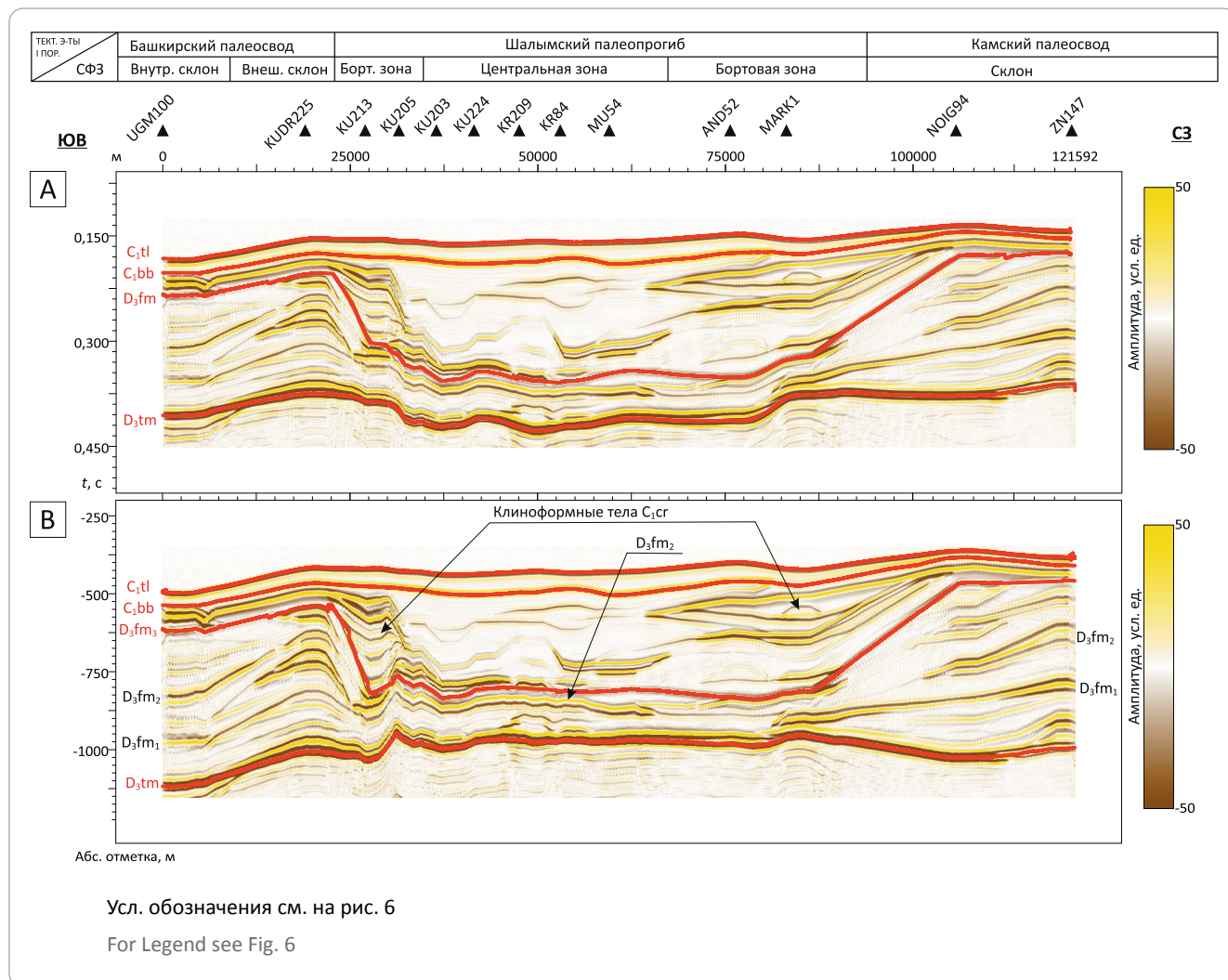
Рис. 6. Компоziция акустических характеристик по эффективной модели с нанесенным графиками распределений импеданса продольных волн и соответствующих коэффициентов вариации
Fig. 6. Cross-section integrating acoustic features according to an effective model with distributions of compressional wave impedance and respective variation coefficients



