

УДК 553.983 + 553.041

DOI 10.41748/0016-7894-2023-4-85-103

Особенности геологического строения и перспективы нефтеносности отложений доманикового типа в пределах южной части Актаныш-Чишминского палеопрогиба (Благовещенская впадина и Южно-Татарский свод)

© 2023 г. | Н.К. Фортунатова, А.С. Канев, А.В. Баранова, Г.А. Белоусов, А.Г. Володина

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт», Москва, Россия; fortunatova@vnigni.ru; kanev@vnigni.ru; baranova@vnigni.ru; belousov@vnigni.ru; volodina@vnigni.ru

Поступила 15.06.2023 г.

Доработана 26.06.2023 г.

Принята к печати 28.06.2023 г.

Ключевые слова: *отложения доманикового типа; высокоуглеродистые карбонатно-кремнистые породы; Актаныш-Чишминский палеопрогиб; Южно-Татарский и Башкирский палеосводы; среднефранско-турнейский нефтегазоносный комплекс; нетрадиционные источники углеводородов; нефть.*

Аннотация: На основе новых геолого-геофизических данных, полученных ФГБУ «ВНИГНИ» в ходе выполнения государственного задания по объекту «Региональные сейсморазведочные работы в пределах Благовещенской впадины и Южно-Татарского свода», обобщения и анализа результатов исследований прошлых лет в пределах Республики Башкортостан откартированы области центральной зоны Актаныш-Чишминского палеопрогиба, внутренней и внешней его прибортовых зон и склонов Татарского и Башкирского палеосводов, характеризующихся различным строением и стратиграфическим интервалом распространения отложений доманикового типа. Приведены результаты геохимических, петрофизических, литологических и биостратиграфических исследований керна, данных расширенного и стандартного комплексов ГИС. По результатам лабораторных исследований и данных ГИС создана петрофизическая основа интерпретации ГИС, базирующая на полученных петрофизических связях керн – керн и керн – ГИС для определения содержания органического углерода. Выделены интервалы развития пород доманикового типа в разрезе 49 скважин в пределах участка полевых сейсморазведочных работ. Представлены методические решения и результаты сейсмофациального анализа, свидетельствующие о высокой геологической информативности, необходимой для обеспечения надежной геологической интерпретации комплекса данных сейсморазведки — ГИС. Проведенные исследования позволили обосновать значительные ресурсы в доманиковом продуктивном комплексе, добыча которых может компенсировать снижение объемов нефти из традиционных залежей в пределах южной части Актаныш-Чишминского палеопрогиба.

Для цитирования: 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 палеопрогиба (Благовещенская впадина и Южно-Татарский свод) // Геология нефти и газа. – 2023. – № 4. – С. 85–103. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-4-85-103.

Geostructural features and petroleum potential of Domanik-type deposits within southern part of Aktanysh-Chishminsky paleotrough (Blagoveschensky depression and South Tatarsky arch)

© 2023 | N.K. Fortunatova, A.S. Kanev, A.V. Baranova, G.A. Belousov, A.G. Volodina

All-Russian Research Geological Oil Institute, Moscow, Russia; fortunatova@vnigni.ru; kanev@vnigni.ru; baranova@vnigni.ru; belousov@vnigni.ru; volodina@vnigni.ru

Received 15.06.2023

Revised 26.06.2023

Accepted for publication 28.06.2023

Key words: *Domanik-type deposits; carbonaceous carbonate-siliceous rocks; Aktanysh-Chishminsky paleotrough; South Tatarsky and Bashkirsky paleoarches; Middle Frasnian-Tournaisian Play; unconventional hydrocarbon sources; oil.*

Abstract: New geological and geophysical data were obtained in VNIGNI FSBI during the course of the State Assignment fulfilment under the “Regional seismic exploration within the Blagoveschensky depression and South Tatarsky arch” project, as well as summarising and analysis of the historic data from the Republic of Bashkortostan. These data made a basis for mapping the areas in the central zone of the Aktanysh-Chishminsky paleotrough, its inner and outer near-flank zones and slopes of the Tatarsky and Bashkirsky paleoarches having different architecture and stratigraphic interval of the Domanik-type deposit occurrence. The authors present the results of geochemical, petrophysical, lithological, and biostratigraphic core studies, as well as the data of advanced and standard well log suites. Petrophysical framework of well log data interpretation was created on the results of laboratory experiments and logging data; it is based on the derived core-core and core-log petrophysical relationships used in determining the Organic Carbon content. Intervals of the Domanik-type rock

occurrence are identified in 49 well columns within the seismic survey area. There are methodological solutions and seismic facies analysis results presented, which are indicative of rich geological information content necessary to support the reliable integrated geological interpretation of seismic and well logging data. The studies conducted allowed substantiating the considerable resources in the Domanik play; their production may compensate for the decrease of oil amount produced from the conventional pools within the southern part of the Aktanysh-Chishminsky paleotrough.

*For citation: 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.*

Введение

Поиск и разработка нефтегазовых месторождений на территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции ведутся с 1930-х гг. На сегодняшний день необходимо констатировать, что прирост запасов нефти за счет открытия новых месторождений существенно уступает объемам добычи. Новые открытия в традиционных резервуарах связаны лишь с мелкими или очень мелкими месторождениями, не способными восполнить текущую добычу. С 01.01.2012 по 01.01.2022 г. на территории Республики Башкортостан открыто 15 нефтяных месторождений, из них 13 очень мелких, 2 — мелких. Запасы категорий $A + B_1 + C_1 + B_2 + C_2$ составляют от 41 тыс. т (Пилотное месторождение) до 2,4 млн т нефти (Приискское месторождение). Поэтому для восполнения добычи необходимо проводить исследования сложных нефтегазовых объектов, находящихся в непростых геологических условиях. Для решения этой задачи была выбрана территория, включающая три крупные геологические структуры: склоны Башкирского и Южно-Татарского палеосводов и Актаныш-Чишминский палеопрогиб Камско-Кинельской системы прогибов, разделяющий вышеупомянутые палеосводы, в современном структурам плане отвечающим восточному склону Южно-Татарского свода и юго-западной части Благовещенской впадины. На изучаемой территории отработано 1455,2 полнократных пог. км сейсморазведочных профилей МОГТ-2D и 152,65 полнократных пог. км сейсморазведочных профилей МОГТ-2D-WL по методике продольно-непродольного профилирования (рис. 1). Кроме сложных, но вполне традиционных нефтегазоносных объектов с различными типами структурно-литологических, литологических, стратиграфических и структурно-тектонических ловушек, в пределах всей территории центральной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции развита среднефранско-фаменская толща отложений доманикового типа, относящаяся к нетрадиционным источникам нефти.

На основании анализа сейсмического материала и 49 разрезов скважин в пределах участка, вскрывших среднефранско-турнейский нефтегазоносный комплекс, с использованием результатов седиментологического моделирования и атрибутного анализа, разработаны детальные карты суммарного содержания высокоуглеродистых отложений доманикового типа.

Настоящая статья посвящена основным результатам проведенных исследований, позволившим выделить наиболее перспективные зоны и участки для проведения работ по освоению нетрадиционных источников УВ в пределах южной части Актаныш-Чишминского палеопргиба.

Общие сведения

Отложения доманикового типа — это высокоуглеродистые карбонатно-кремнистые породы со сланцеватой текстурой, а также углеродистые брекчии, известняки и доломиты, содержащие более 0,5 % ОВ, развитые в широком стратиграфическом интервале верхнего девона: во франском (в доманиковом, речицком, воронежском и евлановско-ливенском горизонтах) и в фаменском ярусах [1].

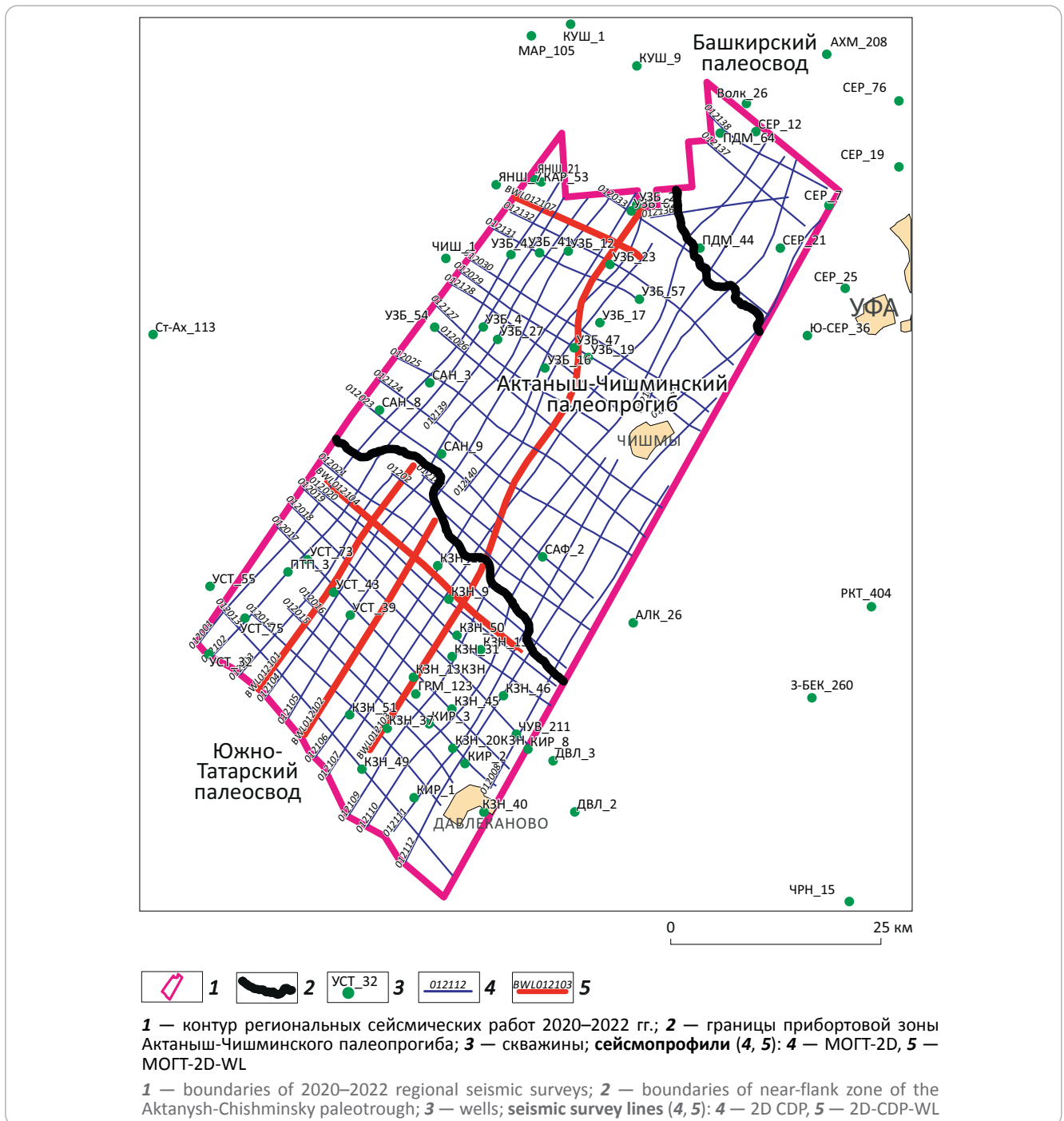
В отложениях доманикового типа практически отсутствуют традиционные породы-коллекторы. Значения проницаемости составляют $(0,01-0,001) \times 10^{-3}$ мкм². Залежи нефти в доманиковых отложениях связаны с резервуарами, имеющими широкое площадное распространение, приурочены к нефтематеринским толщам, первично обогащенным ОВ [2]. При испытании этих пород невозможно получить промышленный приток флюида без гидроразрыва пласта с закреплением трещин пропантом в связи с отсутствием естественной проницаемости. Данные свойства позволяют относить продуктивные отложения доманикового типа к нетрадиционным источникам УВ [3].

В последнее десятилетие на территории Самарской, Оренбургской областей и Республики Татарстан открыты и поставлены на баланс в качестве нетрадиционных следующие месторождения: Бавлинское, Ромашкинское (залежь 444), Троицкое, Красногорское, Лещевское, Южно-Непряевское, на которых суммарная величина геологических ресурсов превышает 3 млрд т нефти [4].

