Недропользование. 2025. Т. 25, № 4. С.285-295. DOI: 10.15593/2712-8008/2025.4.1

ISSN 2712-8008
Том / Volume 25 №4 2025
Домашняя страница журнала: https://ered.pstu.ru/index.php/geo

НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ

УДК 622+553.98(470.41)
Статья / Article
© ПНИПУ / PNRPU, 2025

Научное сопровождение и геологический мониторинг на примере месторождения Республики Татарстан

Р.Р. Афлятунов[1], В.Г. Базаревская[2], Д.В. Аношин[2], А.И. Трофимова[2], А.Н. Мартынов[2]

[1]ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина (Российская Федерация, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, 75а)
[2]Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина (Российская Федерация, 423462, г. Альметьевск, ул. Советская, 186А)

Scientific Support and Geological Monitoring using the Example of a Field in the Republic of Tatarstan

Rinat R. Aflyatunov[1], Venera G. Bazarevskaya[2], Dmitry V. Anoshin[2], Anastasiya I. Trofimova[2], Aleksandr N. Martynov[2]

[1]PJSC TATNEFT named after V.D. Shashin (75a Lenina st., Almetyevsk, 423450, Russian Federation)
[2]TatNIPIneft R&D Institute of the PJSC TATNEFT named after V.D. Shashin (186a Sovetskaya st., Almetyevsk, 423462, Russian Federation)

Получена / Received: 02.06.2025. Принята / Accepted: 31.10.2025. Опубликована / Published: 21.11.2025

Ключевые слова:
научное сопровождение, геологический мониторинг, верейско-башкирские отложения, геологическая модель 3D, геолого-тектоническое строение, фациальные особенности, геолого-статистический разрез, радиоактивный каротаж, физико-химические свойства нефти.

Процесс эффективного управления месторождением в последние годы становится наиболее актуальным в рамках внедрения всеобщей цифровизации и модернизации производства. Его реализация является важнейшей задачей для недропользователей. Эффективное управление месторождением подразумевает анализ и верификацию поступающей геолого-геофизической и геолого-технологической информации с целью обобщения и актуализации постоянно обновляемой геологической модели, а также планирование отбора проб и керна, проведение лабораторных исследований керна и флюидов, рациональное планирование эксплуатационного бурения, формирование программы по изучению (доразведке) месторождения. Осуществлен анализ результатов научного сопровождения и геологического мониторинга, выполненного в рамках программы эффективного управления на примере месторождения Республики Татарстан. Реализация цели обусловлена обеспечением достаточной и качественной исходной информации, необходимой при актуализации начальных геологических и извлекаемых запасов, а также для проектов разработки месторождений. Для ее достижения выполнен полный спектр задач, при рассмотрении которых сформулированы определенные выводы, заключения, предположения в вопросах геологии месторождения. Среди основных задач следует выделить сопровождение 3D-геологической модели, мониторинг геолого-технических мероприятий, оценку охвата исследованиями физико-химических свойств нефти по разрезу и латерали месторождения, выделение фациальных особенностей продуктивных отложений пород-коллекторов, снятие неопределенностей в вопросах доразведки месторождения. На примере месторождения Республики Татарстан рассмотрен опыт научного сопровождения и геологического мониторинга по верейско-башкирским отложениям – наиболее перспективному объекту, постепенно внедряющемуся в разработку. Работа носит экспериментальный характер, может являться вариантом оптимизации для выполнения оперативных и полных подсчетов запасов совместно с проектно-технологической документацией.

Keywords:
scientific support, geological monitoring, Vereiskian-Bashkirian deposits, 3D geological model, geological and tectonic structure, facies features, geological and statistical section, radioactive logging, physical and chemical properties of oil.

Effective field management has become increasingly important in recent years as part of the widespread digitalization and modernization of production. Its implementation is a key task for subsoil users. Effective field management involves analyzing and verifying incoming geological, geophysical, and geological-technological information to summarize and update a continuously updated geological model, as well as planning sample and core collection, conducting laboratory core and fluid studies, rationally planning production drilling, and developing a field study (additional exploration) program. The results of scientific support and geological monitoring conducted as part of the effective management program were analyzed using a field in the Republic of Tatarstan as an example. Achieving this goal requires providing sufficient and high-quality initial information necessary for updating initial geological and recoverable reserves, as well as for field development projects. To achieve this, a full range of tasks was completed, leading to the formulation of specific conclusions, findings, and assumptions regarding the field's geology. Key objectives include supporting a 3D geological model, monitoring geological and technical activities, assessing the coverage of oil physicochemical property studies across the field's cross-section and lateral extent, identifying facies features of productive reservoir rock deposits, and resolving uncertainties in further exploration. Using a field in the Republic of Tatarstan as an example, the study examines the experience of scientific support and geological monitoring of the Vereiskian-Bashkirian deposits – the most promising target that is gradually being brought into development. This work is experimental in nature and may serve as an optimization option for performing rapid and comprehensive reserve estimates in conjunction with design and engineering documentation.

Афлятунов Ринат Ракипович – главный геолог (e-mail: AfljatunovRR@tatneft.ru, тел.: +007 (855) 330 71 17).
Базаревская Венера Гильмеахметовна – кандидат геолого-минералогических наук, заместитель директора по научной работе в области геологии трудноизвлекаемых запасов (e-mail: bazarevskaya@tatnipi.ru, тел.: +007 (855) 331 08 00 доб. 53224).
Аношин Дмитрий Владиславович – ведущий специалист (геолог) проектного офиса по авторскому надзору (e-mail: AnoshinDV@tatnipi.ru, тел.: +007 (8553) 310-800, доб. 53117).
Трофимова Анастасия Ивановна – ведущий специалист (геолог) проектного офиса по авторскому надзору (e-mail: tai@tatnipi.ru, тел.: +007 (855) 331 08 00, доб. 53405).
Мартынов Александр Николаевич – главный инженер проекта (e-mail: martyn@tatnipi.ru, тел.: +007 (855) 331 08 00, доб. 53343).

Rinat R. Aflyatunov (Author ID in Scopus: 57221493277) – Chief Geologist (tel.: +007 (855) 330 71 17, e-mail: AfljatunovRR@tatneft.ru)
Venera G. Bazarevskaya (Author ID in Scopus: 14015083700) – PhD in Geology and Mineralogy, Deputy Director for Research in the Field of Geology of Unconventional Reserves (tel.: +007 (855) 331 08 00, e-mail: bazarevskaya@tatnipi.ru)
Dmitry V. Anoshin (Author ID in Scopus: 57194682963) – Leading Specialist (Geologist) of the Design Office for Author's Supervision (tel.: +007 (8553) 310-800, доб. 53117, e-mail: AnoshinDV@tatnipi.ru). The contact person for correspondence.
Anastasiya I. Trofimova – Leading Specialist (Geologist) of the Design Office for Author's Supervision (tel.: +007 (855) 331 08 00, e-mail: tai@tatnipi.ru)
Aleksandr N. Martynov (Author ID in Scopus: 55946815500) – Chief Project Engineer (tel.: +007 (855) 331 08 00, e-mail: martyn@tatnipi.ru)

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:
Научное сопровождение и геологический мониторинг на примере месторождения Республики Татарстан / Р.Р. Афлятунов, В.Г. Базаревская, Д.В. Аношин, А.И. Трофимова, А.Н. Мартынов // Недропользование. – 2025. – Т.25, №4. – С. 285–295. DOI: 10.15593/2712-8008/2025.4.1

Please cite this article in English as:
Aflyatunov R.R., Bazarevskaya V.G., Anoshin D.V., Trofimova A.I., Martynov A.N. Scientific Support and Geological Monitoring using the Example of a Field in the Republic of Tatarstan. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2025, vol.25, no.4, pp. 285-295. DOI: 10.15593/2712-8008/2025.4.1

Введение

В условиях стремительного развития и внедрения в производство цифровых технологий в нефтегазовой отрасли процесс эффективного управления месторождением становится особенно актуальным. Первым шагом в реализации этой задачи является сопровождение 3D-геологической модели: анализ, верификация поступающей геолого-геофизической, геолого-технологической информации с целью обобщения и актуализации постоянно обновляемой геологической модели. Второй шаг – научное сопровождение и формирование программы по изучению (доразведке) месторождения, требующие усиления доказательной научно-исследовательской базы для уточнения концептуальной модели с целью эффективной долгосрочной разработки месторождения. На примере месторождения Республики Татарстан рассмотрен опыт проведения работ на верейско-башкирских отложениях – наиболее перспективном объекте, который постепенно внедряется в разработку.

Материалы и методы

Построена актуализированная геологическая 3D-модель с учетом проведенных сейсморазведочных работ МОГТ 3D в 2021 г. и результатов нового эксплуатационного бурения. Рассмотрены особенности геолого-тектонического строения месторождения. Выполнено сравнение типов геолого-статистических разрезов на различных поднятиях месторождения. Выявлены фациальные особенности отложений по данным керна и материалам геофизического исследования скважин (ГИС). Проведен анализ фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) продуктивных отложений. Проанализировано изменение физико-химических свойств пластовых флюидов по площади и разрезу в процессе разработки месторождения.

Построение геологической модели осуществлялось с использованием программного обеспечения для 3D-моделирования.