А — импеданс продольных волн, **В** — поперечных волн
1 — стратиграфический индекс; **2** — отражающие горизонты; **3** — тектонические элементы | порядки; **4** — структурно-фациальная зона; **5** — положение скважин; **6** — кривые вариации импеданса продольных волн вдоль ствола скважины; **7** — кривые импеданса продольных волн вдоль ствола скважины
А — compressional wave impedance, **В** — shear wave impedance
1 — index of stratigraphic unit; **2** — reflection horizons; **3** — 1-st order tectonic elements; **4** — structural-facies zone; **5** — well location; **6** — P-wave impedance curve along the borehole; **7** — P-wave impedance curve along the borehole

Рис. 7. Композиция временного (А) и глубинного (В) разрезов

Fig. 7. Time (A) and depth (B) sections



ности записи 1 с, с шагом дискретизации 1 мс. В качестве исходного сигнала принят импульс Рикера с несущей частотой 100 Гц. Расчеты проводились с помощью программы. DiamondSeism (DT/geo4) [13]. Общее число рассчитанных сейсмограмм составило 1100. В процессе обработки сейсмограмм с учетом сферического расхождения, ввода кинематических поправок, деконволюции, мьютинга и миграции до суммирования получены разрезы: временной и глубинный, их сопоставление приведено на рис. 7. Обратим внимание на то, что на временных (см. рис. 7 А) и глубинных (см. рис. 7 В) разрезах геометрия ОГ D₃fm, D₃tm и промежуточных в пределах палеосводов и бортовых зон прогиба заметно разнится, что обусловлено локальными изменениями скоростных характеристик. Из этого следует, что для анализа сейсмических образов фациальной обстановки необходимо использование глубинных разрезов, корректно отображающих их геометрические, а в общем случае и динамические характеристики.

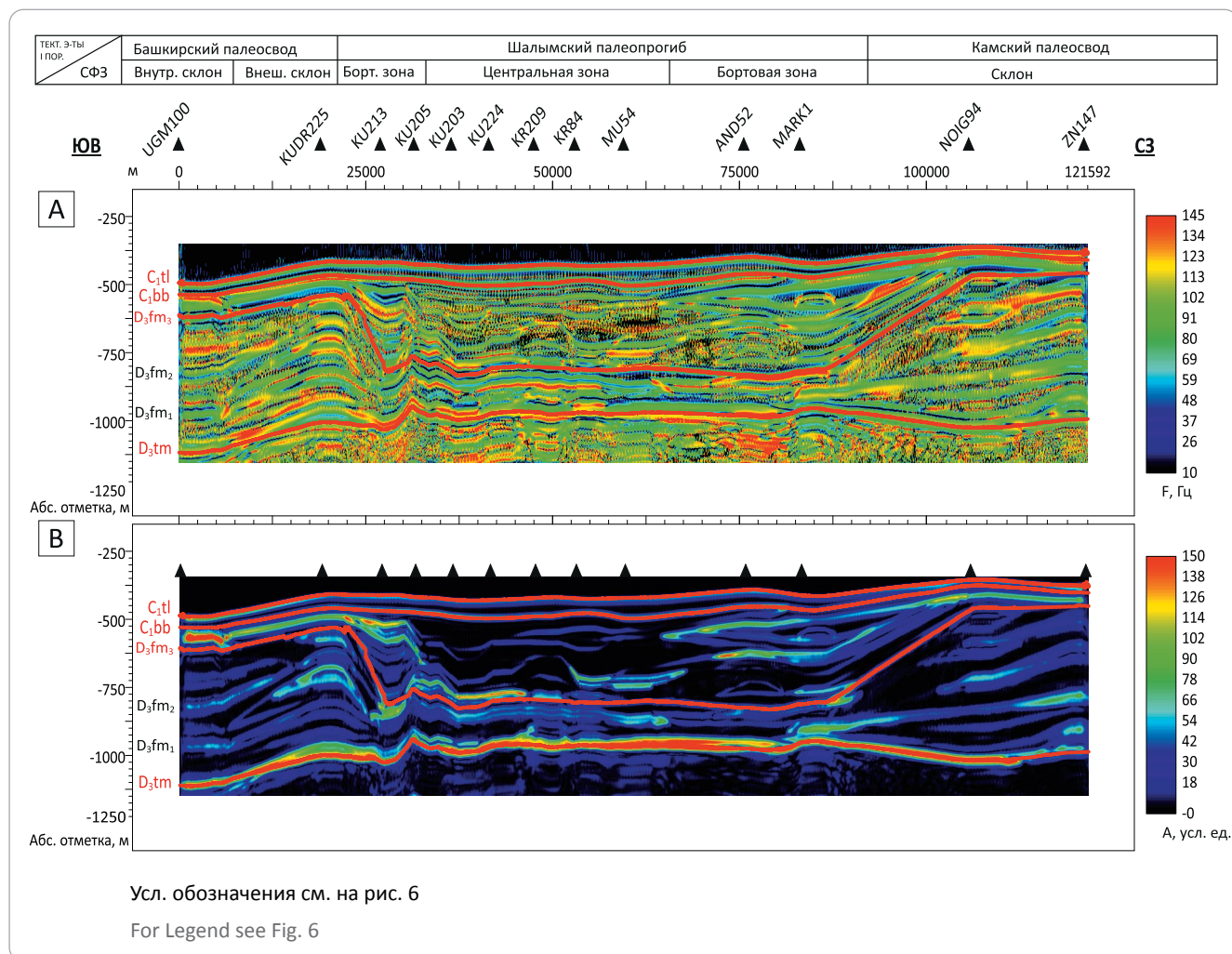
Сейсмические образы литофациальных объектов