Нефтеносность отложений доманикового типа на территории Республики Башкортостан доказана прямыми признаками. Промышленные притоки нефти из доманикового горизонта известны на Воядинском, Югомашевском, Тепляковском, Кушкульском, Усть-Айском месторождениях (Башкирский свод), а также на Табынском и Архангельском месторождениях в Предуральском прогибе. В верхнефранском интервале разреза (речицкий, воронежский и евлановско-ливенский горизонты) промышленные скопления нефти открыты в Благовещенской впадине на Охлебининском, Ильин-

Рис. 1. Схема проведенных сейсмозондировочных работ на территории Благовещенской впадины и Южно-Татарского свода в 2020–2022 гг.

Fig. 1. Location map of seismic surveys within the Blagoveschensky depression and South Tatarsky arch, 2020–2022



ском, Уршакском, Турбаслинском и Сергеевском месторождениях. По данным Е.В. Лозина [5], в 16 скважинах на территории Республики Башкортостан получены притоки нефти дебитом от 0,25 до 50 м³/сут (рис. 2).

Методика и результаты исследований

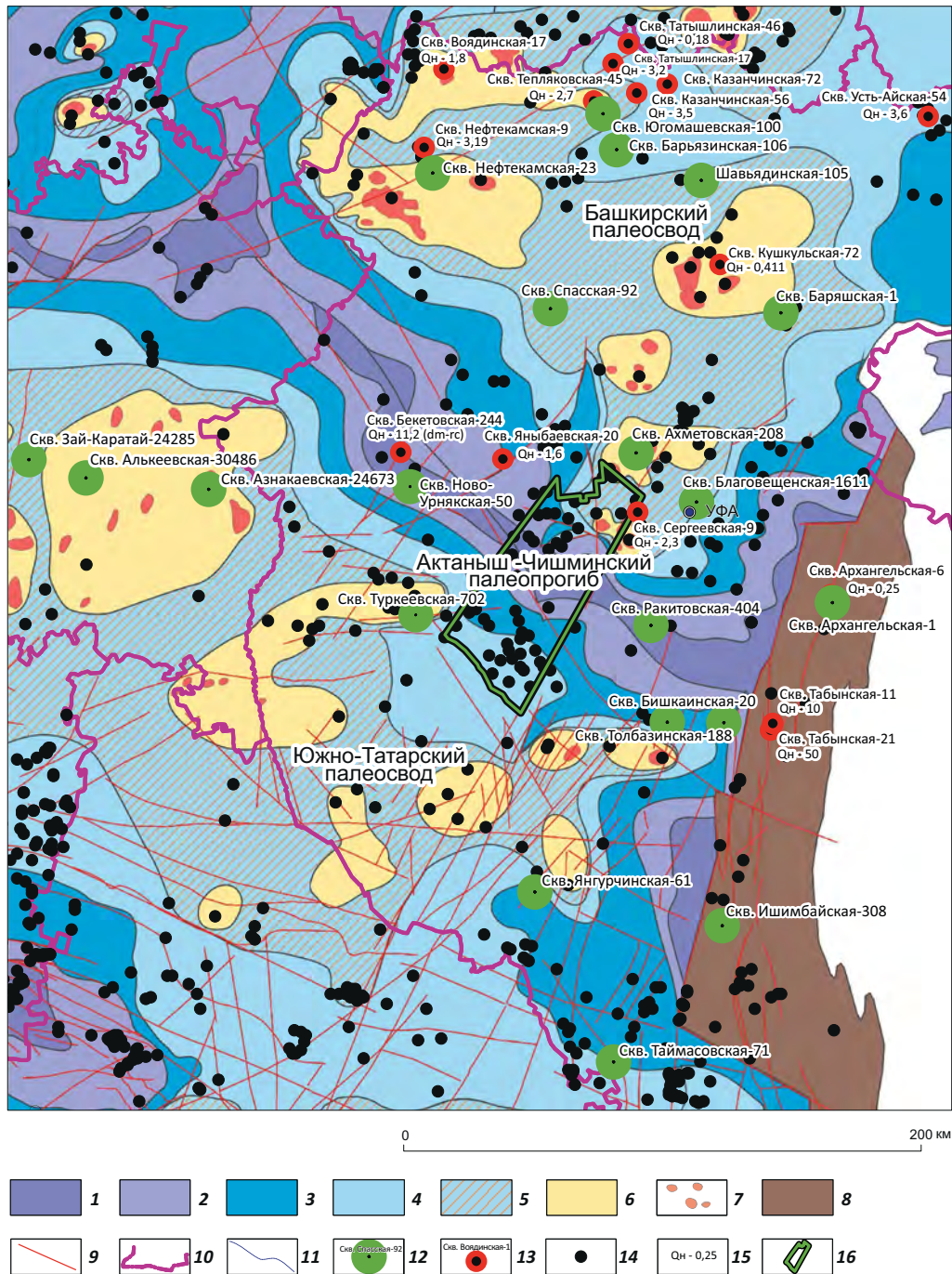
Характерной особенностью отложений доманикового типа кроме кремнисто-карбонатного состава и сланцевой текстуры является повышенное содержание органического вещества (ТОС — общее

содержание органического углерода в породе). Наличие ТОС предопределяет необходимость использования для определения подсчетных параметров литологических, петрофизических и геохимических данных.

Поисковые, оценочные и разведочные скважины с представительным комплексом ГИС и результатами исследования ядра, являются эталонными геолого-геофизическими разрезами для построения интерпретационной модели отложений доманикового типа.



Рис. 2. Карта фактического материала изученных скважин
Fig. 2. Location map of studied wells



Седиментационные зоны (1–7): 1 — центральная часть палеопрогиба (развития отложений доманикового типа в интервале от D_3f_2dm до D_3fm_3), 2 — внутренняя бортовая палеопрогиба (развития отложений доманикового типа в интервале от D_3f_2dm до D_3fm_3), 3 — внешняя бортовая палеопрогиба (развития отложений доманикового типа в интервале от D_3f_2dm до D_3fm_3), 4 — внешняя склона палеосвода (развития отложений доманикового типа в интервале от D_3f_2dm до D_3fm_2), 5 — внутренняя склона палеосвода и межрифтовых проливов (развития отложений доманикового типа в интервале от D_3f_2dm до D_3fm_1), 6 — центральная часть палеосвода с рифовыми постройками в нижне-среднефаменском подъярусе (зона развития отложений доманикового типа в интервале от D_3f_2dm до D_3f_2ev-lv), 7 — рифовые постройки, установленные по данным бурения и сейсморазведки; 8 — область залегания карбонатных отложений девона в аллохтоне и передовых складках Урала; 9 — разрывные нарушения; **границы (10, 11):** 10 — административные, 11 — распространения отложений доманикового типа; **скважины (12–14):** 12 — с данными лабораторных исследований ФГБУ «ВНИГНИ», 13 — с промышленными притоками нефти из отложений доманикового типа, 14 — проанализированные; 15 — дебит, м³/сут; 16 — контур региональных сейсмических работ 2020–2022 гг.

Sedimentation zones (1–7): 1 — central part of paleotrough (Domanik-type deposit occurrence in the interval from D_3f_2dm to D_3fm_3), 2 — inner flank of paleotrough (Domanik-type deposit occurrence in the interval from D_3f_2dm to D_3fm_3), 3 — outer flank of paleotrough (Domanik-type deposit occurrence in the interval from D_3f_2dm to D_3fm_3), 4 — outer slope of paleotrough (Domanik-type deposit occurrence in the interval from D_3f_2dm to D_3fm_2), 5 — inner slope of paleotrough and interreef straits (Domanik-type

Усл. обозначения к рис. 2
Legend for Fig. 2

deposit occurrence in the interval from D_3f_2dm to D_3fm_1), **6** — central part of paleotrough with reef buildups in the Lower-Middle Famennian substage (Domanik-type deposit occurrence in the interval from D_3f_2dm to D_3f_2ev-lv), **7** — reef buildups identified using drilling and seismic data; **8** — area of the Devonian carbonate deposits occurrence in allochthon and the Urals forefolds; **9** — faults; **boundaries (10, 11): 10** — administrative, **11** — occurrence of Domanik-type deposits; **wells (12–14): 12** — with the data of laboratory experiments conducted in VNIGNI FSBI, **13** — with commercial oil inflows from the Domanik-type deposits, **14** — analysed; **15** — flowrate, m^3/day ; **16** — boundaries of 2020–2022 regional seismic surveys

Начиная с 2014 г. в ФГБУ «ВНИГНИ» в пределах платформенной части Республики Башкортостан собран значительный фактический геолого-геофизический материал по отложениям доманикового типа в среднефранско-турнейском нефтегазоносном комплексе. Для анализа строения разрезов изучен керн и отобраны образцы из скважин: Архангельская-1, Ахметовская-208, Барьязы-106, Баряшская-1, Бишкаин-20, Благовещенская-1611 (Сергеевское месторождение), Ишимбайская-308, Нефтекамская-23, Спасская-85, Степановская-202, Таймасовская-71, Толбазы-188, Туркеевская-702, Хасановская-150, Шавьядинская-105, Янгурчинская-63, Спасская-92, Ново-Урнякская-50, Югомашевская-100 (см. рис. 2).

Проведены комплексные исследования, включающие детальное литологическое описание керна, петрографических шлифов, изучение фильтрационных свойств высокоуглеродистых толщ и структуры их порового пространства с применением методов оптической микроскопии и стандартных петрофизических методов на цилиндрических образцах. Выполнены геохимические определения большого объема образцов на основе комплекса Rock-Eval для максимального охвата изучаемой территории геохимическими исследованиями. Для уточнения возраста отложений доманикового типа проведено изучение фауны конодонтов и фораминифер. Полученный каменный материал позволил комплексно проанализировать строение, состав и возраст отложений доманикового типа.

В изученных разрезах содержания ТОС в породах доманикового типа изменяются от 0,3 до 40 %, и, таким образом, в их составе присутствует четыре группы пород: неуглеродистые (ТОС до 0,5 %), углеродистые (ТОС 0,5–5 %), высокоуглеродистые (ТОС 5–25 %) и сапропелиты (ТОС более 25 %).

Во всех стратиграфических интервалах доманикового комплекса основу отложений доманикового типа составляют высокоуглеродистые породы сланцеватой текстуры, вещественный состав которых представлен преимущественно четырьмя компонентами: ОВ, карбонатным материалом, кремнеземом и незначительным количеством глинистого материала. Основными пороодообразующими минеральными компонентами являются кремнистые (20–95 %) и карбонатные (5–80 %) минералы (их содержание дается в расчете на минеральную массу породы). Содержание глинистого материала, вопреки традиционному суждению о повышенной гли-

нистости высокоуглеродистых отложений, обычно не превышает 5–12 %. Сланцеватые текстуры высокоуглеродистых пород обусловлены чередованием в них микрослоек различного по составу и генезису осадочного материала: сапропелевого, карбонатного и кремнистого (рис. 3).

Породы с содержанием ТОС < 5 % характеризуются более однородным составом и представлены известняками, преимущественно тентакулитовыми и обломочными, реже сформированными по ним вторичными доломитами, карбонатными брекчиями с карбонатным и углеродистым кремнисто-карбонатным заполнителем, радиоляритами и развитыми по ним известняками микрокристаллическими с реликтовой радиоляритовой структурой, а также вторичными силицитами. Редко встречаются глинистые известняки.

Высокоуглеродистые карбонатно-кремнистые сланцеватые породы характеризуются различной степенью неоднородности строения и, в зависимости от этого — различным содержанием ТОС. Породы с относительно однородным строением, содержащие лишь небольшое количество прослоев и линз радиоляриевого материала, характеризуются содержаниями ТОС 15–20 %. Породы с неоднородным строением отличаются пестрым составом, обусловленным присутствием в них прослоев и линз известняков и радиоляритов, составляющих до 60 % пласта. Для этих пород типично содержание ТОС 5–15 %.