Анализ геолого-тектонического строения месторождения

Изучением влияния и роли кристаллического фундамента на формирование структурных планов и формирование ловушек занимались многие ученые [1–16]. Установление связи между кристаллическим фундаментом и осадочной толщей, в которой сосредоточены продуктивные отложения месторождения, является научной основой при анализе геолого-тектонического строения [17–37]. В региональном тектоническом отношении месторождение расположено в пределах юго-восточного палеосклона Северо-Татарского свода в пределах Камского блока. По поверхности кристаллического фундамента наблюдается сеть тектонических нарушений, в основном субмеридионального направления (СВ-ЮВ), ограничивающая бортовые части прогибовых зон и локальные выступы. Южная часть площади представлена Прикамским разломом, который характеризуется большой протяженностью и амплитудой смещения. Прикамский глубинный разлом северо-восточного простирания отображает границу тектонического контакта Северо-Татарского свода с Южно-Татарским. В рельефе фундамента он выделяется в виде крутого уступа [10, 31, 38]. Предположительное время заложения разлома связано с архей-протерозойской эрой. При этом он активизируется в девонском и раннекаменноугольном периодах (рис. 1).

В турнейское время сохраняются основные черты тектонического строения, унаследованные от девонского структурного плана, но характеризуются рядом особенностей, присущих прогибам Камско-Кинельской системы (ККСП). Анализируемая структура приурочена к внутренней бортовой зоне Нижнекамского прогиба ККСП. Вследствие этого в центральной части участка по резкому сгущению изолиний выделяется флексурообразный уступ субширотного простирания амплитудой примерно 220 м, отделяющий внутреннюю бортовую зону Нижнекамского прогиба ККС от его осевой части (верхне-турнейский бортовой уступ). Здесь представлены рассматриваемые поднятия I и II. Именно верхне-турнейский бортовой уступ, отделяющий поднятия, является условной границей между осевой и внутренней бортовой зонами (рис. 2). К концу тульского времени Нижнекамский прогиб ККС полностью нивелирован терригенными отложениями нижне- и средневизейского возраста, однако при детальном рассмотрении тенденция более высокого положения поднятия II относительно I прослеживается в башкирско-верейское время.

В осадочном чехле разрывные нарушения Прикамского разлома отражаются в виде зон повышенной тектонической трещиноватости. Широкое развитие приобретает в известняках стилолитов в виде отдельных швов и стилолитовых систем, что также свидетельствует о стрессовых напряжениях, испытываемых толщей пород (рис. 3).

Для кровли башкирских отложений отмечается погружение поверхности в юго-восточном направлении от абсолютных отметок минус 580 м до минус 720 м, на фоне которого находят свое отражение поднятия I и II. Геометрия контуров залежей и зоны замещения коллектора скорректированы в соответствии с новыми сейсмическими данными (МОГТ 3D 2021 г.) и новым бурением в объеме 109 скважин. По башкирским отложениям наблюдается тенденция к разноуровневому расположению залежей (рис. 4, *в, г*). Сводовая часть поднятия II на 30–40 м выше поднятия I, замыкающая изогипса на абсолютной отметке минус 635 м. Водонефтяной контакт (ВНК) по I и II поднятиям, по данным бурения, находится на одной абсолютной отметке минус 632 м.

Структурный каркас по верейскому горизонту повторяет основные черты строения кровли башкирского яруса. Сохраняется погружение поверхности в юго-восточном направлении от абсолютных отметок минус 540 м до минус 690 м. Поднятие II расширилось в северном направлении. Сводовая часть поднятия II на 20–30 м выше по абсолютным отметкам относительно поднятия I (рис. 4, *а, б*). В соответствии с новыми сейсмическими данными с учетом более 100 пробуренных скважин контуры залежей верейского горизонта претерпели изменения. Ни в одной из скважин верейский ВНК не вскрыт. Стоит отметить, что разница между условными подсчетными уровнями (УПУ) по поднятию I (залежь I – абсолютная отметка минус 600 м; залежь II – минус 600 м; залежь III – минус 602 м) и поднятию II (минус 605,0 м) составляет 2–5 м.

Башкирский палеобассейн представлял собой обширное эпиконтинентальное море с крайне незначительными перепадами глубин. Периодические гляциоэвстатические колебания морского бассейна осушали определенные области, что приводило к частичному размыву ранее накопившихся карбонатных отложений [39, 40–42]. При этом условия осадконакопления отвечали нормально морскому тепловодному бассейну низких широт с преимущественной карбонатной седиментацией (рис. 5) [43].

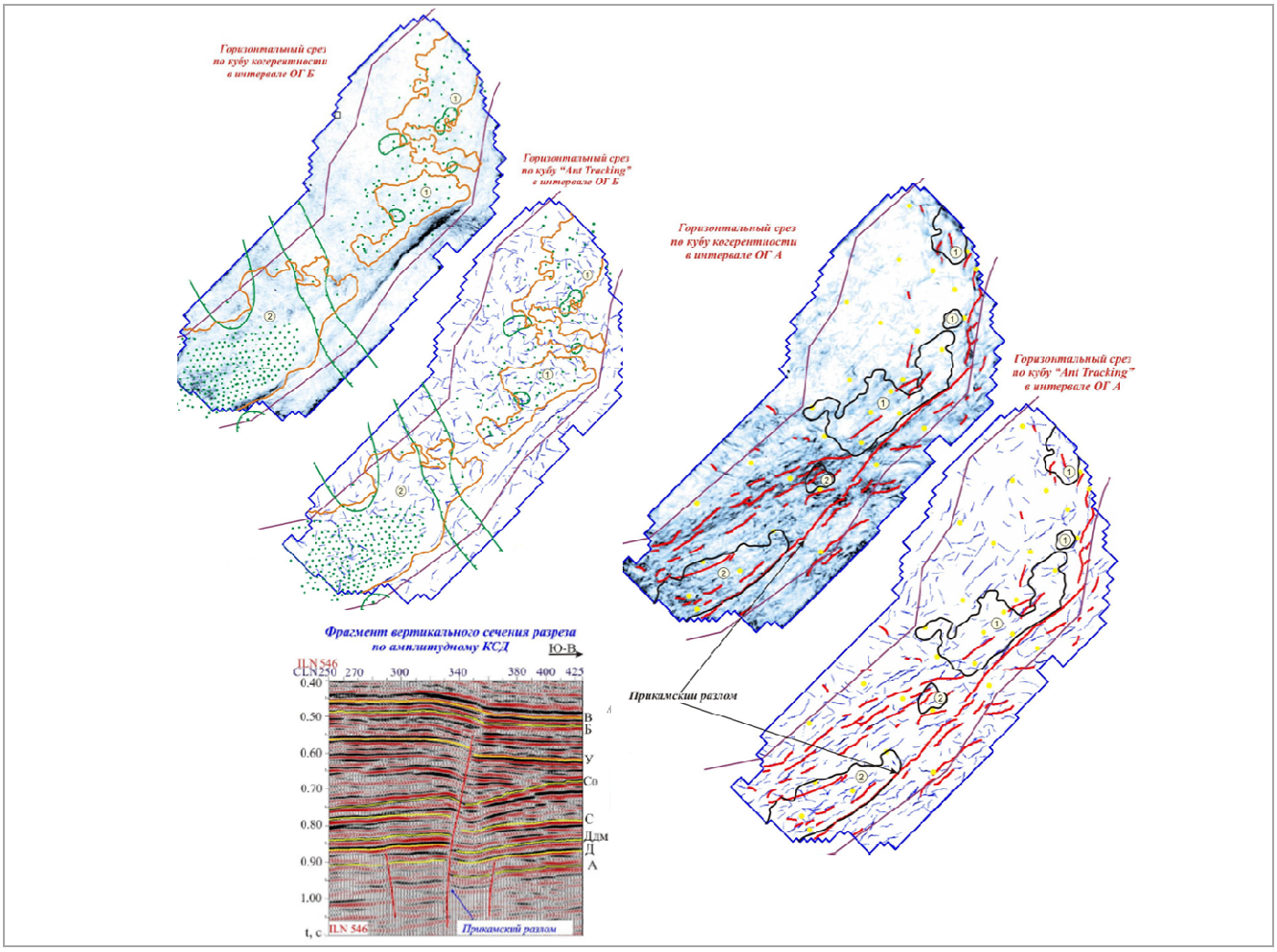


Рис. 1. Отображение сейсмической записи на горизонтальных срезах куба сейсмических данных (КСД) по ОГ «А» (эродированная поверхность кристаллического фундамента) и ОГ «Б» (кровля башкирского яруса)