На представленных сейсмических разрезах и атрибутах мгновенных частот и амплитуд (рис. 8, см. рис. 7) устойчиво прослеживаются динамически выраженные опорные ОГ в окрестностях тульского (C₁tl), бобриковского (C₁bb) и тиманского (D₃tm) горизонтов. С меньшей регулярностью по амплитудам выделяется отражение (D₃fm), связанное с кровлей отложений девона. Однако на разрезе мгновенных частот ее прослеживание достаточно надежно. В совокупности морфология этих горизонтов в полной мере характеризуют тектонические элементы I порядка.

В интервале разреза D₃tm–D₃fm по профилю прослеживается ряд отражений разной протяженности и амплитудной выразительности, связанных с фрагментами отражений от промежуточных границ сейсмоакустической модели, а с учетом стратиграфической принадлежности ОГ — с тонкослоистыми включениями, соответствующими

**Рис. 8.** Композиция глубинных разрезов мгновенных частот (А) и амплитуд (В)

Fig. 8. Instantaneous frequency (A) and amplitude (B) sections in depth domain



карбонатно-кремнистым отложениям доманикового типа верхнего девона, а в пределах палеосводов Башкирского и Камского — прослоям пористых органогенно-обломочных средне- и верхнефаменских известняков. Обращает на себя внимание, что морфология осей синфазности этих отражений в целом наследует геометрию ограничивающих их опорных ОГ.

В интервале разреза между подошвой бобринского горизонта и кровлей фаменского яруса промежуточные отражения, относительно короткие по прослеживанию, наблюдаются в прибортовых зонах прогиба, причем большей протяженностью и пологостью отличается зона, граничащая со склоном Камского палеосвода. Карбонатная природа отложений, которым соответствуют эти отражения, характеризуется повышенными значениями интервальных скоростей и величин импеданса (при использовании процедур инверсии). Зона прогиба характеризуется низким уровнем амплитуд сейсмической записи и пониженными значениями интервальных скоростей. Более детально строение рассматриваемого интервала отображается на раз-

резе мгновенных частот (см. рис. 8 А). Таким образом, особенности распределения геометрических и динамических характеристик и их ассоциаций на сейсмических разрезах характеризуют зональность строения отложений в пределах Шалымского прогиба.

Заключение

В статье представлена методика формирования сейсмических образов разнофациальных объектов на основе применения трехмерного полноволнового компьютерного моделирования распространения сейсмических сигналов применительно к региональному этапу исследований в условиях ограниченных скважинных данных как по количеству, так и по данным методов ГИС.

Оригинальными элементами методики являются:

- построение типовых моделей седиментации;
- обоснование прогноза скоростей продольных и поперечных волн, плотности по доступному комплексу методов ГИС и его реализация;

– статистическое обобщение получаемых результатов, адаптированное к особенностям геологического разреза;

– построение объемных (3D) цифровых сейсмоакустических моделей различного уровня детальности по совокупности скважин;

– расчет трехкомпонентных сейсмограмм для заданной системы наблюдений, их обработка, ориентированная на восстановление геометрии ОГ (опорных и промежуточных), а также волновых картин для изучаемых литофациальных объектов.

Применительно к условиям Камско-Кинельской системы прогибов в целом и Шалымского прогиба в частности показано, что геометрия опорных ОГ и их динамические характеристики на глубин-

ных разрезах контролируют пространственные особенности тектонических элементов, а промежуточные, относительно непротяженные отражения — черты отдельных фациальных объектов.