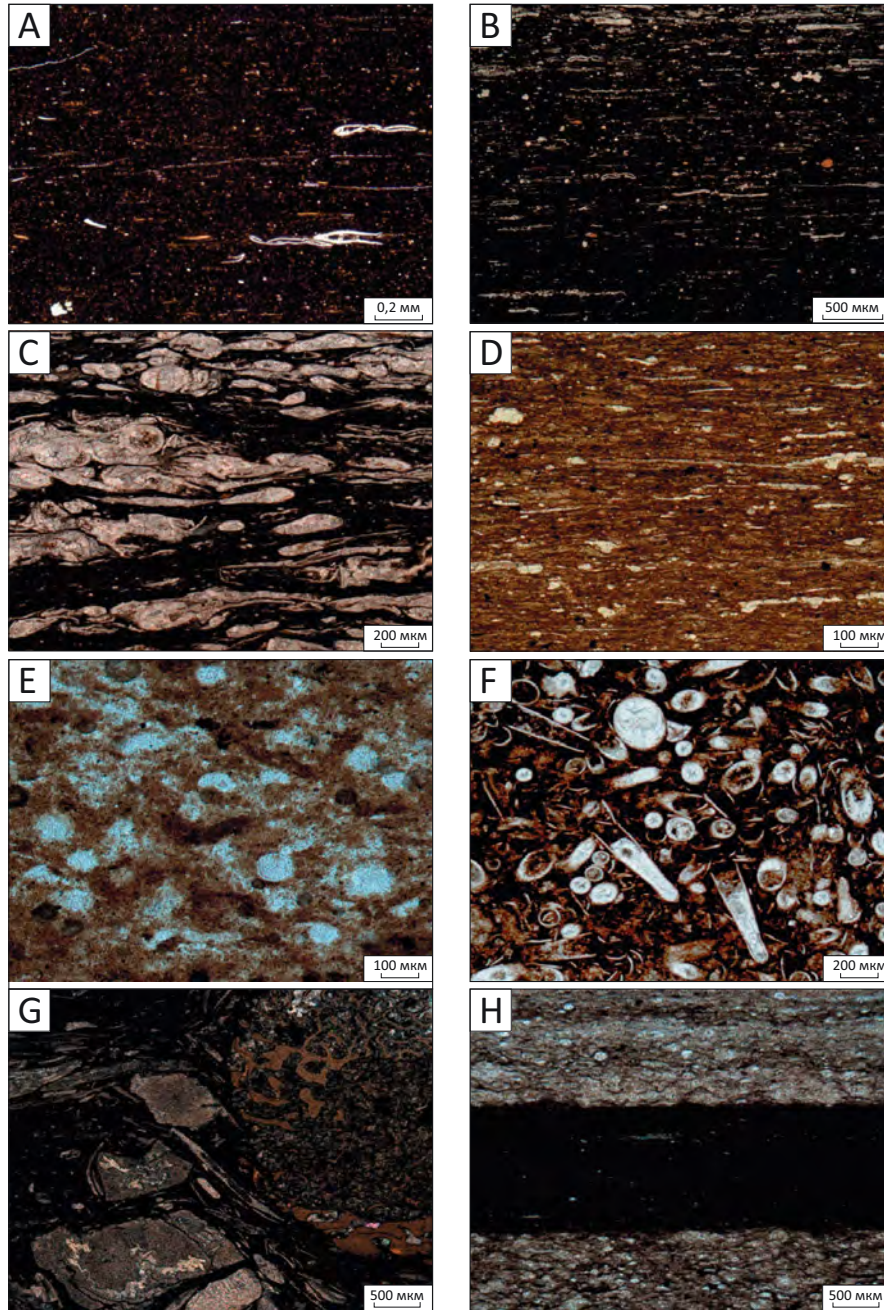
Возраст отложений доманикового типа палеонтологически обоснован конодонтовыми и реже фораминиферовыми комплексами.

Доманиковый горизонт (доманиковая свита [6]) содержит комплексы конодонтов, коррелируемых со стандартными конодонтовыми зонами *punctata*, *Early* и *Late hassi, jamieae*. Комплекс зоны *punctata* установлен в разрезе скв. Югомашевская-100 (глубина 2143,7; 2138,75 м), зон *Early* и *Late hassi* — Ишимбайская-308 (глубина 2905,25 м), Хасановская-150 (интервал 1575–1582 м), Спасская-92 (интервал 1966,7–1973,2 м), Бишкаинская-20 (интервал 2505,6–2611,2 м) (определения Л.И. Кононовой).

В речичком и воронежском горизонтах (мендымская свита) встречены комплексы конодонтов зоны *Early rhenana* в разрезах скважин: Архангельская-1 (интервал 2400,6–2405,6 м), Югомашевская-100 (глубина 2133,4; 2131,75; 2125,9 м).

Рис. 3. Фотографии шлифов отложений доманикового типа в разрезах глубоких скважин Актаныш-Чишминского палеопрогиба и прилегающих территорий Башкирского палеосвода (николи II)

Fig. 3. Photos of thin sections of the Domanik-type deposits in the deep well columns, Aktanysh-Chishminsky paleotrough and neighbouring lands of the Bashkirsky paleoarch (II nicols)



А — сапропелит карбонатно-кремнистый сланцеватый, с редкими остатками тентакулитов, с субгоризонтальными трещинами, развитыми по сланцеватости, ТОС 30,97 %. Сква. Югомашевская-100, речицкий горизонт, глубина 2136,6 м, В — высокоуглеродистая карбонатно-кремнистая сланцеватая порода однородного строения с многочисленными мелкими остатками раковин тентакулитов и остракод, ТОС 19,61 %. Сква. Спасская-85, мендымская свита, глубина 1843,45 м, С — высокоуглеродистая карбонатно-кремнистая сланцеватая порода с линзовидными микроскопическими прослойками, обогащенными кальцитизированными раковинами тентакулитов, ТОС 20,78 %. Сква. Спасская-92, доманиковый горизонт, глубина 1976,65 м, D — высокоуглеродистая карбонатно-кремнистая порода с отчетливой сланцеватой текстурой, образованной микроскопическими слоями кремнистого, карбонатного и сапропелевого материала, с остатками раковин тентакулитов, ТОС 9,66 %. Сква. Спасская-92, доманиковый горизонт, глубина 1980,75 м, E — углеродистая кремнистая порода с реликтовой радиоларитовой структурой, ТОС 1 %. Сква. Спасская-92, доманиковый горизонт, глубина 1976,65 м, F — известняк углеродистый тентакулитовый, ТОС 3,89 %. Сква. Спасская-92, доманиковый горизонт, глубина 1967,5 м, G — органогенная брекчия, состоящая из крупных обломков кишечнополостных, иглокожих, брахиопод, с углеродистым карбонатно-кремнистым наполнителем, ТОС 13,37 %. Сква. Спасская-92, доманиковый горизонт, глубина 1964,50 м, H — тонкое полосчатое чередование углеродистой кремнистой породы с реликтовой радиоларитовой структурой и высокоуглеродистой карбонатно-кремнистой сланцеватой породы, ТОС 4,64 %. Сква. Ново-Урнякская-50, среднефаменский подъярус, интервал глубин 1776–1786 м

Усл. обозначения к рис. 3

Legend for Fig. 3

A — carbonate-siliceous shaly sapropelite with rare tentaculites remains, subhorizontal cracks formed along shaly lamination, TOC 30.97 %. Yugomashevskaya-100 well, Rechitsky Horizon, depth 2136.6, B — high-carbonaceous carbonate-siliceous shaly rock, homogeneous structure, numerous small remains of tentaculite and ostracode shells, TOC 19.61 %. Spasskaya-85 well, Mendymyky Formation, depth 1843.45 m, C — high-carbonaceous carbonate-siliceous shaly rock with microscopic lenticular interlayers rich in calcitized tentaculite shells, TOC 20.78 %. Spasskaya-92 well, Domanik Horizon, depth 1976.65 m, D — high-carbonaceous carbonate-siliceous rock having clear foliaceous structure formed by microscopic straticules of siliceous, carbonate, and sapropelic material, with remains of tentaculite shells, TOC 9.66 %. Spasskaya-92 well, Domanik Horizon, depth 1980.75 m, E — carbonaceous siliceous rock with relic radiolarite structure, TOC 1 %. Spasskaya-92 well, Domanik Horizon, depth 1976.65 m, F — tentaculitic carbonaceous limestone, TOC 3.89 %. Spasskaya-92 well, Domanik Horizon, depth 1967.5 m, G — organic breccia composed of large fragments of coelenterates, echinoderms, brachiopods, with carbonaceous carbonate-siliceous joining material, TOC 13.37 %. Spasskaya-92 well, Domanik Horizon, depth 1964.50 m, H — thin-banded alternation of carbonaceous siliceous rock having relic radiolarite structure and high-carbonaceous carbonate-siliceous shaly rock, TOC 4.64 %. Novo-Urnyakskaya-50 well, Middle Famennian substage, depth interval 1776–1786 m

Евлановско-ливенский нерасчлененный горизонт (аскынская свита) охарактеризован комплексами конодонтов зоны Late rhenana на соседних с Благовещенской впадиной площадях, в разрезах скважин: Азнакаевская–24673 (интервалы 1712–1717, 1707–1712, 1702–1707 м), Алькеевская–30486 (глубина 1799,4; 1807,25 м), Зай-Каратай–24285 (глубина 1629,35; 1617,65 м).

Волгоградский горизонт нижефаменского подъяруса (малочеремшанская свита) содержит комплексы конодонтов зоны triangularis в скв. Зай-Каратай–24285 (глубина 1585,5 м). Комплексы конодонтов зоны sperida, соответствующей задонскому горизонту, встречаются в скв. Зай-Каратай–24285 (глубина 1456,35 м).

В данковском и лебедянском горизонтах среднефаменского подъяруса (малочеремшанская свита) в скв. Ново-Урнякская-50, в интервале 1776,05–1777,95 м, выявлен комплекс конодонтов нижней подзоны зоны Palmatolepis gracilis expansa, встречающийся в верхней части среднефаменского подъяруса (верхняя часть данковского горизонта). В интервале 1782–1786 м (0,95 м от начала) выявлен смешанный комплекс зон Palmatolepis gracilis expansa. В целом возраст определяется как верхняя часть данковского горизонта среднего фамена. В интервале 1782,5–1782,95 м обнаружен комплекс конодонтов верхней подзоны зоны Palmatolepis marginifera, характерный для лебедянского горизонта среднего фамена (определения В.Н. Пазухина). Средне-позднефаменский возраст отложений байтуганской свиты установлен в пределах участка работ в скв. Устюбинская-32, в интервалах 1588–1591, 1594–1597, 1600–1603 м, по находкам фораминифер Septatourayella gauerae Lip.

В заволжском надгоризонте верхнефаменского подъяруса (малочеремшанская свита) в скв. Ново-Урнякская-50, в интервале 1770,05–1771,7 м, установлен богатый комплекс конодонтов в нижней части верхнефаменского подъяруса зоны Palmatolepis gracilis expansa (определения В.Н. Пазухина).

На основе полученных результатов массовых геохимических исследований методом Rock-Eval и химико-битуминологических исследований, выполненных в лаборатории ФГБУ «ВНИГНИ» в 255 об-

разцах из отложений среднефаменско-позднефаменского возраста в 16 скважинах (см. рис. 2) в пределах южной части Актаныш-Чишминского палеогиба и сопредельных территорий, можно сделать следующие заключения: породы характеризуются повышенными значениями содержания ТОС и генерационного потенциала (S_2 , HI). Зрелость ОВ изменяется от МК₁ до МК₂, что соответствует главной зоне нефтеобразования. Судя по полученным данным, верхнедевонские нефтематеринские отложения содержат ОВ преимущественно сапропелевого типа.

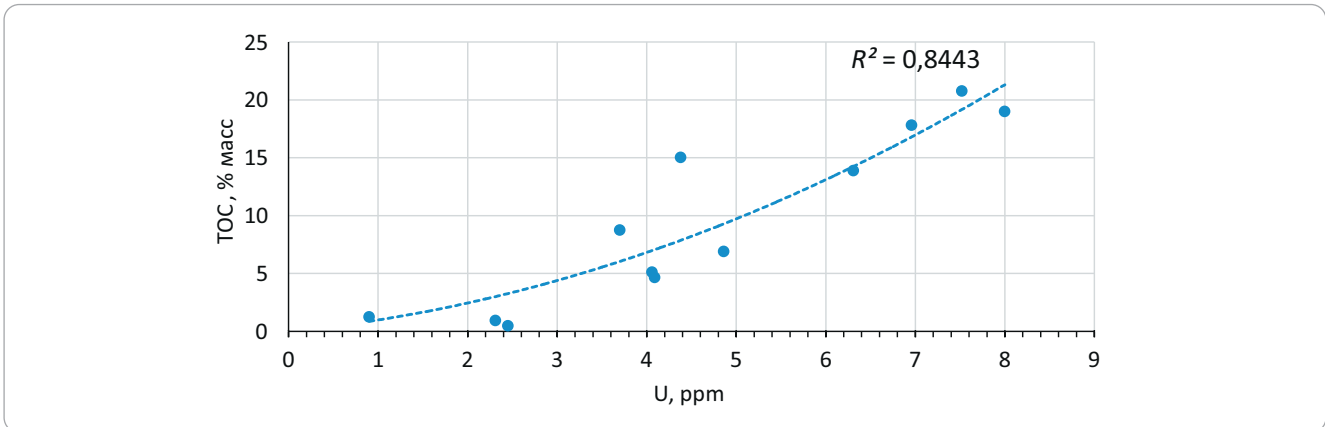
Комплекс проведенных лабораторных петрофизических исследований ядра включал стандартные определения фильтрационно-емкостных свойств, в том числе: определение коэффициента открытой пористости (K_p) методом жидкостенасыщения; объемной (ρ_p) и кажущейся минеральной плотности ($\rho_{кмп}$); коэффициента абсолютной газопроницаемости ($K_{пр}$); общей карбонатности с раздельной оценкой содержания кальцита, доломита и нерастворимого остатка; естественной спектральной радиоактивности.