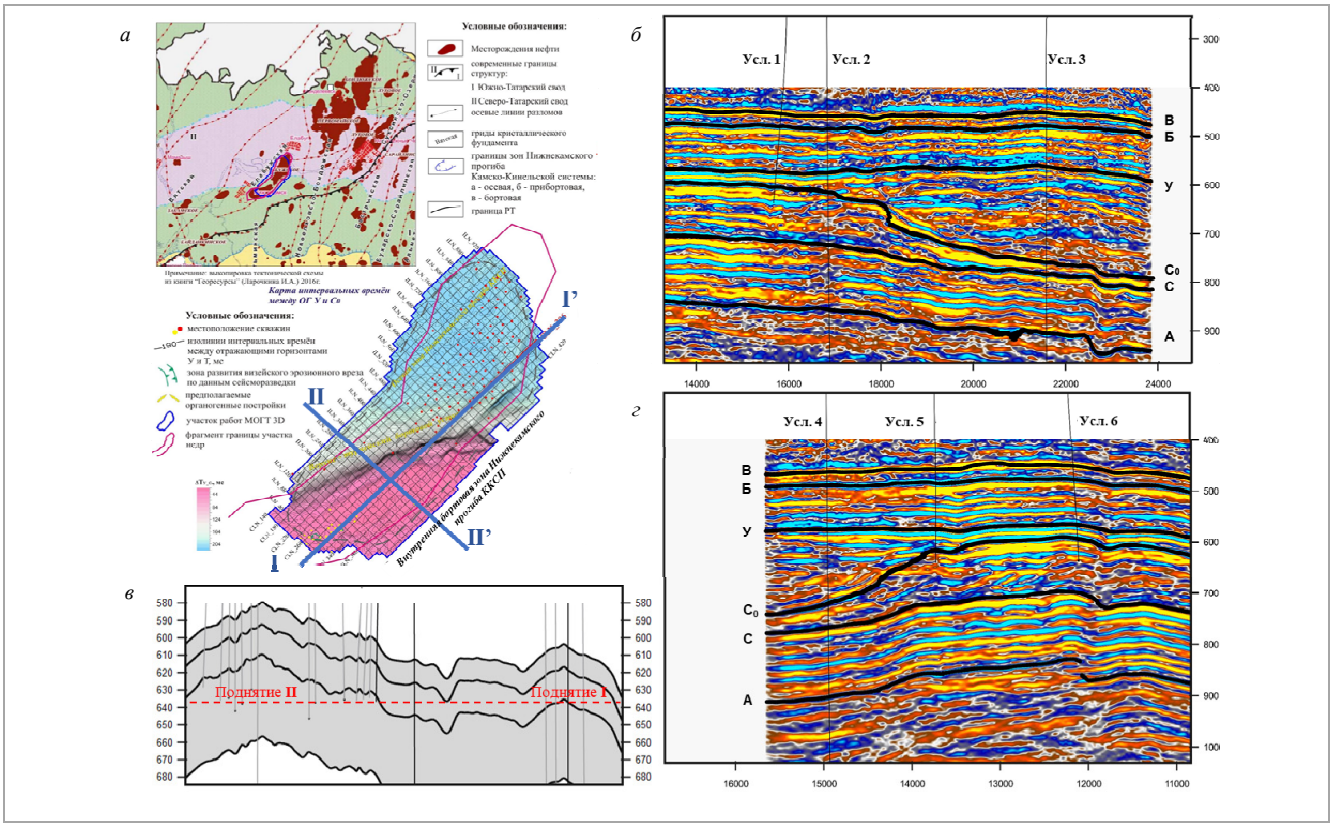


Рис. 2. Отображение Нижнекамского прогиба: *а* – тектоническая схема; *б* – по линии I–I'; *в* – гипсометрическое положение поднятий по башкирским отложениям; *г* – по линии II–II'

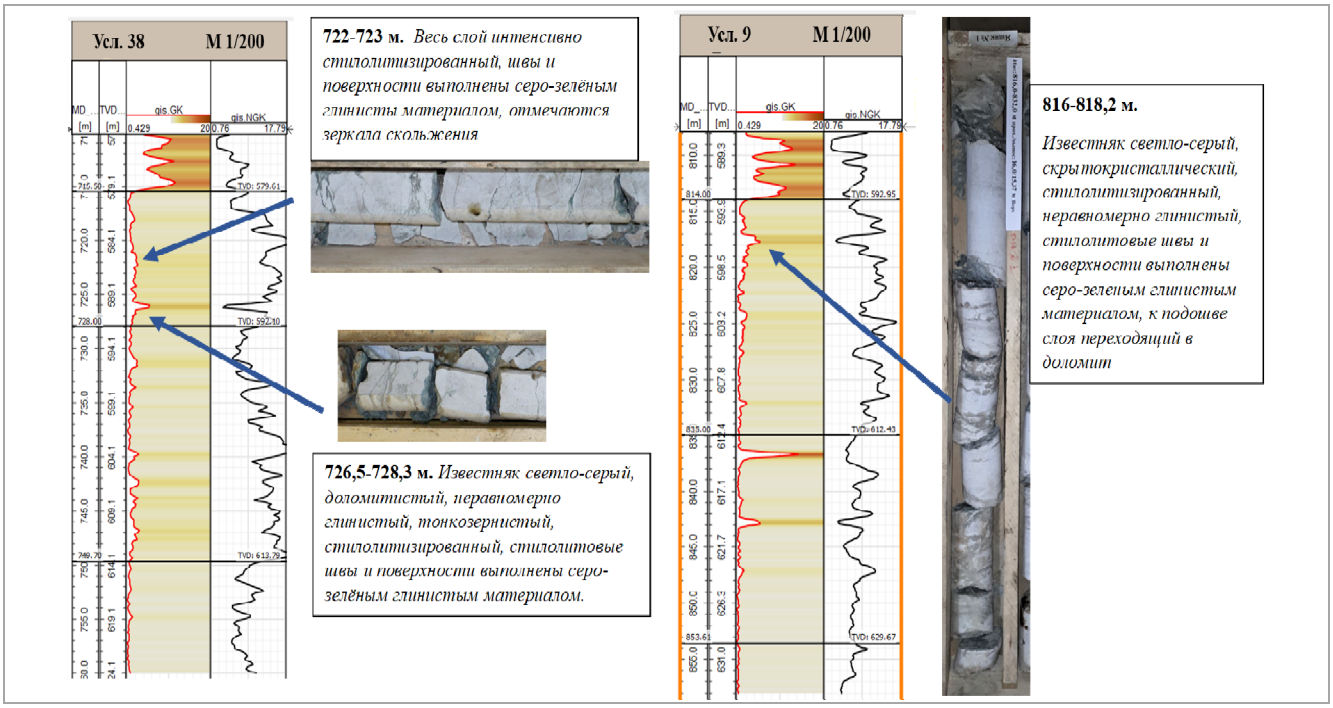


Рис. 3. Развитие стилолитовых швов в керне скважин башкирского яруса

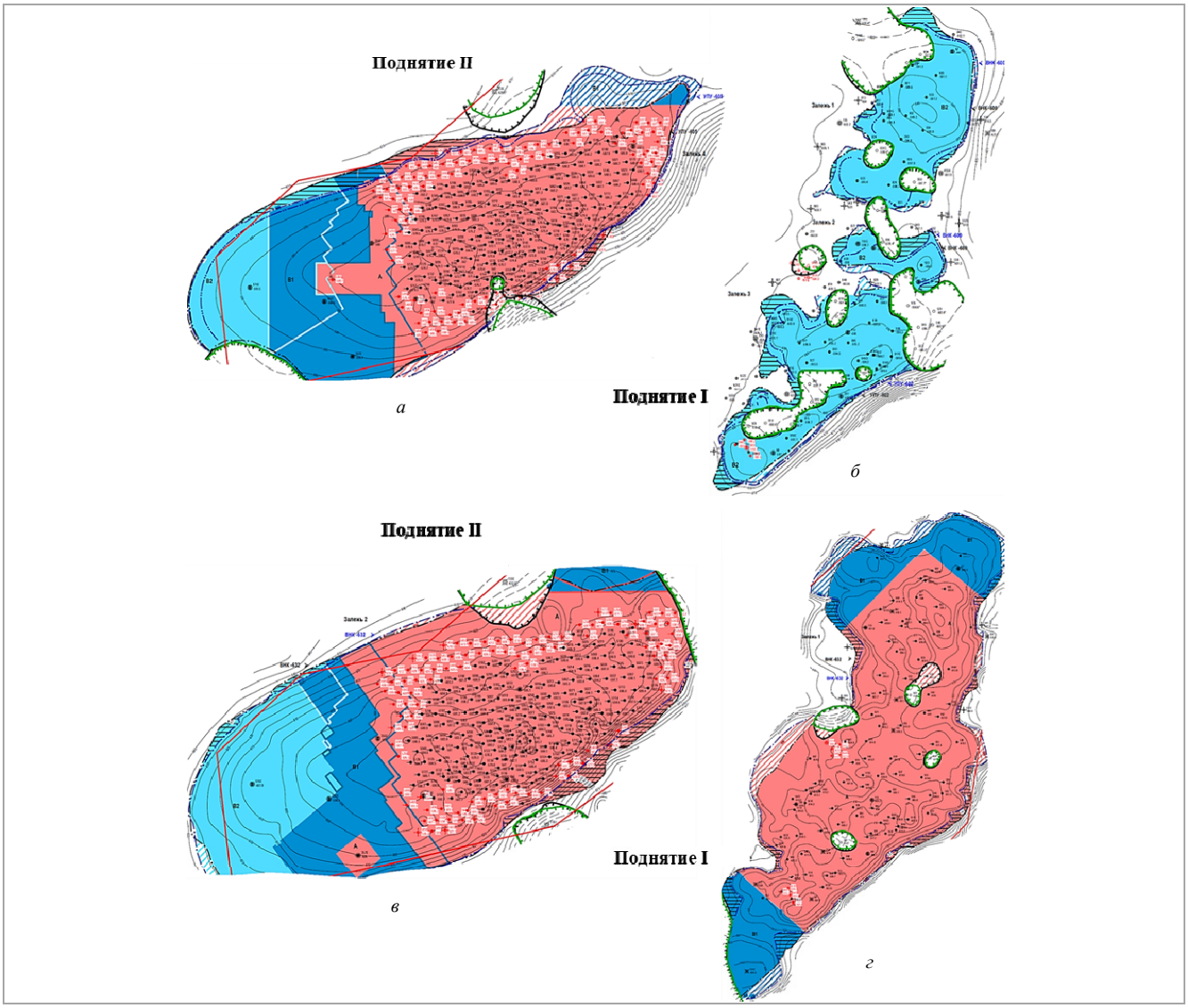


Рис. 4. Структурная карта по кровле коллектора: *а* – по верейскому горизонту II поднятие; *б* – по верейскому горизонту, I поднятие; *в* – по башкирскому ярусу, II поднятие; *г* – по башкирскому ярусу, I поднятие