Полученные результаты применения методики создают предпосылки для создания библиотеки сейсмических образов для различных типовых условий седиментации, составляющих основу геологической интерпретации реальных сейсмических данных, включая элементы искусственного интеллекта, а также для подготовки рекомендаций по системам наблюдений и построению графов обработки сейсмограмм, обеспечивающих повышение геологической информативности сейсморазведки МОВ-ОСТ на региональном этапе исследований.

Литература

1. Шлезингер А.Е. Региональная сейсмостратиграфия. — М. : Научный мир, 1998. — 144 с.
2. Ильин В.Д., Фортунатова Н.К. Методы прогнозирования и поисков нефтегазоносных рифовых комплексов. — М. : Недра, 1988. — 201 с.
3. Игошкин В.П., Шлезингер А.Е. Неокомские клиноформы Западной Сибири и причины их возникновения // Доклады АН СССР. — 1990. — Т 312. — № 5. — С. 1191–1195.
4. Кунин Н.Я., Кынев В.И. Сейсмокванты и анализ юрских отложений южной окраины Мезинской плиты по сейсмическим данным // Бюл. МОИП. Отд. геол. — 1990. — Т. 65. — Вып. 5. — С. 40–45.
5. Иванов А.В., Каплан С.А., Каракин А.В., Левченко В.Д., Левченко Т.В., Рок В.Е. Вычисление полного сейсмического волнового поля в геосреде на основе нового метода решения прямых задач сейсмоакустики // Геоинформатика. — 2006. — № 3. — С. 59–61.
6. Веденяпин О.А., Каплан С.А., Лебедев Е.Б., Левченко Т.В., Рок В.Е., Левченко В.Д., Перепелкина А.Ю. Полноволновое компьютерное моделирование в оптимизации сейсморазведочных исследований МОВ-ОСТ в условиях соляно-купольной тектоники // ГеоЕвразия 2018. Современные методы изучения и освоения недр Евразии: труды Международной геолого-геофизической конференции (Москва, 05–08 февраля 2018 г.). — М. : ООО «ПолиПРЕСС», 2018. — С. 557–560.
7. Закиров А.В., Левченко В.Д., Иванов А.В., Перепелкина А.Ю., Левченко Т.В., Рок В.Е. Высокопроизводительное 3D моделирование полноволнового сейсмического поля для задач сейсморазведки // Геоинформатика. — 2017. — № 3. — С. 34–45.
8. Фортунатова Н.К., Швеиц-Тэнэнта-Гурий А.Г., Бушуева М.А., Канев А.С., Лучина С.А., Авдеева А.А., Володина А.Г., Холмянская Н.Ю. Методика прогноза структурно-литологических и литологических ловушек нефти и газа в верхнедевон-турнейском и нижнепермском карбонатных нефтегазоносных комплексах востока Волго-Уральской НГП // Геология нефти и газа. — 2019. — № 3. — С. 23– DOI: 10.31087/0016-7894-2019-3-23-38.
9. Фортунатова Н.К., Бушуева М.А., Канев А.С., Белоусов Г.А., Баранова А.В., Холмянская Н.Ю. Закономерности строения и перспективы нефтегазоносности верхнедевон-турнейских карбонатных и глинисто-карбонатных комплексов прибортовых зон Камско-Кинельской системы прогибов // Геология нефти и газа. — 2023. — № 3. — С. 59–82. DOI: 10.31087/0016-7894-2023-3-59-82.
10. Фортунатова Н.К., Канев А.С., Баранова А.В., Белоусов Г.А., Володина А.Г. Особенности геологического строения и перспективы нефтеносности отложений доманикового типа в пределах южной части Актаныш-Чишминского палеопргиба (Благовещенская впадина и Южно-Татарский свод) // Геология нефти и газа. — 2023. — № 4. — С. 85–103. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-4-85-103.
11. Фортунатова Н.К., Зайцева Е.Л., Бушуева М.А., Швеиц-Тэнэнта-Гурий А.Г., Баранова А.В., Кононова Л.И., Рахимова Е.В., Михеева А.И., Оленева Н.В., Мушин И.А. Стратиграфия верхнего девона Волго-Уральского субрегиона (материалы по актуализации стратиграфических схем). — М. : ВНИГНИ, 2016. — 176 с.
12. Фортунатова Н.К., Зайцева Е.Л., Бушуева М.А. и др. Стратиграфия нижнего карбона Волго-Уральского субрегиона (материалы по актуализации стратиграфических схем) — М. : ВНИГНИ, 2023. — 288 с.
13. Левченко Т.В., Левченко В.Д., Рок В.Е. Об опыте реализации и новых возможностях создания и использования программно-аппаратных средств на базе графических процессоров для решения вычислительно-сложных и вычислительно-емких задач компьютерного моделирования сейсмических полей // ГеоЕвразия-2021. Геологоразведка в современных реалиях: труды IV Международной геолого-геофизической конференции и выставки (Москва, 02–04 марта 2021 г.). — Тверь : ООО «ПолиПРЕСС», 2021. — С. 263–266.