Выполненные исследования показали крайне низкие фильтрационно-емкостные свойства пород и неоднородность строения отложений доманикового типа. Установить корреляционную зависимость пористости и проницаемости по цилиндрическим образцам ядра не представляется возможным из-за существенного разброса данных, что связано в первую очередь с данными определения проницаемости в образцах, которые сложены высокоуглеродистыми карбонатно-кремнистыми породами со сланцеватой текстурой, в которых наблюдается растрескивание по напластованию после экстракции. Это связано с тем, что для отложений доманикового типа определяющее значение имеет горизонтальная трещиноватость, обусловленная в первую очередь седиментологическими факторами. Значения проницаемости в образцах изменяются от сотых долей до $(1-2) \cdot 10^{-3}$ мкм².

Значения пористости в образцах варьируют от 0,44 до 12,26 %, при средневзвешенном значении 4,2 %. Наименьшими значениями пористости обладают сапропелиты и высокоуглеродистые карбонат-



Рис. 4. Зависимость керн – керн TOC от U_керн
Fig. 4. Core – core (TOC_core/U-core) relationship



но-кремнистые породы со сланцеватой текстурой. Углеродистые кремнисто-карбонатные смешанного состава, по сравнению с однородными высокоуглеродистыми сланцеватыми породами, характеризуются повышенными значениями пористости, но при этом не являются коллекторами в традиционном понимании, ввиду крайне низкой проницаемости. Основной объем пустотного пространства углеродистых пород связан с пустотами, образованными в результате постседиментационных процессов, а именно окремнения на участках замещения породы халцедоном. К группе пористости керогена (органопористости) относятся поры размером 1–2 мкм. Поры нередко сообщаются между собой, что дает основание рассматривать эту группу пористости совместно с минеральной как совокупность всего пустотного пространства породы [7].

Интерпретация данных ГИС для выделения литотипов и прогноза их геохимических параметров

Комплексная интерпретации данных ГИС основана на организации взаимодействия между тремя основными видами информации:

- результатами измерений в конкретных геолого-технических условиях в виде оцененных геофизических параметров;
- априорными данными об исследуемом геологическом объекте и условиях измерений, не зависящими от каротажных данных;
- теоретическими данными, полученными с помощью имитационного моделирования по априорным данным и также не зависящими от каротажных данных.

Согласно временным методическим рекомендациям [1], оценку содержания ОБ следует проводить по сопоставлениям типа керн – керн (TOC_керн с U_керн) и дальнейшей настройкой данных ГИС (U-составляющая по ГК-С) на результаты исследования керна (U_керн). Геохимическими исследованиями, а также измерениями естественной спектральной радиоактивности Iy образцов (по тем

же истертым в порошок образцам, на которых были проведены геохимические исследования) охарактеризованы скважины Архангельская-1, Бишкаинская-20, Спасская-85 и 92, Степановская-202. Коэффициент взаимной корреляции на 12 образцах равен 0,84 доли ед. (рис. 4), что свидетельствует о тесной и прямой связи между показателями урановой составляющей естественной радиоактивности и содержанием ОБ.

Очевидно, что оценка содержания ОБ по данным урановой составляющей естественной радиоактивности возможна в скважинах, где проведен расширенный комплекс ГИС, включающий спектрометрический гамма-каротаж (ГК-С). Метод ГК-С позволяет оценить раздельное влияние ОБ и глин, так как способен регистрировать доли урановой, калиевой и ториевой составляющих естественного радиоактивного поля. При этом органика соответствует урановой составляющей, а глинистые отложения характеризуются повышенными значениями калия и тория.

Для этих целей были использованы данные двух опорных скважин в пределах юго-западного склона Башкирского палеосвода, которые имеют расширенный комплекс ГИС (ГК-С) и данные литологического, петрофизического, геохимического изучения керна. На основе полученных зависимостей керн – керн и керн – ГИС оценено содержание ОБ (ТОС) по данным ГК-С. Определение непрерывных значений ТОС в разрезе в отложениях доманикового типа приведено на геолого-геофизическом разрезе средне-верхнефранских отложений одной из опорных скважин (рис. 5).

Скважины с расширенным комплексом ГИС являются базовыми (опорными) для перехода к детальной интерпретации стандартного комплекса ГИС в «старых» скважинах, охарактеризованных данными радиоактивного каротажа [8]. Аномалии значений интегрального гамма-каротажа (ГК) возникают в результате совместного влияния как глинистой фракции, так и органических компонентов пород. По результатам исследований скважин, оха-



Рис. 5. Геолого-геохимический разрез средне-верхнефранских отложений опорной скважины юго-западного склона Башкирского палеосвода, охарактеризованной данными расширенного комплекса ГИС

Fig. 5. 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

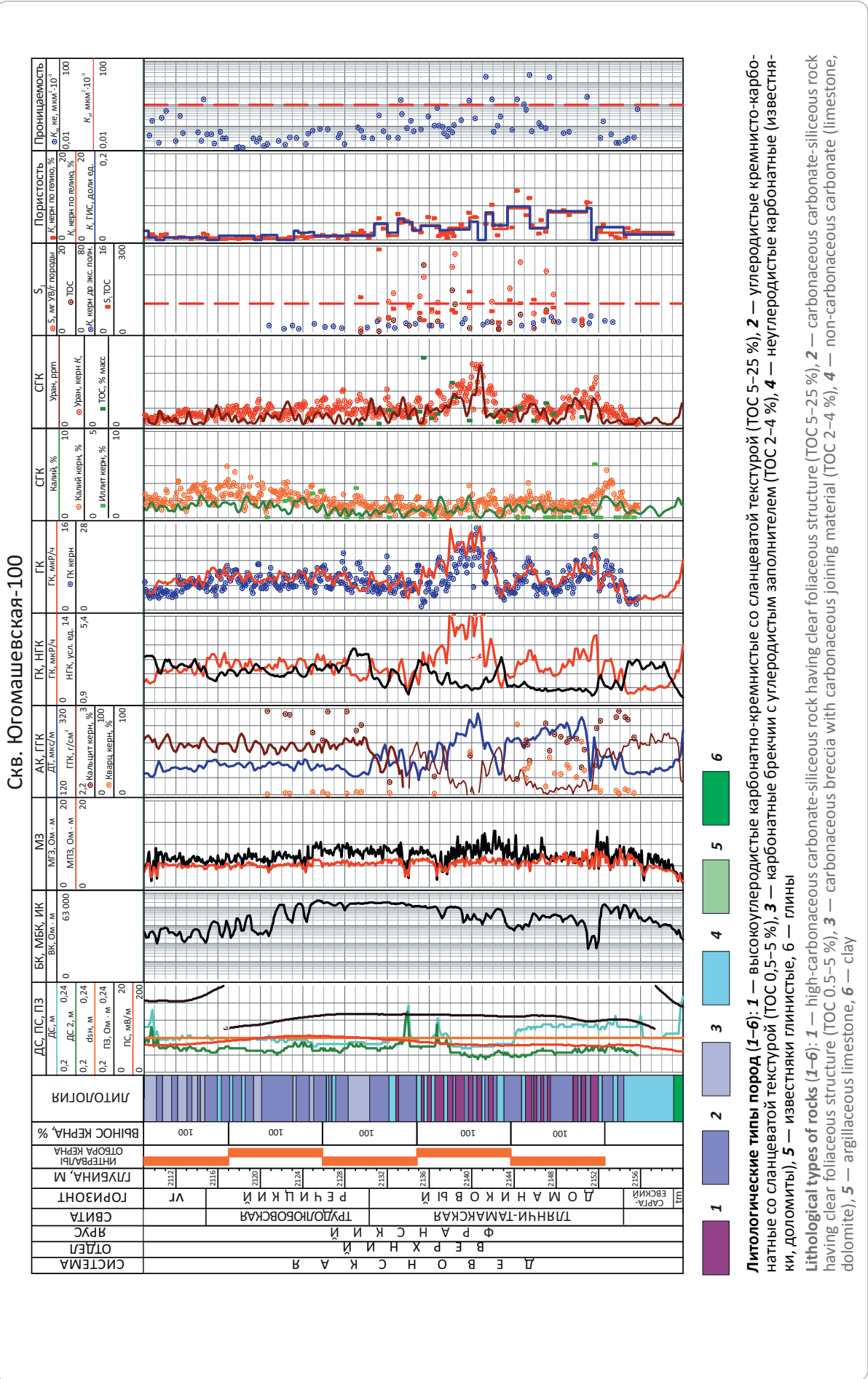
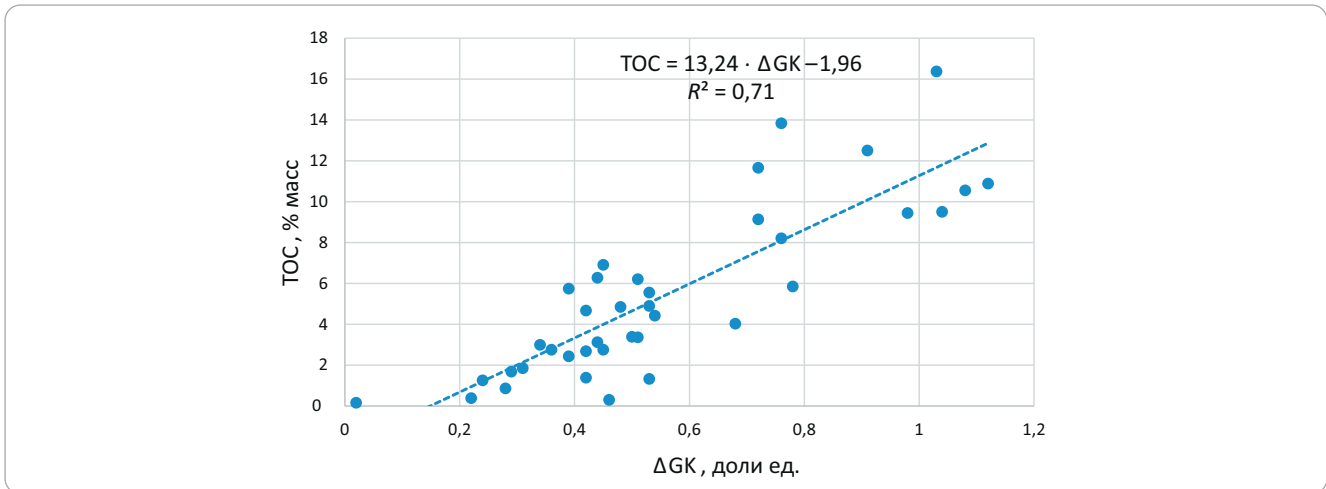




Рис. 6. Зависимость керн – ГИС TOC от ΔGK
Fig. 6. Core – log (TOC/ ΔGK) relationship



рактированных представительными данными геохимических и литологических исследований, установлено, что в «старом» фонде скважин проводить оценку содержания ОВ по данным интегрального ГК возможно, однако такие оценки менее надежны [9].

Косвенная количественная оценка содержания ОВ (ТОС) по данным интегрального ГК получена по корреляционной зависимости между относительной амплитудой интенсивности гамма-излучения горных пород (ΔGK) и содержанием органических веществ в породах по данным геохимических исследований Rock-Eval.