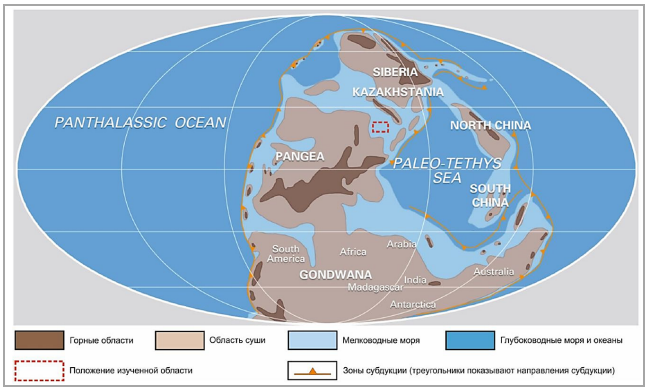


Рис. 5. Положение континентов
в среднепоздний каменноугольный период
(по R.C. Scotese) [44]

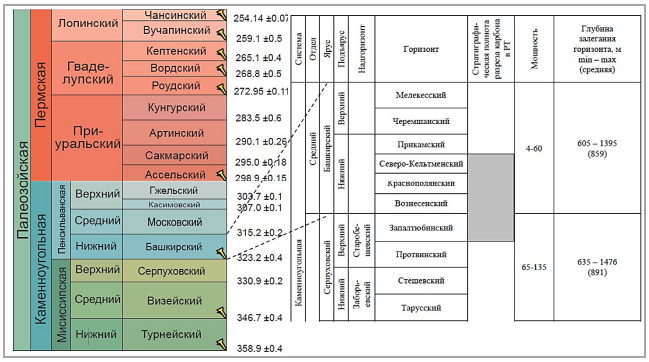


Рис. 6. Схема строения разреза башкирских отложений
на основе схемы стратиграфии каменноугольной
системы Восточно-Европейской платформы
(серая заливка – отсутствие отложений)

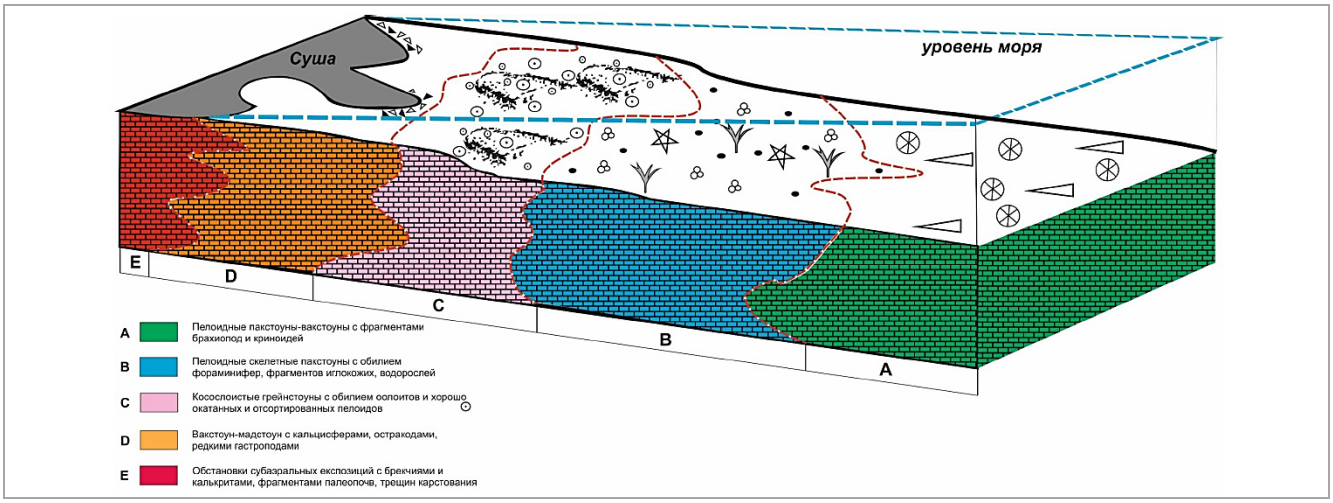


Рис. 7. Модель строения среднекаменноугольного бассейна на территории юго-востока Татарстана,
построенная по данным изучения керна месторождений РТ [41]

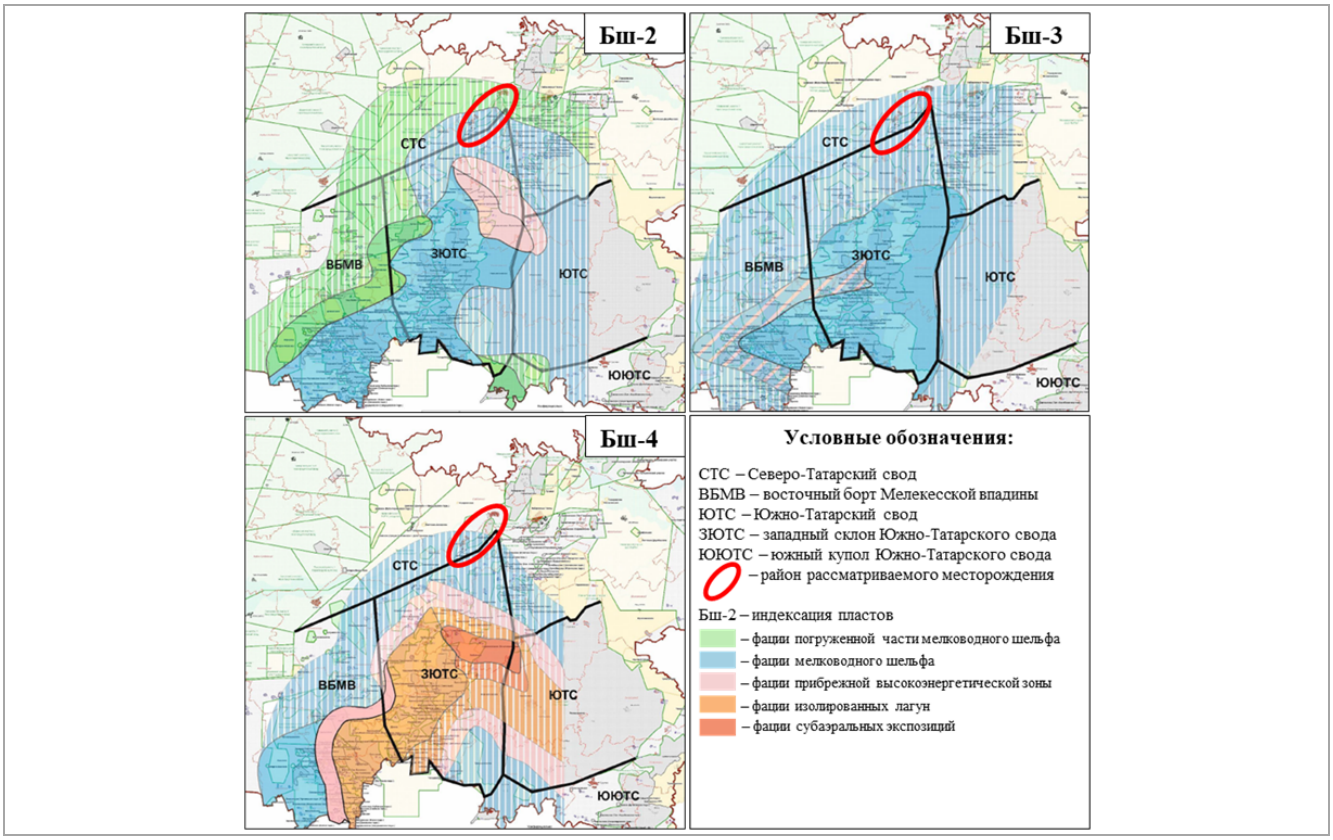


Рис. 8. Карты распределения фациальных условий образования башкирских отложений

На практике в башкирском ярусе в Татарстане горизонты не выделяются, что вызвано малыми объемами палеонтологических исследований и высокой степенью изменчивости отложений по площади в пределах отдельных горизонтов внутри яруса (рис. 6) [45].

Каменный материал рассматриваемого месторождения не столь богат для проведения полноценного анализа седиментационных условий накопления осадков. Большая часть исследований отложений верейского горизонта и башкирского яруса выполнялась в период с 1958 по 1977 г. Результаты исследования керна по отложениям верейского горизонта и башкирского яруса, добавленные в текущей работе, выполнены в период с 2020 по 2023 г. Ввиду небольшой выборки керна проведена аналогия с моделью фаций башкирского яруса, предложенной А.Н. Кольчугиным, Дж. Делла Порта, В.П. Морозовым и др. [41]. Данная методика основана на выделении фаций, объединяющих в себе определенные литотипы (классификация Данхема) [46], характеризуется общностью обстановок седиментации: фации погруженной части мелководного шельфа (A), мелководного шельфа (B), прибрежной высокоэнергетической зоны (C), изолированных лагун (D), субаэральных экспозиций (E) (рис. 7).