References

1. Shlezinger A.E. Regional'naya seismostratigrafiya [Regional seismostratigraphy]. Moscow: Nauchnyi mir, 1998. 144 p. In Russ.
2. Il'in V.D., Fortunatova N.K. Metody prognozirovaniya i poiskov neftegazonosnykh rifovykh kompleksov [Methods of forecasting and searching for oil and gas reef complexes]. Moscow: Nedra, 1988. 201 p. In Russ.

3. Igoshkin V.P., Shlezinger A.E. Neokomskie klinoformy Zapadnoi Sibiri i prichiny ikh vozniknoveniya [Neocomian clinoforms of Western Siberia and the causes of their occurrence]. *Doklady AN SSSR*. 1990;312(5):1191–1195. In Russ.
4. Kunin N.Ya., Kynev V.I. Seismokvanty i analiz yurskikh otlozhenii yuzhnoi okrainy Mezinskoj plity po seismicheskim dannym [Seismic quanta and analysis of Jurassic sediments of the southern margin of the Meza Plate based on seismic data]. *Byul. MOIG. Otd.geol.* 1990;65(5):40–45. In Russ.
5. Ivanov A.V., Kaplan S.A., Karakin A.V., Levchenko V.D., Levchenko T.V., Rok V.E. Vychislenie polnogo seismicheskogo volnovogo polya v geosrede na osnove novogo metoda resheniya pryamykh zadach seismoakustiki [Calculation of the total seismic wave field in a geo-environment based on a new method for solving direct problems of seismoacoustics]. *Geoinformatika*. 2006;(3):59–61. In Russ.
6. Vedenypin O.A., Kaplan S.A., Lebedev E.B., Levchenko T.V., Rok V.E., Levchenko V.D., Perepelkina A.Yu. Polnovolnovoe komp'yuternoe modelirovanie v optimizatsii seismorazvedochnykh issledovaniy MOV-OST v usloviyakh solyano-kupol'noi tektoniki [Full-wave computer modeling in optimization of seismic surveys of the MOV-OST in the conditions of salt dome tectonics]. *GeoEvraziya* 2018. Sovremennye metody izucheniya i osvoeniya neдр Evrazii: trudy Mezhdunarodnoi geologo-geofizicheskoi konferentsii (Moscow, 05–08 February 2018). Moscow: OOO "PoliPRESS", 2018. pp. 557–560. In Russ.
7. Zakirov A.V., Levchenko V.D., Ivanov A.V., Perepelkina A.Yu., Levchenko T.V., Rok V.E. Vysokoproizvoditel'noe 3D modelirovanie polnovolnovogo seismicheskogo polya dlya zadach seismorazvedki [High-performance 3D modeling of a full-wave seismic field for seismic exploration tasks]. *Geoinformatika*. 2017;(3):34–45. In Russ.
8. Fortunatova N.K., Shvets-Teneta-Gurii A.G., Bushueva M.A., Kanev A.S., Luchina S.A., Avdeeva A.A., Volodina A.G., Kholmyanskaya N.Yu. Methodology of lithologically screened and lithological oil and gas traps prediction in Upper Devonian-Tournaisian and Lower Permian carbonate plays of eastern Volga-Urals Petroleum Province. *Geologiya nefi i gaza*. 2019;(3):23–38. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-3-23-38. In Russ.
9. Fortunatova N.K., Bushueva M.A., Kanev A.S., Belousov G.A., Baranova A.V., Kholmyanskaya N.Yu. Common structural features and petroleum potential of Upper Devonian-Tournaisian carbonate and argillaceous-carbonate sequences in near-flank zones of Kamsky-Kinelsky trough system. *Geologiya nefi i gaza*. 2023;(3):59–82. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-3-59-82. In Russ.
10. Fortunatova N.K., Kanev A.S., Baranova A.V., Belousov G.A., Volodina A.G. Geostructural features and petroleum potential of Domanik-type deposits within southern part of Aktanysh-Chishminsky paleotrough (Blagoveschensky depression and South Tatarsky arch). *Geologiya nefi i gaza*. 2023;(4):85–103. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-4-85-103. In Russ.
11. Fortunatova N.K., Zaitseva E.L., Bushueva M.A. et al. Stratigrafiya verkhnego devona Volgo-Ural'skogo subregiona (materialy poaktualizatsii stratigraficheskikh skhem) [Devonian stratigraphy of Volga-Ural subregion (stratigraphical sectional planes update materials)]. Moscow: VNIGNI; 2016. 176 p. In Russ.
12. Fortunatova N.K., Zaitseva E.L., Bushueva M.A. et al. Stratigrafiya nizhnego karbona Volgo-Ural'skogo subregiona (materialy po aktualizatsii stratigraficheskikh skhem) [Stratigraphy of the Lower Carboniferous of the Volga-Ural subregion (materials on updating stratigraphic schemes)]. – Moscow: VNIGNI, 2023. 288 p. In Russ.
13. Levchenko T.V., Levchenko V.D., Rok V.E. Ob opyte realizatsii i novykh vozmozhnostyakh sozdaniya i ispol'zovaniya programmno-apparatnykh sredstv na baze graficheskikh protsessorov dlya resheniya vychislitel'no-slozhnykh i vychislitel'no-emkikh zadach komp'yuternogo modelirovaniya seismicheskikh polei [About the experience of implementation and new possibilities of creation and use of software and hardware based on graphics processors for solving computationally complex and computationally intensive tasks of computer simulation of seismic fields]. *GeoEvraziya-2021. Geologorazvedka v sovremennykh realiyakh: trudy IV Mezhdunarodnoi geologo-geofizicheskoi konferentsii i vystavki* (Moscow, 02–04 March 2021). Tver' : OOO "PoliPRESS", 2021. pp. 263–266. In Russ.