Расчет относительной амплитуды интенсивности гамма-излучения горных пород (ΔGK) проводился методом двух опорных пластов по формуле

$$\Delta GK = (GK - GK_{\min}) / (GK_{\max} - GK_{\min}),$$

где GK — интенсивность естественного гамма-излучения; GK_{\min} — интенсивность естественного гамма-излучения в чистых известняках нижнетурнейского подъяруса или фаменского яруса; GK_{\max} — интенсивность естественного гамма-излучения в глинистых породах нижневизейского яруса.

На рис. 6 показана зависимость керн – TOC от ΔGK , построенная по данным геохимических исследований методом Rock-Eval 72 образцов среднефранско-верхнефаменских отложений, привязанных к диаграммам гамма-каротажа.

По результатам комплексной интерпретации данных по параметрической скв. Ново-Урнякская-50 (рис. 7) можно сделать однозначный вывод о возможности применения интегрального ГК с настройкой на опорные пласты (реперные горизонты для всей провинции) и учетом глинистости. При оценке TOC по данным интегрального ГК для оценки влияния глинистости использовались данные бокового каротажа. Однако следует особо подчеркнуть, что в связи с особенностями доманиковых отложений для корректного решения системы уравнений в пределах исследуемой площади

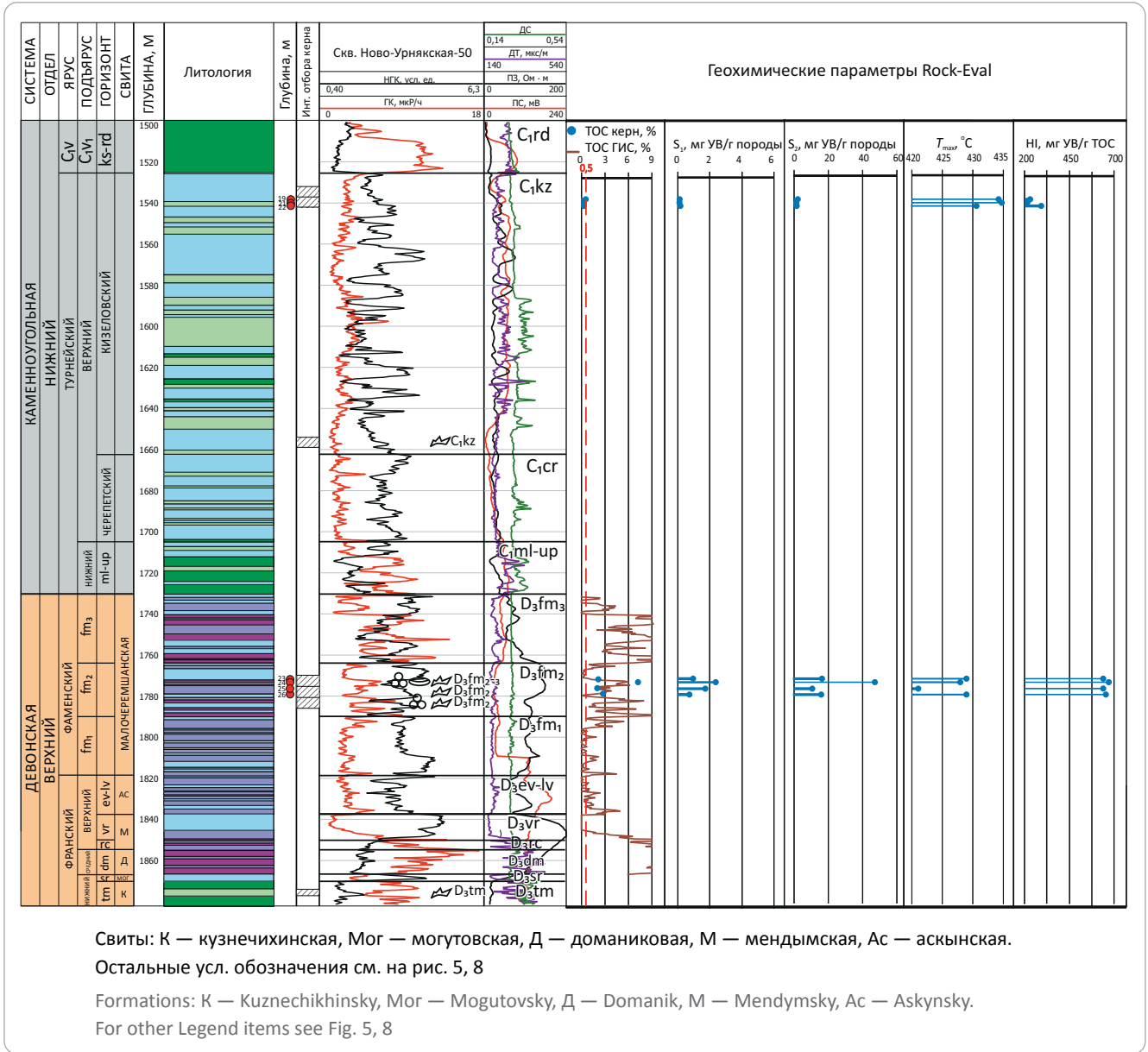
необходимы данные ГК-С, настроенные по данным керна.

Оценка содержания ОВ (ТОС) проведена по разрезам 49 скважин, равномерно распределенных в пределах участка исследований (см. рис. 1), представленных данными радиоактивного каротажа и стандартного комплекса ГИС. Таким образом выделены высокоуглеродистые (ТОС 5–25 %) и углеродистые (ТОС 0,5–5 %) карбонатно-кремнистые отложения доманикового типа и вмещающие неуглеродистые карбонатные породы (известняки и доломиты), известняки глинистые и глины. Как установлено по материалам интерпретации различных структурно-фациальных зон Актаныш-Чишминского палеопргиба, Башкирского и Южно-Татарского палеосводов, углеродистые карбонатно-кремнистые породы, согласно данным стандартного комплекса ГИС, характеризуются рядом косвенных признаков, а именно: повышенными показаниями естественной радиоактивности (ГК) на фоне пониженных показаний потенциала собственной поляризации и акустического метода, повышенными и максимальными значениями кажущегося сопротивления (ρ_k по данным методов бокового каротажа, ПЗ и МГЗ), средними и повышенными показаниями нейтронных методов, номинального диаметра скважины.

Закономерности строения среднефранко-турнейского нефтегазоносного комплекса

В качестве основы для анализа закономерностей строения авторы статьи использовали материалы глубокого бурения, результаты седиментологической интерпретации данных ГИС, геолого-геофизические эталонные разрезы различных седиментационных зон, а также седиментационные модели, отражающие закономерные последовательности генетических типов отложений и соответствующих им фациальных зон вкрест простирающихся основных палеогеоморфологических элементов: южного склона Южно-Татарского свода, Актаныш-Чишминского палеопргиба, склона Башкирского палеосвода.

Рис. 7. Геолого-геохимический разрез среднефранско-турнейских отложений скв. Ново-Урнякская-50
Fig. 7. Geological and geochemical cross-section of the Frasnian-Tournaisian deposits, Novo-Urnyakskaya-50 well



В течение всего позднедевонского времени в пределах восточных территорий Волго-Уральской нефтегазоносной провинции существовал морской палеобассейн карбонатной седиментации с ограниченным поступлением терригенного материала. Депрессионные отложения накапливались в застойных впадинах морского дна. Максимум трансгрессии пришелся на среднефранское время (доманиковый горизонт), когда она охватила всю территорию вплоть до крупных положительных структур Токмовского, Северо-Татарского, Жигулевско-Пугачевского, Оренбургского, Камского палеосводов. Для этого времени характерно широкое развитие углеродистых фаций. Однако трансгрессия развивалась пульсационно. Чередование трансгрессивно-регрессивных циклов осадконакопления в позднефранско-фаменское время, связанное с эвстатическими колебаниями уровня моря, при-

вело к накоплению ритмично построенных толщ и пачек карбонатных и высокоуглеродистых карбонатно-кремнистых отложений. Существование сложного палеорельефа дна бассейна на востоке Волго-Уральской нефтегазоносной провинции привело к заложению в условиях относительной изоляции Камско-Кинельской системы прогибов, что способствовало концентрации и сохранности в них сапропелевого ОВ. Происхождение впадин Камско-Кинельской системы прогибов, в частности Актаньш-Чишминского палеопрогиба, обусловлено быстрым ростом окаймляющих их биогермных верхнефранско-нижнефаменских построек в пределах Башкирского, Южно-Татарского палеосводов, на фоне чего происходит некомпенсированное осадконакопление во внутренней зоне палеопрогибов. В фаменское время территория характеризуется регрессивным этапом осадконакопления.

Периодическим регрессивным стадиям соответствует поступление карбонатного обломочного материала (детритово-шламовых известняков и карбонатных брекчий) на склоны палеосводов, последовательно заполняющего Актаныш-Чишминский палеопрогиб начиная с среднефаменского времени и заканчивая турнейским. Только в пределах центральной и прибортовых зон Актаныш-Чишминского палеогиба накапливались относительно глубоководные отложения доманикового типа. Поэтому максимальные концентрации отложений доманикового типа характерны для средне-верхнефранских и нижнефаменских горизонтов.

Как видно на тонкопластовой седиментационной модели среднефранско-турнейского нефтегазоносного комплекса, пересекающей всю территорию исследований (рис. 8), для отложений доманикового типа франского яруса характерна чрезвычайная выдержанность строения горизонтов на больших территориях, проявляющаяся в отсутствии изменений общей мощности и составляющих горизонты пластов. Также типична слабая изменчивость петрофизических, геохимических и литологических параметров высокоуглеродистых и углеродистых карбонатно-кремнистых пород. В верхней части воронежского горизонта наблюдается реперный карбонатный пласт, сложенный карбонатными брекчиями с углеродистым кремнисто-карбонатным заполнителем.

Максимальное распространение отложений доманикового типа характерно для центральной и прибортовых зон палеогиба, интервал развития углеродистых пород протягивается от доманикового горизонта до заволжского надгоризонта верхнего фамена. По направлению к внешнему склону Южно-Татарского палеосвода происходит постепенное замещение карбонатно-кремнистых пород неуглеродистыми обломочными карбонатными породами, начиная от горизонтов нижнего подъяруса и заканчивая средним и верхним подъярусами фаменского яруса.

Существенные отличия в строении комплекса наблюдаются в разрезах северо-восточного склона Южно-Татарского и юго-западного склона Башкирского палеосводов, так как на склоне последнего и на прилегающих прибортовых зонах Актаныш-Чишминского палеогиба увеличивается доля глинистых пород, слагающих отдельные пласты в отложениях верхнефаменского подъяруса и турнейского яруса, что связано с наличием местных источников глинистого материала на сопредельных территориях Башкирского палеосвода. Строение собственно карбонатных комплексов фамен-турнейского возраста прибортовых зон Актаныш-Чишминского палеогиба подробно изложено в статье Н.К. Фортунатовой [10].

Для картирования фациальных зон в межскважинном пространстве проведена сейсмофациальная интерпретация всего массива отработанных

профилей МОГТ-2D и МОГТ-2D-WL во временной области по 46 профилям объекта исследования, общим объемом 1875,4 пог. км. Проведена привязка 42 опорных скважин к сейсмическим данным, по которым определены положения основных опорных границ на сейсмических временных разрезах. Верхнедевон-турнейские отложения ограничены основными ОГ: D — кровля терригенных отложений тиманского горизонта верхнего девона (D_3tm); T — кровля карбонатных отложений турнейского яруса нижнего карбона и У — кровля терригенных отложений бобриковского горизонта нижнего карбона (C,bb). Полученные сейсморазведочные материалы позволили выделить и проследить дополнительные ОГ, соответствующие границам верхнего франа (ОГ D_3f_3), среднего (ОГ D_3fm_2) и верхнего (ОГ D_3zv1) фамена.

Отложения доманикового типа, как отмечено выше, характеризуются тонкослоистым строением. Размер пластов с различными физическими свойствами составляет от миллиметров до 1–2 м. В сейсмической волновой картине отображаются интервалы мощностью более 10–20 м, включающие как отложения доманикового типа, так и разделяющие их пласты и пачки неуглеродистых карбонатных пород. Границы развития отложений доманикового типа в различных структурно-фациальных зонах хорошо прослеживаются на временных сейсмических разрезах.