Наиболее перспективными для развития пластов-коллекторов являются фации мелководного шельфа и фации прибрежной высокоэнергетической зоны. Первые из них представлены пакстоунами, значительно реже вакстоунами и грейнстоунами с бентосными фораминиферами, пелоидами, известковыми водорослями, иглокожими и мшанками. В фации прибрежной высокоэнергетической зоны преимущественно распространены грейнстоуны с косой слоистостью, преобладанием оолитов, фораминифер, пелоидов, обломков створок брахиопод, биокластов.

Согласно условным картам распространения фаций, выделенным по данной методике [41], полигон месторождения в течение башкирского времени располагался в зонах фации погруженной части мелководного шельфа и фации мелководного шельфа (рис. 8). Поднятие II гипсометрически расположено выше поднятия I, что косвенно подтверждает положение месторождения в раннебашкирское и позднебашкирское время в двух разных фациальных зонах.

Сопоставление геостатистических разрезов (ГСР) продуктивных отложений по поднятиям подтвердило цикличность отложений обоих поднятий, но также выявило ряд различий в положении наиболее проницаемых частей разрезов. Прикровельная часть разреза башкирского яруса, а также низы нижнебашкирского подъяруса на поднятии II характеризуются наиболее высокой долей коллектора. Во время образования данных отложений поднятие I, предположительно, находилось в фации погруженной части мелководного шельфа, в связи с чем продуктивная часть сокращена. Проницаемая часть отложений поднятия II также увеличена за счет нижезалегающих серпуховских отложений, в то время как на поднятии I данные отложения находятся ниже границы ВНК (рис. 9).

Среди представленного материала можно найти подтверждения внутриформационным перерывам в башкирское время – брекчированные известняки, известняки со следами вторичного ожелезнения (рис. 10).

Нахождение прослоев галек карбонатных пород в преимущественно глинистой пачке в основании верейского горизонта свидетельствует о перерыве на границе ярусов. Перерыв весьма значительный, так как сопровождался изменением базиса эрозии, хотя по стратиграфической амплитуде он был несравненно меньшим, чем прослеженный на границе серпуховского и

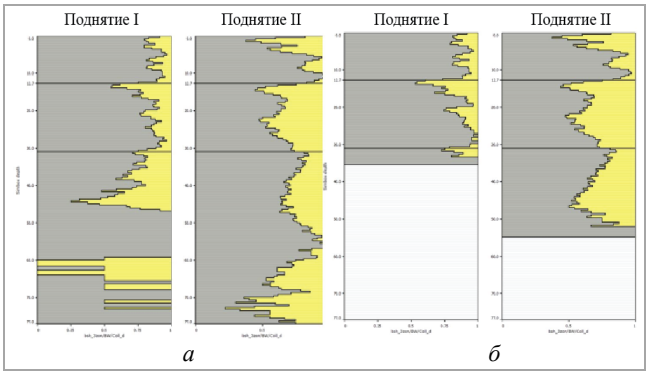


Рис. 9. Геостатистические разрезы I и II поднятий по башкирским отложениям в целом (*а*) и в нефтенасыщенной части (*б*)



Рис. 10. Конгломерато-брекчии башкирского яруса

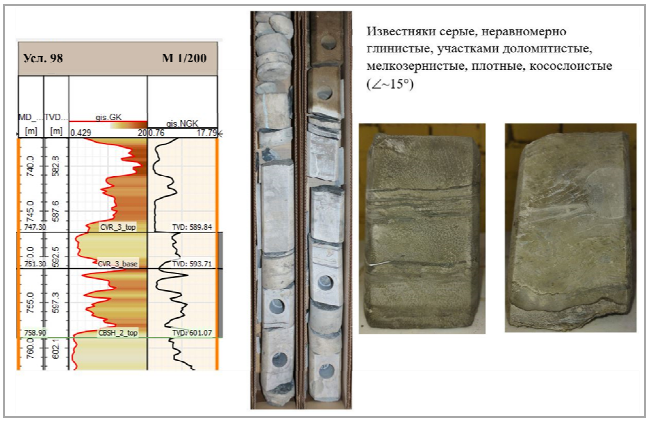


Рис. 11. Косослоистость верейских отложений

башкирского ярусов. Характер цикличности верейской толщи и состав терригенной и карбонатной составляющих разреза свидетельствуют о формировании ее в условиях, близких к условиям осадконакопления в башкирское время. Выдержанность толщин пластов и их однотипное строение на площади месторождения свидетельствуют о мелководности бассейна и относительно выровненном рельефе дна. Керн условной скв. 98 подтверждает, что осадконакопление пласта Свр-3 происходило в фации прибрежной высокоэнергетической зоны (рис. 11).

Цикличность и последовательность изучаемых отложений сопоставлены по диаграммам радиоактивного каротажа.

На рис. 12 представлено сравнение ГСР поднятий I и II по башкирскому ярусу по методам нейтронного гамма-каротажа (НГК) и гамма-каротажа (ГК). Цветовая палитра указывает на характер излучения. В целом разрезы поднятий похожи по литологической принадлежности,

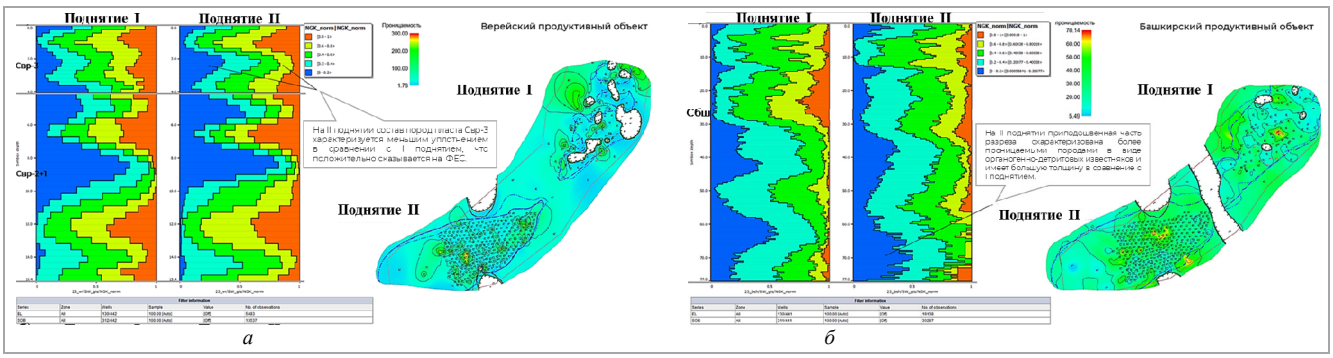


Рис. 12. Сравнение ГСР поднятий I и II башкирского яруса по методам НГК (*а*) и ГК (*б*)

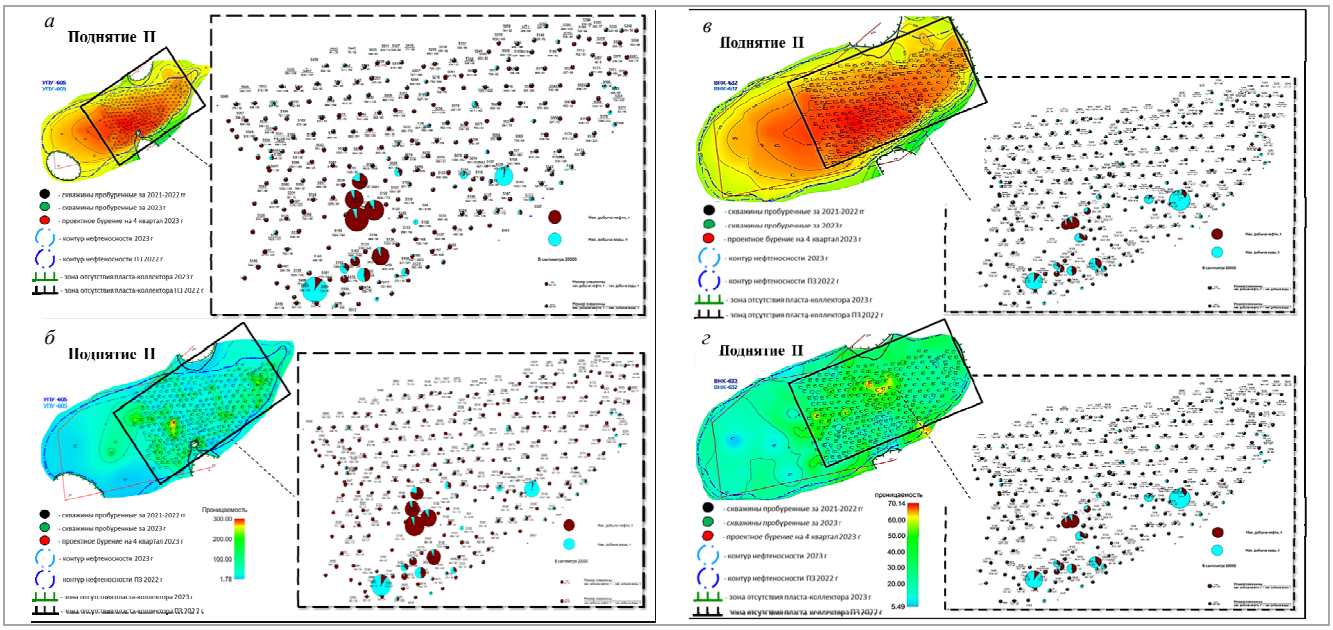


Рис. 13. Сравнение карты накопленных отборов: *а* – по верейскому горизонту со структурной картой по кровле коллектора верейского горизонта; *б* – картой распределения проницаемости по верейскому горизонту; *в* – по башкирскому ярусу со структурной картой по кровле коллектора башкирского яруса; *г* – картой распределения проницаемости по башкирскому ярусу