Информация об авторах

Фортунова Наталья Константиновна

Доктор геолого-минералогических наук,
заместитель генерального директора
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: fortunatova@vnigni.ru
SCOPUS ID: 16068336000
ORCID ID: 0000-0001-7948-4842

Каплан Самуил Абрамович

Кандидат технических наук,
заведующий отделом
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: s_kaplan@vnigni.ru
ORCID ID: 0000-0003-4294-6067
AuthorID: 529794

Information about authors

Natalya K. Fortunatova

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Deputy Director General
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: fortunatova@vnigni.ru
SCOPUS ID: 16068336000
ORCID ID: 0000-0001-7948-4842

Samuil A. Kaplan

Candidate of Technical Sciences,
Head of Department
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: s_kaplan@vnigni.ru
ORCID ID: 0000-0003-4294-6067
AuthorID: 529794

Клокова Валентина Прокопьевна

Старший научный сотрудник
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: vklokova@vnigni.ru
AuthorID: 545233

Бушueva Марина Александровна

Заведующий сектором
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: bushueva@vnigni.ru

Канев Александр Сергеевич

Кандидат геолого-минералогических наук,
заведующий отделом
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: kanev@vnigni.ru

Левченко Татьяна Викторовна

Кандидат физико-математических наук,
ведущий научный сотрудник
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: tlevchenko@vnigni.ru
AuthorID: 126690

Рок Владимир Ефимович

Доктор физико-математических наук,
заведующий сектором
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: vladimir.rok@vnigni.ru
AuthorID: 59363

Серегин Александр Владимирович

Старший научный сотрудник
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: aseregin@vnigni.ru
AuthorID: 1232412

Valentina P. Klokova

Senior Researcher
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: vklokova@vnigni.ru
AuthorID: 545233

Marina A. Bushueva

Head of Sector
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: bushueva@vnigni.ru

Kanev A. Sergeevich

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,
Head of Department
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: kanev@vnigni.ru

Tat'yana V. Levchenko

Candidate of Physical and Mathematical Sciences,
Leading researcher
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: tlevchenko@vnigni.ru
AuthorID: 126690

Vladimir E. Rok

Doctor of Physical and Mathematical Sciences,
Head of sector
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: vladimir.rok@vnigni.ru
AuthorID: 59363

Aleksandr V. Seregin

Senior Researcher
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: aseregin@vnigni.ru
AuthorID: 1232412