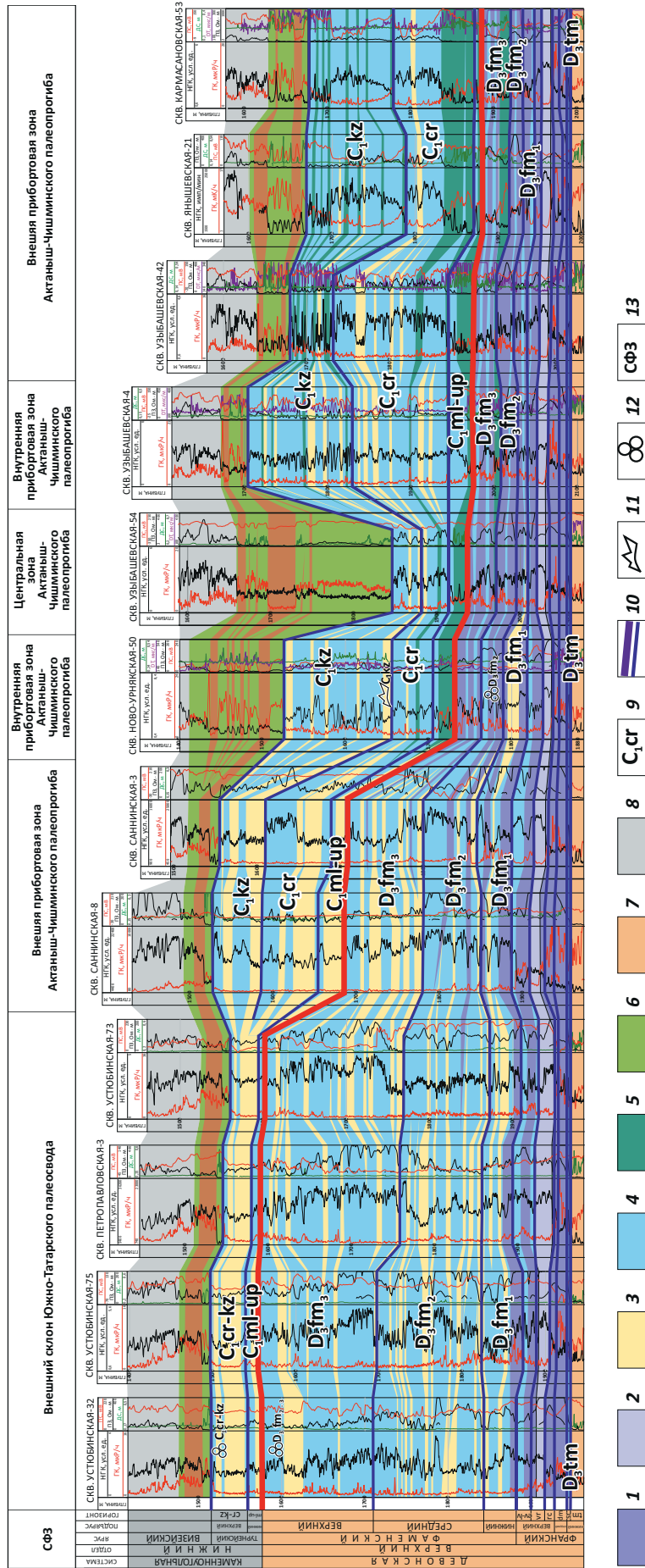
На приведенных сейсмических профилях (рис. 9) наблюдается картина последовательного заполнения палеогиба обломочными карбонатами начиная со среднего фамена до кизеловского горизонта турнейского яруса. Окончательная компенсация завершилась в косьвинско-радаевское время карбонатно-глинистым и песчано-глинистым материалом.

По характеру сейсмической записи в интервале, ограниченном ОГ D и T, отчетливо выделяются два подкомплекса (см. рис. 9). Нижний — между ОГ D, соответствующим подошве среднефранско-турнейского комплекса, и D_3f_3 , соответствующим кровле верхнего франа. Подкомплекс характеризуется отчетливыми, прослеживающимися на всей территории, горизонтальными отражающими поверхностями, что обусловлено присутствием высокоуглеродистых карбонатно-кремнистых отложений доманикового, речичского, воронежского и нерасчлененных евлановского и ливенского горизонтов.

Верхний подкомплекс — между ОГ D_3f_3 и T — соответствует отложениям фаменского карбонатного клиноформного комплекса и в целом характеризуется сложной линзовидно-слоистой волновой картиной. В основании его выделяется интервал, соответствующий отложениям нижнего фамена, который на большей части территории отличается выдержанной слоистой записью, обусловленной присутствием высокоуглеродистых отложений доманикового типа в нижней части разреза и пластов плотных карбонатных пород в верхней части ниж-

Рис. 8. Седиментационная модель среднефранско-турнейского нефтегазоносного комплекса в пределах северо-восточного склона Южно-Татарского палеосвода и Актамыш-Чимшинского палеопрогиба

Fig. 8. Depositional model of Middle Frasnian-Tournaisian within the north-eastern slope of South Tatarsky paleoarch and Aktamysh-Chishminsky paleotrough

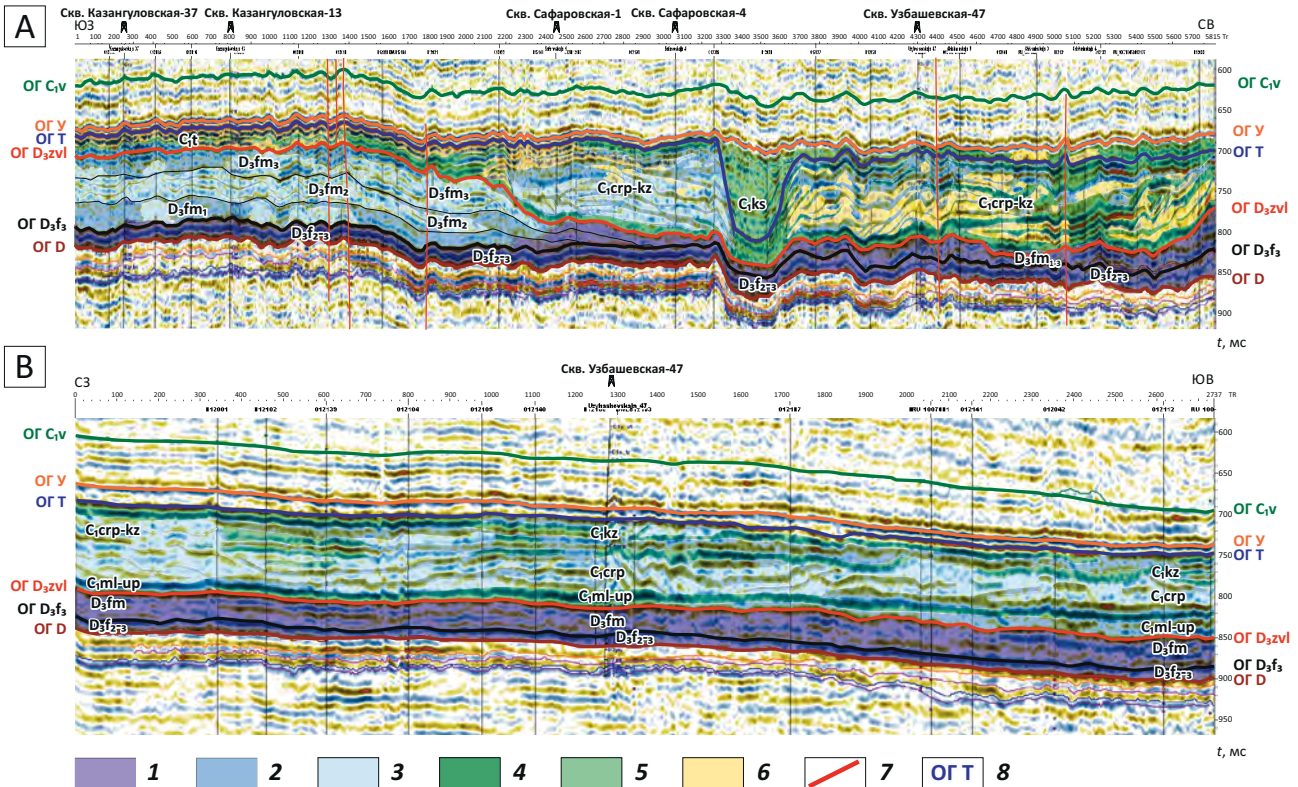


Литоогические типы пород (1–7): 1 — углеродистые карбонатно-кремнистые, 2 — известняковые брекчи с углеродистым кремнисто-карбонатным заполнителем, 3 — карбонатные породы-коллекторы (органогенно-обломочные известняки и карбонатные брекчи), 4 — плотные массивные карбонатные брекчи и слои-тые шламовые известняки, 5 — глины-флюидопоры, 6 — региональный флюидопор косьювского горизонта и визейского яруса, 7 — койвенско-тиманский карбонатно-терригенный комплекс; 8 — карбонатный комплекс визейского яруса; 9 — стратиграфический индекс; 10 — корреляционные линии; комплексы (11, 12): 11 — конodontы, 12 — фораминифер; 13 — структурно-фациальная зона

Lithological types of rocks (1–7): 1 — carbonate-siliceous, 2 — limestone breccia with carbonaceous siliceous-carbonate joining material, 3 — carbonate reservoir rocks (bioclastic limestone and carbonate breccia), 4 — tight massive carbonate breccia and laminated calcisiltite, 5 — impermeable clay, 6 — regional impermeable bed of Kos'vinsky Horizon and Visean stage; 7 — Koivensko-Timansky carbonate-terrigenous sequence; 8 — carbonate sequence of the Visean Stage; 9 — index of stratigraphic unit; 10 — lines of correlation; rock associations (11, 12): 11 — conodonts, 12 — foraminifera, 13 — structural-facies zone



Рис. 9. Результаты сейсмофациального анализа среднефранско-турнейского нефтеносного комплекса
Fig. 9. Results if seismic facies analysis of the Middle Frasnian-Tournaisian oil bearing sequence



Сейсмические профили: А — BWL012103, Б — 012129.

1 — депрессионные углеродистые карбонатно-кремнистые отложения доманикового типа; **2** — шламные слоистые известняки с прослоями углеродистых карбонатно-кремнистых пород внешней зоны склона палеосвода; **3** — массивные карбонатные брекчии (склоновые отложения); **4** — глины и глинистые известняки в черепетском и кизеловском горизонтах; **5** — глины косвинского горизонта (осевая зона палеопроггиба); **6** — обломочные известняки; **7** — разломы; **8** — отражающий горизонт.
 Остальные усл. обозначения см. на рис. 8

Seismic survey lines: А — BWL012103, Б — 012129.

1 — Domanik-type depression carbonaceous carbonate-siliceous deposits; **2** — laminated calcisiltite limestone with carbonaceous carbonate-siliceous partings of the outer zone of paleoarch slope; **3** — massive carbonate breccia and slope detritus; **4** — clay and argillaceous limestone in the Cherepetsky and Kizelovsky horizons; **5** — clay of Kos'vinsky Horizon (axial zone of paleotrough); **6** — clastic limestone; **7** — faults; **8** — Reflector.

For other Legend items see Fig. 8

нефаменского подъяруса. В центральной зоне Актаныш-Чишминского палеопроггиба наблюдается резкое сокращение мощности (ΔT) нижнефаменских отложений и повышение контрастности границ ввиду замещения карбонатов углеродистыми отложениями.

Зоны пологого склона Южно-Татарского палеосвода характеризуются развитием карбонатных средне- и верхнефаменских клиноформ и отсутствием в них углеродистых отложений. Дистальная (слоистая) часть клиноформы в прибортовой и центральной частях палеопроггиба представлена углеродистыми отложениями.

Граница верхнефаменских и турнейских отложений отчетливая, ей соответствует ОГ D_{3zvl}, что обусловлено наличием глинистых отложений в основании турнейского яруса.

Сейсмопрофиль 012129 (см. рис 9 В) с северо-запада на юго-восток проходит вдоль внутренней северной прибортовой зоны Актаныш-Чишмин-

ского прогиба. На всем протяжении профиля разрез между ОГ Д и D_{3zvl} представлен сейсмофацией углеродистых карбонатно-кремнистых пород доманикового типа.

Таким образом, сейсмофация углеродистых карбонатно-кремнистых пород доманикового типа отчетливо выделяется на всех сейсмических профилях в нижней части разреза, соответствующей средне-верхнефранскому интервалу разреза, именно этим обусловлено отчетливое прослеживание ОГ D_{3f3}. В среднефранско-фаменском интервале разреза сейсмофация отчетливо выделяется в сейсмической записи только во внутренней прибортовой и центральной зонах Актаныш-Чишминского палеопроггиба.