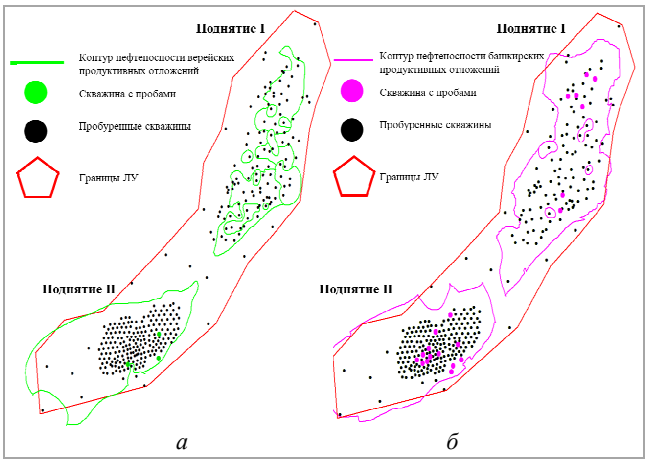


Рис. 14. Площадное распределение проб по верейскому горизонту (*а*) и башкирскому ярусу (*б*)

однако на поднятии II литологический состав пород характеризуется меньшим уплотнением. При сравнении видно, что приподошвенная часть поднятия I заглинизирована в совокупности с уплотненными карбонатными породами. Поднятие II представлено комплексом карбонатных пород с меньшей примесью глинистой составляющей, что заметно отражается на ФЕС. Основные различия поднятий связаны с приподошвенной частью разреза, а также с подошвой нижнебашкирского подъяруса. Поднятие II в силу особенностей седиментогенеза в башкирское время характеризуется расширенным карбонатным разрезом, о чем свидетельствует его гипсометрическое положение (на 20–25 м выше поднятия I), соответственно и большей толщиной. В связи с увеличением толщины на поднятии II появляется расширенная приподошвенная часть разреза (за счет серпуховских отложений), представленная более проницаемыми породами в виде органогенно-детритовых известняков. По предположениям авторов, именно эта часть разреза позволяет повысить продуктивность башкирского объекта на поднятии II, в отличие от поднятия I.

Анализ влияния геологического строения на показатели разработки

Рассмотрено сравнение структурных планов по верейскому и башкирскому продуктивным объектам совместно с картой накопленных отборов. По верейскому горизонту отмечаются условные скв. 82, 22, 100, 36 с накопленной добычей более 7000 т. Высокие показатели скважин обосновываются историей эксплуатации с 2019 г., подтверждаются гипсометрически высоким положением. При наложении карты накопленных отборов на структурный план видно, что эти скважины приурочены к сводовой части поднятия II (рис. 13, *а, б*). В дополнение к этому при сопоставлении карты накопленных отборов с картой распределения

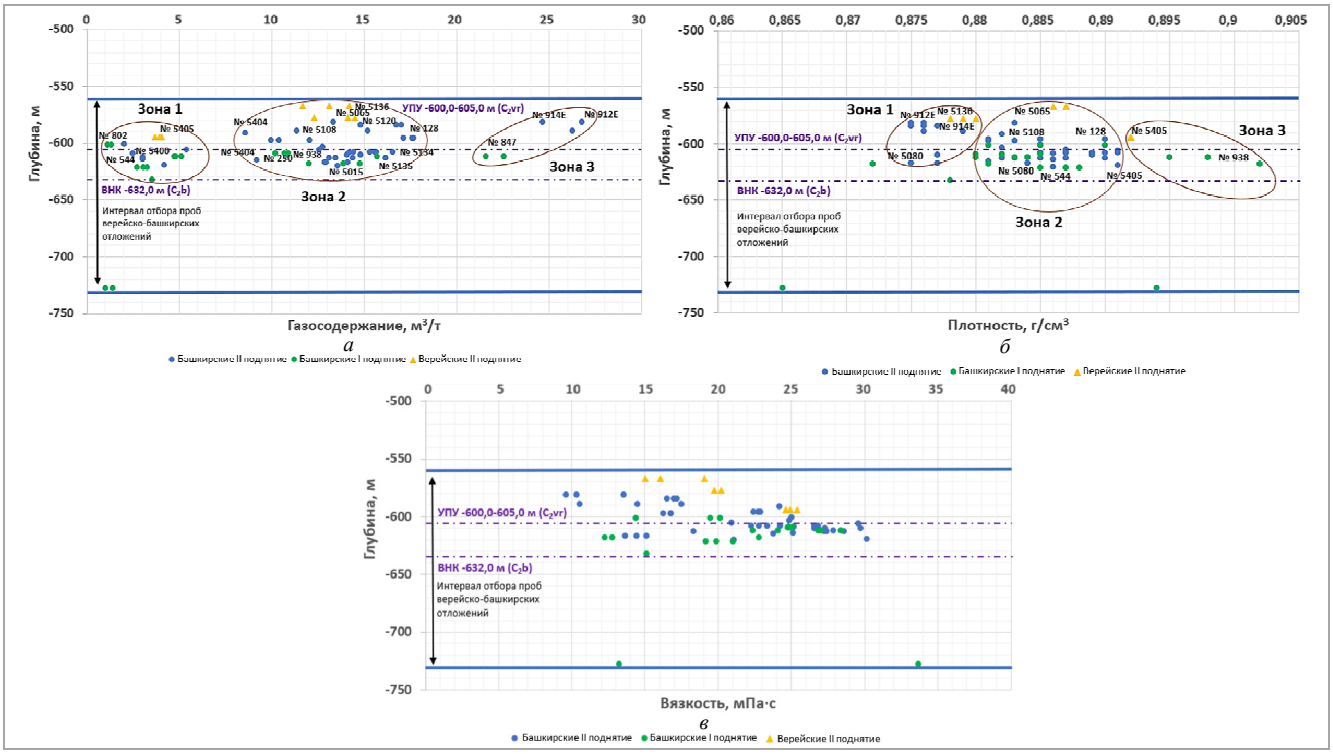


Рис. 15. Диаграмма распределения параметра по разрезу: *а* – газосодержания; *б* – плотности; *в* – динамической вязкости

проницаемости видно, что сводовая часть поднятия обладает высокой проницаемостью (от 100 до 300 мДарси). Однако в северной и западной частях поднятия, несмотря на более низкую проницаемость (до 100 мДарси), встречаются скважины с минимальным обводнением. В юго-восточной части поднятия II выделяются скважины с повышенным обводнением – усл. скв. 61, 8, 11 (накопленная добыча воды превышает накопленную добычу нефти в 6–8 раз).

По отложениям башкирского яруса на поднятии II в сводовой части скважины работают значительно лучше (усл. скв. 99, 34), что подтверждается накопленной добычей более 15 000 т. При совмещении карты накопленных отборов с картой распределения проницаемости очевидного подтверждения высокой добычи с проницаемостью не наблюдается, так как проницаемость по башкирским отложениям изменятся в меньших числовых диапазонах (от 6 до 70 мДарси, в среднем составляя 31 мДарси) (рис. 13*, в, г*).

По мнению авторов, такая картина, вероятно, обосновывается приближенным расположением скважин к ВНК и компенсированному в верейско-башкирское время Прикамскому разлому. Стоит отметить, что на данном месторождении верейско-башкирские продуктивные отложения являются единым эксплуатационным объектом с доминированием добычи по башкирскому ярусу в соотношении 70 на 30 %.

Анализ физико-химических свойств нефти

Для анализа физико-химических свойств нефти рассматривались такие параметры, как газосодержание, объемный коэффициент, динамическая вязкость, плотность. Выборка по верейско-башкирским продуктивным отложениям составила 72 пластовые пробы из 22 скважин. Площадное распределение проб по месторождению представлено на рис. 14.

По верейско-башкирским отложениям построен ГСР, на котором представлены абсолютные отметки точек отбора с значениями заданного параметра. В качестве основных параметров выступают газосодержание, плотность и вязкость. Отбор проб осуществлялся на глубинах от 672,0 до 1185,0 м. Для приведения всех проб к единым глубинам на графиках во всех скважинах глубины отбора пересчитаны в абсолютные отметки. Распределение пластовых проб по разрезу представлено на рис. 15.

На диаграмме распределения газосодержания по разрезу условно выделяются три зоны (облака): с минимальным, средним и максимальным газосодержанием (рис. 15, *а*). Представленная закономерность объясняется гипсометрическим положением скважин. Например, к третьей зоне относятся пластовые пробы из скважин, пробуренных в купольной части месторождения, характеризуются высокими значениями газосодержания – от 21,60 до 26,80 м^3/т. Ко второй зоне причислены пробы из скважин, находящихся в переходной зоне поднятия (структуры), характеризуются промежуточными значениями газосодержания – от 8,58 до 17,7 м^3/т. К третьей зоне отнесены пробы из скважин, расположенных ближе к периклинальной части поднятия, отмечаются низкими значениями газосодержания – от 1,13 до 5,40 м^3/т.