Основой для разработки литолого-палеогеографических карт масштаба 1 : 200 000 послужили: материалы глубокого бурения; результаты седиментологической интерпретации данных ГИС; седиментационные модели, отражающие законо-

мерные последовательности генетических типов отложений и соответствующих им фациальных зон вкрест простирания основных палеогеоморфологических элементов (южного склона Южно-Татарского палеосвода, Актаныш-Чишминского палеопрогиба, склона Башкирского палеосвода); сейсмофациальная интерпретация всего массива отработанных профилей; карты изопакит, построенные для средне-верхнефранских (ОГ $D-D_3f_3$), ниже-среднефаменских ($D_3f_3-D_3fm_2$), верхнефаменских ($D_3fm_2-D_3zvl$) отложений и турнейского яруса (исключая косьвинский горизонт) (ОГ D_3zvl-C_1t).

Литолого-палеогеографическая карта доманикового горизонта (D_3dm (D_3sm)) (рис. 10 А). Отложения доманикового горизонта на всей территории представлены высокоуглеродистыми карбонатно-кремнистыми породами, не содержащими глинистых минералов, с тонкими линзовидными прослоями радиоляритов и вторичных силицитов. На юге и юго-западе территории (скважины Казангуловской площади) в пределах внешнего склона Южно-Татарского палеосвода, а также на севере (скважины Узыбашевской площади) в составе углеродистых пород присутствуют прослои детритовых микрокристаллических известняков. Мощность доманикового горизонта составляет от 10 до 14 м.

Литолого-палеогеографическая карта речицкого (петинского) горизонта ($D_3rc(pt)$) (см. рис. 10 В). Отложения речицкого горизонта на большей части территории представлены углеродистыми карбонатно-кремнистыми породами мощностью от 6 до 10 м. Накопление отложений происходит в условиях палеодепрессии при очень низких темпах седиментации. На юго-западе территории (скважины Казангуловской и Устюбинской площадей) в составе углеродистых карбонатно-кремнистых пород появляются многочисленные тонкие прослои известняков. Северо-восточная часть территории отличается выдержанным строением.

Литолого-палеогеографическая карта воронежского горизонта ($D_3vr(md)$) (см. рис. 10 С). Воронежские отложения представлены высокоуглеродистыми карбонатно-кремнистыми породами в центральной и северо-западной частях района работ. В юго-западной части, в пределах внешнего склона Южно-Татарского палеосвода (скважины Устюбинской и Казангуловской площадей), а также на северо-востоке, на внешнем склоне Башкирского палеосвода, разрез горизонта сложен карбонатными брекчиями, сцементированными углеродистым карбонатно-кремнистым материалом. Брекчии слагают воронежский реперный пласт. Мощности горизонта изменяются от 16 до 26 м на склонах палеосводов и от 16 до 10 м в прибортовых и центральной зонах палеопрогиба.

Таким образом, уже в воронежское время намечалась четкая граница между склонами палеосводов и Актаныш-Чишминским палеопрогибом.

Литолого-палеогеографическая карта нерасчлененных евлановского и ливенского горизонтов (D_3ev-lv) (см. рис. 10 D). В составе евлановско-ливенских отложений выделяется три типа разрезов, разграничивающих зоны внешних склонов палеосводов, прибортовые (юго-западную и северо-восточную) зоны палеопрогиба и его центральную зону. В разрезах склонов палеосводов, наряду с углеродистыми карбонатно-кремнистыми породами доманикового типа, присутствуют пласты известняков и карбонатных брекчий. Мощность отложений в этих зонах изменяется от 30 до 45 м.

Прибортовые зоны палеопрогиба характеризуются разрезами, сложенными углеродистыми карбонатно-кремнистыми породами мощностью от 20 до 30 м. Депрессионная область палеопрогиба отличается развитием углеродистых карбонатно-кремнистых отложений мощностью от 20 до 15 м.

Литолого-палеогеографическая карта среднефаменского подъяруса (D_3fm_2) (см. рис. 10 Е). В среднефаменское время наблюдается существенное сокращение области развития углеродистых карбонатно-кремнистых пород однородного строения, которые сосредоточены в центральной и внутренней прибортовой зонах палеопрогиба. Во внешних зонах среди углеродистых пород существенную роль начинают играть пласты и пачки шламовых и шламово-детритовых известняков. На внешних склонах палеосводов, наряду с углеродистыми породами и шламовыми известняками, появляются конусы массивных карбонатных брекчий и органогенно-обломочных известняков, слагающих клиноформные тела. Мощность отложений в центральной и внутренней прибортовой зонах палеопрогиба составляет от 20 до 40 м. Во внешних зонах склона палеосводов она изменяется от 60 до 145 м.

Литолого-палеогеографическая карта верхнефаменского подъяруса (D_3fm_3) (см. рис. 10 Е). В позднефаменское время область распространения отложений доманикового типа резко сокращается. В центральной зоне палеопрогиба мощность изменяется от 10 до 30 м, во внутренней прибортовой — от 30 до 60 м. Увеличение мощности происходит в результате возрастания долевого участия пластов известняков. В пределах внешних прибортовых и внешних склонов палеосводов развиты тонкослоистые шламовые известняки, клиноформные тела карбонатных брекчий и органогенно-обломочных известняков. Мощность отложений в разрезах этого типа варьирует от 60 до 170 м.

Таким образом, мощность отложений доманикового типа среднефранско-турнейского нефтегазоносного комплекса постепенно сокращается по направлению от центральной зоны Актаныш-Чишминского палеопрогиба к внешним склонам палеосводов.

Турнейские отложения в пределах северо-восточного склона Южно-Татарского палеосвода и южного склона Башкирского палеосвода представлены



Рис. 10. Детальные литолого-палеогеографические карты доманикового горизонта (А), речичского (петинского) горизонта (В), воронежского горизонта (С), нерасчлененных евлановского и ливенского горизонтов (D), среднефаменского подъяруса (Е), верхнефаменского подъяруса (F)

Fig. 10. Domanik horizon (A), rechinskiy (petinskiy) horizon (B), voronezhskiy horizon (C), undivided evlanovskiy and livenskiy horizons (D), middle-famenskiy substage (E), upper-famenskiy substage (F)

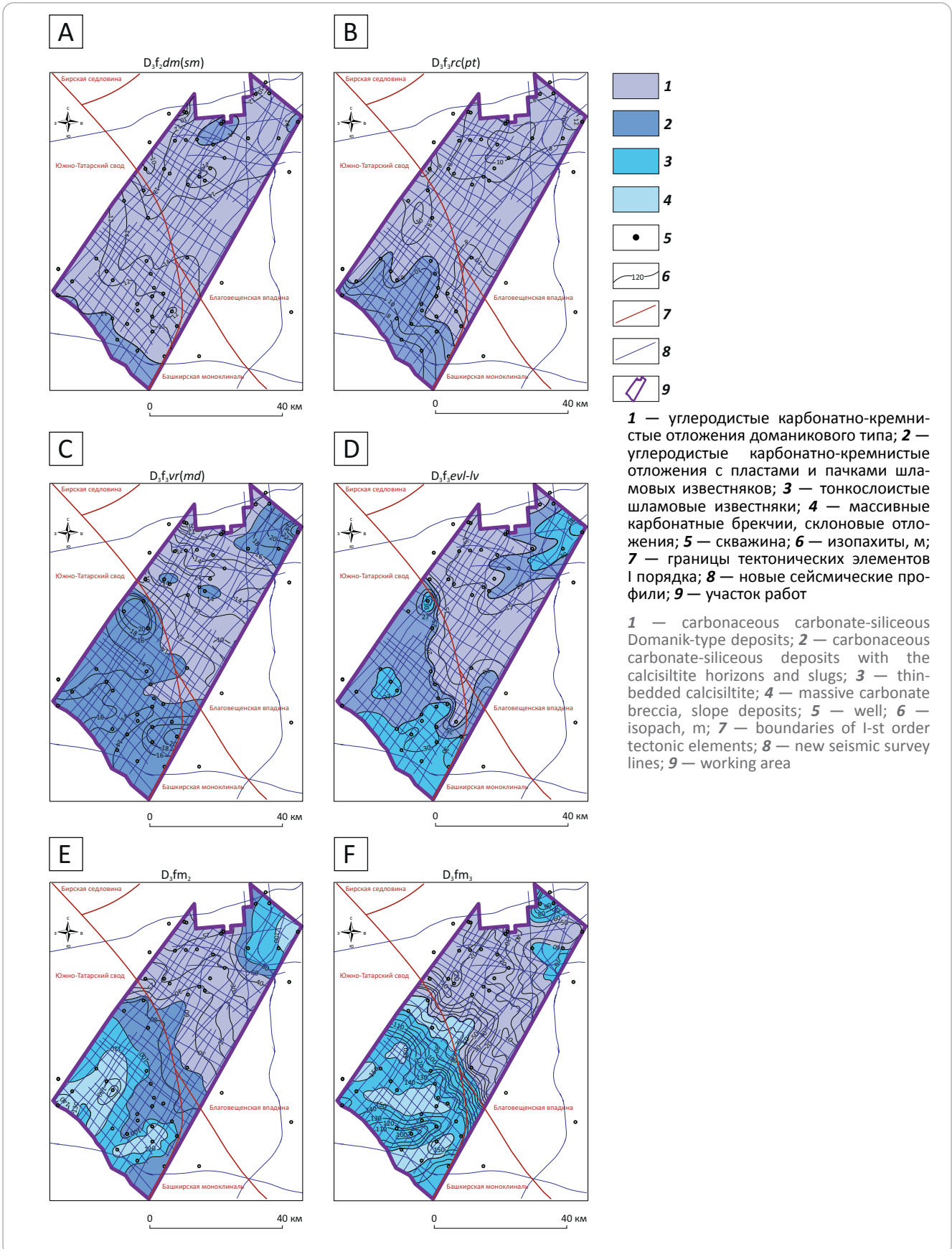
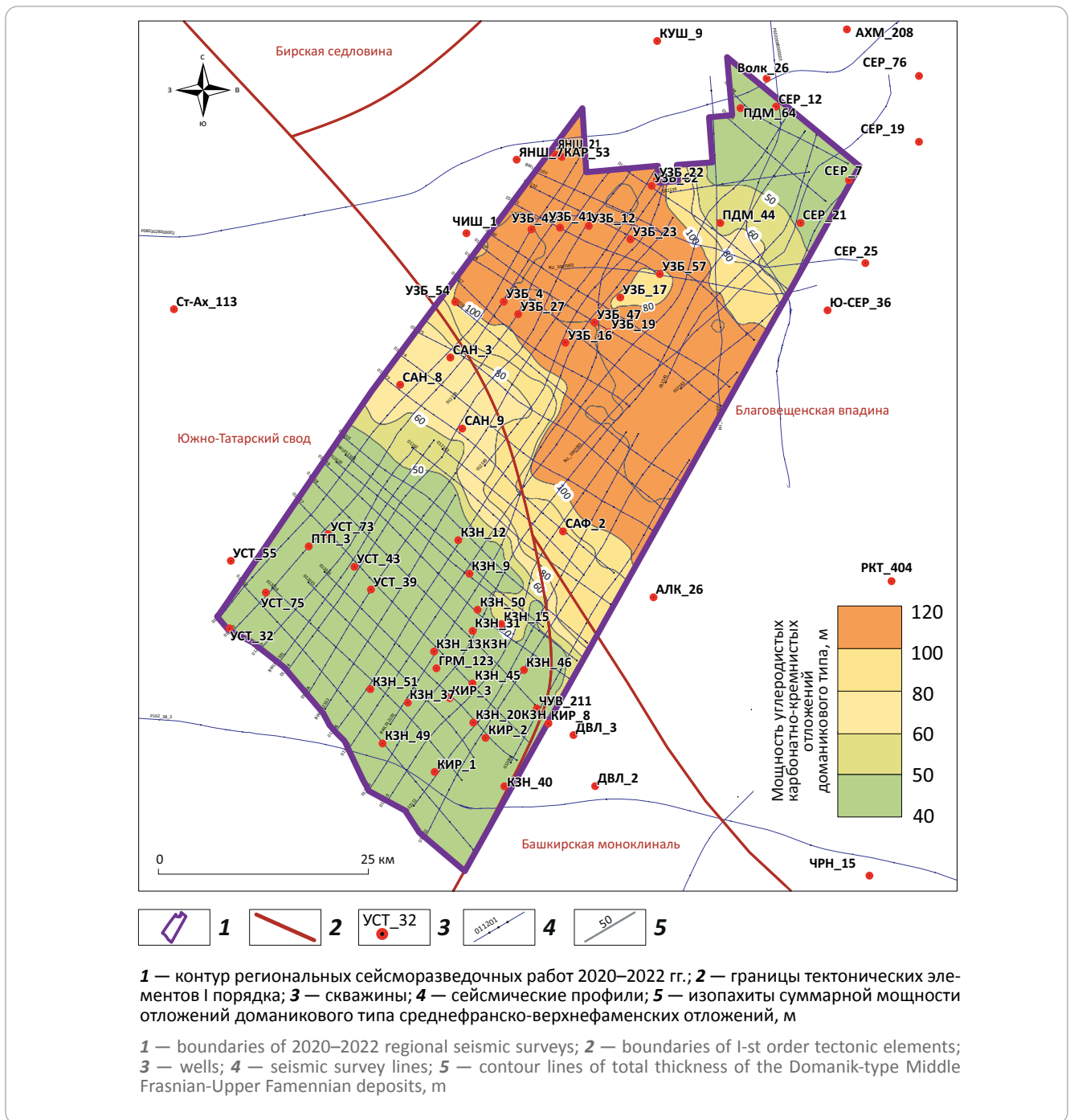


Рис. 11. Карта суммарной мощности углеродистых карбонатно-кремнистых отложений доманикового типа среднефранско-позднефаменского возраста

Fig. 11. Map of total thickness of the Domanik-type Middle Frasnian-Upper Famennian carbonaceous carbonate-siliceous deposits



исключительно неуглеродистыми органогенно-обломочными, шламовыми известняками и карбонатными брекчиями склоновых фаций, в пределах Актаныш-Чишминского палеогиба — глинистыми и карбонатно-глинистыми породами.

Для оценки перспектив нефтеносности среднефранско-верхнефаменских нетрадиционных источников УВ в южной части Актаныш-Чишминского палеогиба анализировалась суммарная мощность и содержание углеродистых пластов доманикового типа в разрезах изучаемой территории. Результат анализа представлен на рис. 11.

Сравнение этих показателей с аналогичным нефтеносным районом Муханово-Ероховского палеогиба, где на Государственный баланс к настоящему времени поставлено четыре месторождения нефти в отложениях доманикового типа, позволило оценить плотность суммарных геологических ресурсов для различных структурно-фациальных зон.

Наиболее перспективными являются центральная и северо-восточная прибортовая зоны палеогиба, где мощность углеродистых пластов составляет 80–120 м, при этом коэффициент слан-

ценности ($K_{\text{сл}}^1$) изменяется от 0,4 до 0,9 долей ед., плотность ресурсов достигает 2,6 млн т УВ/км².

К среднеперспективным относятся юго-западная прибортовая зона палеопргиба и внешние зоны склонов Башкирского и Южно-Татарского палеосводов, характеризующиеся суммарным содержанием углеродистых пород от 40 до 80 м, $K_{\text{сл}}$ для разрезов внешнего склона палеосводов изменяется от 0,15 до 0,4 долей ед. Плотность ресурсов в данной зоне достигает 1,1–1,8 млн т УВ/км².

Выводы

Проведенные комплексные геолого-геофизические работы, включающие лабораторные ана-

¹ $K_{\text{сл}}$ — отношение суммарной мощности углеродистых карбонатно-кремнистых пород к общей мощности среднефранско-верхнефаменского интервала разреза.

литические исследования, анализ материалов по имеющимся месторождениям, интерпретацию данных ГИС, сейсмофациальный и литолого-палеогеографический анализы, позволили оценить перспективы территории южной части Актаныш-Чишминского палеопргиба. Полученные результаты свидетельствуют о высокой геологической информативности, необходимой для оценки ресурсов нетрадиционных источников УВ. Плотность суммарных геологических ресурсов изменяется от 1,1 до 2,6 млн т УВ/км².

Исходя из содержания углеродистых карбонатно-кремнистых пород и степени катагенетической преобразованности ОВ, территорию южной части Актаныш-Чишминского палеопргиба стоит рассматривать как одну из наиболее перспективных для проведения работ по освоению нетрадиционных источников УВ.

Литература

1. Варламов А.И., Петерсилье В.И., Пороскун В.И., Фортунатова Н.К., Комар Н.В., Швец-Тэнэнта-Гурий А.Г. Временные методические рекомендации по подсчету запасов нефти в доманиковых продуктивных отложениях // Недропользование XXI век. – 2017. – № 4. – С. 102–115.
2. Прищепа О.М., Аверьянова О.Ю., Ильинский А.Л., Морариу Д. Нефть и газ низкопроницаемых сланцевых толщ — резерв сырьевой базы углеводородов России // Сер. Труды ВНИГРИ: сб. науч. тр. — СПб.: ФГУП «ВНИГРИ», 2014. — 323 с.
3. Фортунатова Н.К., Варламов А.И., Канев А.С., Пороскун В.И., Баранова А.В., Бушueva М.А. Строение и оценка перспектив нефтеносности углеродистых карбонатно-кремнистых отложений доманикового типа Волго-Уральской НГП // Геология и геофизика. — 2021. — Т. 62. — № 8. — С. 1132–1154. DOI: 10.15372/GiG2021131.
4. Варламов А.И., Мельников П.Н., Пороскун В.И., Фортунатова Н.К., Петерсилье В.И., Иутина М.М., Дахнова М.В., Виценовский М.Ю., Канев А.С., Соболева Е.Н., Шаломеенко А.В. Результаты изучения и перспективы освоения нетрадиционных залежей нефти в высокоуглеродистых карбонатно-кремнистых отложениях доманиковой формации Волго-Уральской провинции // Геология нефти и газа. — 2020. — № 6. — С. 33–52. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-6-33-52.
5. Лозин Е.В. Геология и нефтеносность Башкортостана. — Уфа: БашНИПнефть, 2015. — 703 с.
6. Фортунатова Н.К., Зайцева Е.Л., Бушueva М.А. и др. Унифицированная субрегиональная стратиграфическая схема верхнедевонских отложений Волго-Уральского субрегиона. Объяснительная записка. — М.: ФГБУ «ВНИГРИ», 2018. — 64 с.
7. Фортунатова Н.К., Швец-Тэнэнта-Гурий А.Г., Канев А.С., Баранова А.В., Асташкин Д.А., Дахнова М.В., Мирнов Р.В. Обоснование методики комплексного изучения отложений доманикового типа по материалам новых скважин Ухтинского района (Южный Тиман) // Геология нефти и газа. — 2020. — № 4. — С. 45–64. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-4-45-64.
8. Фортунатова Н.К., Пороскун В.И., Петерсилье В.И., Варламов А.И., Швец-Тэнэнта-Гурий А.Г., Баранова А.В., Канев А.С., Дахнова М.В., Асташкин Д.А., Горлов Д.А., Мушин И.А., Белоусов Г.И., Френкель С.М., Комар Н.В., Можегова С.В. Нетрадиционные источники углеводородных отложений доманикового типа // ВНИГРИ-65. Люди, результаты и перспективы. — М.: Изд-во ФГБУ «ВНИГРИ», 2018. — С. 321–350.
9. Варламов А.И., Петерсилье В.И., Пороскун В.И., Фортунатова Н.К., Комар Н.В., Швец-Тэнэнта-Гурий А.Г. Методика оценки запасов нефти в отложениях доманикового типа // Геология нефти и газа. — 2017. — № 5. — С. 51–65.
10. Фортунатова Н.К., Бушueva 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.

References

1. Varlamov A.I., Petersil'e V.I., Poroskun V.I., Fortunatova N.K., Komar N.V., Shvets-Tehnehta-Gurii A.G. Vremennye metodicheskie rekomendatsii po podschetu zapasov nefiti v domanikovykh produktivnykh otlozheniyakh [Temporary guidelines for calculating oil reserves in Domanik productive deposits]. *Neдрopol'zovanie XXI vek.* 2017;(4):102–115. In Russ.
2. Prishchepa O.M., Aver'yanova O.Yu., Il'inskii A.L., Morariu D. Neft' i gaz nizkopronitsaemykh slantsevyykh tolshch — rezerv syr'evoi bazy uglevodorodov Rossii [Oil and gas of low-permeability shale formations — a reserve of the Russian hydrocarbon resource base]. In: Ser. Trudy VNIГRI: sb. nauch. tr. — SPb.: FGUP «VNIГRI», 2014. 323 p. In Russ.
3. Fortunatova N.K., Varlamov A.I., Kanev A.S., Poroskun V.I., Baranova A.V., Bushueva M.A. Structure and Assessment of the Oil Potential of Carbonaceous Carbonate-Siliceous Domanik Deposits in the Volga-Ural Oil and Gas Province. *Russian Geology and Geophysics.* 2021;62(8):1132–1154. DOI: 10.2113/RGG20214351. In Russ.
4. Varlamov A.I., Mel'nikov P.N., Poroskun V.I., Fortunatova N.K., Petersil'e V.I., Iutina M.M., Dakhnova M.V., Vitsenovskii M.Yu., Kanev A.S., Soboleva E.N., Shalomeenko A.V. Unconventional oil reservoirs in high-carbon carbonate-siliceous Domanik formations, Volga-Urals Province: results of studies and future development trends. *Geologia nefiti i gaza.* 2020;(6):33–52. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-6-33-52. In Russ.

5. *Lozin E.V.* Geologiya i neftenosnost' Bashkortostana [Geology and oil-bearing capacity of Bashkortostan]. Ufa: BaSHNIPneft', 2015. 703 p. In Russ
6. *Fortunatova N.K., Zaitseva E.L., Bushueva M.A. et al.* Unifitsirovannaya subregional'naya stratigraficheskaya skhema verkhnedevonskikh otlozhenii Volgo-Ural'skogo subregiona. Ob'yasnitel'naya zapiska [Unified subregional stratigraphic scheme of the Upper Devonian deposits of the Volga-Ural subregion. Explanatory note]. Moscow: FGBU «VNIGNI», 2018. 64 p. In Russ
7. *Fortunatova N.K., Shvets-Teneta-Gurii A.G., Kanev A.S., Baranova A.V., Astashkin D.A., Dakhnova M.V., Mirnov R.V.* Substantiation of methodology for integrated studies of Domanik-type formations using materials from new wells (Ukhtinsky Region, Southern Timan). *Geologiya nefti i gaza*. 2020;(4):45–64. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-4-45-64. In Russ.
8. *Fortunatova N.K., Poroskun V.I., Petersil'e V.I., Varlamov A.I., Shvets-Teneta-Gurii A.G., Baranova A.V., Kanev A.S., Dakhnova M.V., Astashkin D.A., Gorlov D.A., Mushin I.A., Belousov G.I., Frenkel' S.M., Komar N.V., Mozhegova S.V.* Netraditsionnye istochniki uglevodorodnykh otlozhenii domanikovogo tipa [Unconventional sources of the Domanik hydrocarbon-bearing deposits]. In: VNIGNI-65. Lyudi, rezul'taty i perspektivy. Moscow: Izd-vo FGBU «VNIGNI»; 2018. pp. 321–350. In Russ.
9. *Varlamov A.I., Petersil'e V.I., Poroskun V.I., Fortunatova N.K., Komar N.V., Shvets-Tehnehta-Gurii A.G.* Technique of oil reserves estimation in Domanik deposits. *Geologiya nefti i gaza*. 2017;(5):51–65. In Russ.
10. *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 nefti i gaza*. 2023;(3):59–82. DOI: 10.31087/0016-7894-2023-3-59-82. In Russ.

Информация об авторах

Фортулатова 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

Канев Александр Сергеевич

Заведующий сектором
ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский
геологический нефтяной институт»,
105118 Москва, ш. Энтузиастов, д. 36
e-mail: alexandr_kanev@bk.ru
SCOPUS ID: 57265029900

Баранова Анна Викторовна

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

Белюсов Григорий Александрович

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

Володина Анна Геннадьевна

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

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

Aleksandr S. Kanev

Head of Sector
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: alexandr_kanev@bk.ru
SCOPUS ID: 57265029900

Anna V. Baranova

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

Grigorii A. Belousov

Candidate of Technical Sciences,
Leading Researcher
All-Russian Research
Geological Oil Institute,
36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russia
e-mail: belousov@vnigni.ru

Anna G. Volodina

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