При распределении точек плотности по разрезу также выделяют три зоны (облака): с минимальной плотностью (0,875–0,880 г/см^3), промежуточной (0,881–0,891 г/см^3) и максимальной (0,892–0,902 г/см^3) (рис. 15, *б*). В данном случае просматривается гипсометрический фактор. С наименьшей и промежуточной плотностью пробам соответствуют скважины, расположенные гипсометрически выше. Наибольшей плотностью характеризуются скважины, находящиеся гипсометрически ниже, т.е. ближе к контуру залежей.

При распределении динамической вязкости по разрезу признака зонирования точек не наблюдается (рис. 15, *в*). Стоит отметить, что в единичных скважинах с наиболее высоким гипсометрическим положением наблюдается уменьшение вязкости, а в краевых – снижение, однако такая тенденция неустойчивая. Для подтверждения вышесказанного представлен график зависимости динамической вязкости от плотности (рис. 16). График построен по

верейско-башкирским продуктивным отложениям поднятия II, объем выборки составляет 63 пластовые пробы. Набор точек описывается логарифмическим уравнением, коэффициент детерминации составляет 0,5045 доли ед., что свидетельствует о слабоустойчивой связи между параметрами.

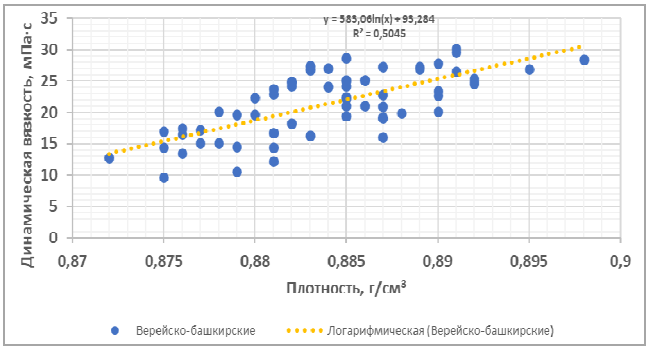


Рис. 16. График зависимости динамической вязкости от плотности

Заключение

Рассмотрены вопросы научного обоснования геологического строения и разработки одного из месторождений Республики Татарстан с позиций геолого-тектонических особенностей строения, фациального анализа, рассмотрены вопросы полноты исследований выполненных работ. Текущий анализ месторождения носит экспериментальный характер, так как может являться вариантом оптимизации для выполнения оперативных и полных подсчетов запасов совместно с проектно-технологической документацией.

В данной работе сделан акцент на научное сопровождение геологической модели месторождения по верейско-башкирским продуктивным отложениям. Анализ и верификация геолого-геофизической информации позволили сделать следующие выводы:

1. Концептуальная геологическая 3D-модель месторождения по среднекаменноугольным отложениям, несомненно, актуальна. В верейско-башкирских продуктивных отложениях на поднятии II скорректировался контур нефтеносности в северной и западной частях месторождения по результатам сейсморазведочных работ МОГТ 3D, а также в северной и южной частях уточнились зоны отсутствия коллектора за счет нового эксплуатационного бурения. К сожалению, проведенные сейсморазведочные работы МОГТ 3D на сегодняшний день не позволяют нам картировать зоны отсутствия коллектора из-за незначительных толщин проницаемых пластов и приуроченности их к карбонатным породам.

2. При сравнении поднятий I и II по башкирским отложениям выделены основные различия, которые связаны с приподошвенной частью разреза. Поднятие II в силу особенностей седиментогенеза в башкирское время характеризуется расширенным карбонатным разрезом, о чем свидетельствует его гипсометрическое положение (на 20–25 м выше поднятия I), соответственно и большей толщиной. Сопоставление ГСР и исследования керна подтверждают цикличность отложений на обоих поднятиях, а также различия в положении наиболее проницаемых частей разрезов. В связи с увеличением толщины на поднятии II появляется расширенная приподошвенная часть разреза (за счет серпуховских отложений), представленная более проницаемыми породами в виде органогенно-детритовых известняков.

3. В верейско-башкирских продуктивных отложениях наилучшими добычными возможностями характеризуются скважины, находящиеся в сводовой части залежи. Структурный фактор соблюдается и подтверждается накопленной добычей по скважинам. Скважины с высоким обводнением расположены в приконтурной зоне (или рядом с ВНК) и непосредственной близости к компенсированному в верейско-башкирское время Прикамскому разлому.

4. Латеральное распределение пластовых проб позволило определить степень охарактеризованности месторождения по наличию проб и выделить зональные закономерности физико-химических параметров. Распределение значений параметров по разрезу в так называемые зоны (облака) характеризуется гипсометрическим фактором и близостью к ВНК.

5. Геологический мониторинг совместно с 3D-моделированием являются необходимыми инструментами для дальнейшего рационального планирования эксплуатационного бурения и доразведки месторождений.

Библиографический список

1. Геологическая история, строение и нефтеносность Камско-Кинельских прогибов на территории Татарии и методика нефтепоисковых работ в них / Н.Г. Абдуллин [и др.] // Геология и нефтеносность Камско-Кинельских прогибов: тр. совещ., г. Казань, сент. 1969 г. – 1970. - С. 25–49.
2. Тектоника / Н.Г. Абдуллин [и др.] // Геологическое строение и нефтеносность Восточной Татарии. - 1974. - С. 48–90.
3. Аминов, Л.З. Некоторые особенности тектонического развития центральной части Южного купола Татарского свода и их влияние на условия залегания нефти / Л.З. Аминов, Н.Г. Абдуллин, В.С. Суетенков // Вопросы геологии, разработки нефтяных месторождений, гидродинамики и физики пласта : тр. / ТатНИИ. - Л.: Недра, 1967. - Вып. 10. - С. 25–32.
4. Тектоническое строение Северного купола Татарского свода / С.Г. Бабюк [и др.] // Геология и разработка нефтяных месторождений, физика и гидродинамика пласта: тр. / ТатНИПИнефть. - 1972. - Вып. 16. - С. 42–56.
5. Бабюк, С.Г. Условия формирования тектонических нефтеносных структур Южного купола Татарского свода: дис... канд. геолого-минералог. наук: в 2 т. / С.Г. Бабюк; КГУ им. В.И. Ульянова-Ленина; науч. рук. д-р геол.-мин. наук, проф. В.И. Троепольский. - Защищена в КГУ им. В.И. Ульянова-Ленина. - Бугульма, 1967. - 305 с.
6. Белоусов, В.В. Геотектоника / В.В. Белоусов. – М.: изд-во МГУ, 1976. – 334 с.
7. Войтович, Е.Д. Тектоника Татарстана / Е.Д. Войтович, Н.С. Гатиятуллин. – 2-е изд., доп. - Казань: Изд-во Казан. ун-та, 2003. - 131 с.
8. Гатиятуллин, Н.С. Формирование фундамента Южно-Татарского свода и их роль при оценке нефтеносности осадочного чехла / Н.С. Гатиятуллин // Геология, геофизик и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2004. - № 11. – С. 29–36.
9. Основные черты тектоники Волго-Уральской нефтегазоносной области / Н.К. Грязнов [и др.]; под ред. Д.С. Халтурина. - М.: Недра, 1967. - 303 с. + 5 карт. - (Тр. / ВНИГНИ; вып. 58).
10. Ларочкина, И.А. Тектоника кристаллического фундамента на территории Татарстана / И.А. Ларочкина, Н.С. Гатиятуллин, В.В. Ананьев // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 1994. – № 1. – С. 1518.
11. Левитон, М.Е. Тектоническое строение северной части Волго-Уральской области по геолого-геофизическим данным в связи с размещением зон нефтегазонакопления : автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук: 04.136 / М.Е. Левитон; Центральный геофизический трест; науч. рук. канд. геол.-минерал. наук, доц. В.А. Клубов. - Защищена во ВНИГНИ. - М., 1970. - 28 с.
12. Муслимов, Р.Х. Кристаллический фундамент Татарстана и проблемы его нефтегазоносности / Р.Х. Муслимов, Н.Е. Галдин, С.М. Гвоздь. – Казань: Дента, 1996. – 487 с.
13. Степанов, В.П. Тектоническое строение юго-востока Татарстана по данным бурения, аэромагнитосейсморазведки и космического дешифрирования / В.П. Степанов // Основные итоги геологоразведочных работ на территории Татарии в XII пятилетке, направления и пути повышения эффективности ГРР на 1991–1995 гг. : тез. науч.-техн. конф. – 1991. - С. 33–34.
14. Геологическая история, строение и нефтеносность Камско-Кинельских прогибов на территории Татарии и методика нефтепоисковых работ в них / В.И. Троепольский [и др.] // Геология и нефтеносность Камско-Кинельских прогибов: тр. совещ., г. Казань, сент. 1969 г. – 1970. - С. 25–49.
15. Хачатрян, Р.О. Тектоническое развитие и нефтегазоносность Волжско-Камской антеклизы / Р.О. Хачатрян; АН СССР, ИГиРГИ. – М.: Наука, 1979. – 171 с.
16. Тектоническое и нефтегеологическое районирование территории Татарстана / Р.С. Хисамов, Е.Д. Войтович, В.Б. Либерман, Н.С. Гатиятуллин, С.Е. Войтович; под ред. Р.С. Хисамова. - Казань: Фэн; Академия наук РТ, 2006. - 328 с.
17. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа Волго-Уральской области / Н.Г. Абдуллин, Л.З. Аминов [и др.]. – М.: Недра, 1979. – Т. 3. – 168 с.

18. Абдуллин, Н.Г. Перспективы поисков нефти в карбонатных отложениях Татарского свода / Н.Г. Абдуллин, Э.З. Бадамшин, Р.Х. Муслимов. - Казань, 1982: Изд-во Казан. ун-та. - 135 с
19. Перспективы нефтеносности палеозойских отложений Татарской АССР / И.М. Акишев [и др.] // Вопросы геологии, разработки нефтяных месторождений, гидродинамики и физика пласта: тр. / ТатНИИ. - 1970. - Вып. 14. - С. 38–52.
20. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа Волго-Уральской области / А.А. Аксенов, С.Н. Мельников, Р.С. Шайхутдинов, Н.Г. Абдуллин, И.А. Ларочкина, Н.Э. Шакиров // Обзорная информация: Тр. ВНИИОНГ. – М., 1981. – Вып. 12. – 39 с.
21. Алеев, А.Е. Основные черты истории формирования татарского свода в связи с вопросами нефтеносности Татарии: дис... канд. геол.-мин. наук / А.Е. Алеев; КГУ им. В.И. Ульянова-Ленина; науч. рук. д-ра геол.-мин. наук, проф. В.И. Троепольский; канд. геол.-мин. наук, доц. Э.З. Бадамшин. - Защищена в КГУ им. В.И. Ульянова-Ленина. - Казань, 1974. - 192 с.
22. Каменноугольные отложения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции / М.М. Алиев [и др.]; АН СССР, ИГиРГИ. – М.: Недра, 1975. – 263 с.
23. Бадамшин, Э.З. Закономерности формирования и критерии поисков зон нефтегазонакопления / Э.З. Бадамшин, Р.Х. Муслимов, Н.Г. Абдуллин // Критерии поисков зон нефтегазонакопления. - 1979. - С. 176–179.
24. Бадамшин, Э.З. Критерии оценки перспектив нефтеносности карбонатных отложений (на примере центральной части Камско-Кинельской системы прогибов) / Э.З. Бадамшин. - Казань, 1978: КГУ. - 168 с.
25. Вассоевич, Н.Б. Нефтегазоносность осадочных бассейнов. Избранные труды / Н.Б. Вассоевич. – М.: Наука, 1988. – 260 с.
26. Типы нефтеносных локальных поднятий Татарии / Е.Д. Войтович, Г.Ф. Буссел [и др.] // Геология нефти и газа. – 1968. – № 3. – С. 45–49.
27. Гатиятуллин Н.С. Геолого-тектонические условия нефтегазоносности восточной части Волго-Уральской антеклизы: территория Республики Татарстан: дис... д-ра геол.-мин. наук / Н.С. Гатиятуллин; Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт ; Защищена в ВНИГРИ. – СПб., 2011 - 275 с.
28. Кавеев, И.Х. Особенности тектоники, типы локальных поднятий и перспективы нефтеносности Западной Татарии : автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук: 04.136 / И.Х. Кавеев; Геологический ин-т; науч. рук. д-р геол.-мин. наук, проф. В.А. Лобов; канд. геол.-минерал. наук Р.О. Хачатрян. - Защита в ИГиРГИ. - М., 1972. - 19 с.
29. Клубов, В.А. Структурные соотношения платформенного типа и их роль в размещении залежей нефти и газа (на примере юго-восточных районов Волго-Уральской нефтегазоносной области): автореф. дис. ... д-ра геол.-мин. наук: 04.136 / В.А. Клубов; ВНИГНИ. - Защищена ВНИГНИ. - М., 2001. - 54 с.
30. Косыгин, Ю.А. Основы тектоники нефтеносных областей / Ю.А. Косыгин; под ред. А.А. Бакирова. - М.; Л.: Гостоптехиздат, 1952. - 510 с.
31. Ларочкина, И.А. Геологические основы поисков и разведки нефтегазовых месторождений на территории Республики Татарстан / И.А. Ларочкина. – Казань: Издательство ООО «ПФ «Гарт», 2008. – 210 с.
32. Лозин Е. Глубинное строение и нефтегазоносность Волго-Уральской области и смежных территорий / Е. Лозин // Литосфера. – 2002. – № (3). – С. 45–68.
33. Геология нефтяных и газовых месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции / С.П. Максимов [и др.]; под ред. С.П. Максимова. - М.: Недра, 1970. - 807 с.
34. Тектоника и зоны нефтегазонакопления Камско-Кинельской системы прогибов / М.Ф. Мирчинк, Р.О. Хачатрян, В.И. Громека [и др.]; АН СССР, ИГиРГИ. – М.: Наука, 1965. - 214 с.
35. Мкртчян, О.М. Закономерности размещения структурных форм на востоке Русской плиты / О.М. Мкртчян. – М.: Наука, 1980. – 133 с.
36. Розанов, Л.Н. Динамика формирования тектонических структур платформенных областей / Л.Н. Розанов. – Л.: Недра, Ленингр. отд-ние, 1981. - 140 с.
37. Розанов, Л.Н. Физико-механические условия образования тектонических структур платформенного типа / Л.Н. Розанов. - Л.: Недра, Ленингр. отд-ние, 1965. - 84 с.
38. Геологические предпосылки дальнейших поисков нефти в Нижнекамском прогибе / И.Ф. Валеева, Г.А. Анисимов, Л.З. Анисимова, С.П. Новикова // Георесурсы. – 2016. – Т. 18, № 3, ч. 2. – С. 198–206. DOI: 10.18599/grs. 18.3.9
39. Геология Татарстана. Стратиграфия и тектоника: [монография / Г.П. Бутаков [и др.]; гл. ред. Б.В. Буров; отв. ред-ры: Н.К. Есаулова и В.С. Губарева; М-во экологии и природных ресурсов Респ. Татарстан, Казанский гос. ун-т; Казанский гос. ун-т. – М.: ГЕОС, 2003. – 401 с.
40. Наливкин, Д.В. Геология СССР / Д.В. Наливкин; отв. ред. Н.В. Муратов.- М.; Л.: Изд-во АН СССР, 1962. - 813 с.
41. Особенности фациальной изменчивости нефтеносных карбонатных коллекторов среднего карбона (на примере башкирского яруса юго-востока Татарстана) / А.Н. Кольчугин, Дж. Делла Порта, В.П. Морозов, Э.А. Королев, Н.В. Темная, Б.И. Гареев //. Георесурсы. – 2020. – № 22(2). – С. 29–36. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2020.2.29-36
42. Морозов, В.П. Атлас пород основных нефтеносных горизонтов палеозоя Республики Татарстан: Карбонатные породы визейского, серпуховского и башкирского ярусов нижнего и среднего карбона / В.П. Морозов, Э.А. Королев, А.Н. Кольчугин. - Казань: ПФ Гарт, 2008. - 181 с.
43. Diagenesis of the palaeo-oil-water transition zone in a Lower Pennsylvanian carbonate reservoir: Constraints from cathodoluminescence microscopy, microthermometry, and isotope geochemistry / A.N. Kolchugin, A. Immenhauser, B.F. Walter, V.P. Morozov // Marine and Petroleum Geology. – 2016. – Vol. 72. – P. 45–61. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2016.01.014
44. Scotese, C.R. Atlas of Earth History / Christopher R. Scotese PALEOMAP / Project Department of Geology. – University of Texas at Arlington, 2001.
45. Состояние стратиграфической базы центра и юго-востока Восточно-Европейской платформы: материалы совещания (Москва, ВНИГНИ, 23 –25 ноября 2015 г.). – М.: ФГБУ «ВНИГНИ», 2016 – 188 с.
46. Dunham, R.J. Classification of carbonate rocks according to depositional texture. Classification of carbonate rocks: Simp. Amer. Assoc. Petrol. Geol. Mem. / R.J. Dunham; ed. W.E. Ham. – 1962. – Vol. 1. – P. 108–121.

References

1. Abdullin N.G. et al. Geologicheskaia istoriia, stroenie i neftenosnost' Kamsko-Kinel'skikh progibov na territorii Tatarii i metodika neftepoiskovykh rabot v nikh [Geological history, structure and oil-bearing capacity of the Kama-Kinel troughs in the territory of Tatarstan and the methods of oil exploration in them]. *Geologiia i neftenosnost' Kamsko-Kinel'skikh progibov. Trudy soveshchaniia*, Kazan', September 1969, 1970, pp. 25-49.
2. Abdullin N.G. et al. Tektonika [Tectonics]. *Geologicheskoe stroenie i neftenosnost' Vostochnoi Tatarii*, 1974, pp. 48-90.
3. Aminov L.Z., Abdullin N.G., Suetenkov V.S. Nekotorye osobennosti tektonicheskogo razvitiia tsentral'noi chasti Iuzhnogo kupola Tatarskogo svoda i ikh vliianie na usloviia zaleganiia nefti [Some features of the tectonic development of the central part of the Southern dome of the Tatar arch and their influence on the conditions of oil occurrence]. *Voprosy geologii, razrabotki neftianykh mestorozhdenii, gidrodinamiki i fiziki plasta. Trudy TatNII*. Leningrad: Nedra, 1967, iss. 10, pp. 25-32.
4. Babiuk S.G. et al. Tektonicheskoe stroenie Severnogo kupola Tatarskogo svoda [Tectonic structure of the Northern Dome of the Tatar Arch]. *Geologiia i razrabotka neftianykh mestorozhdenii, fizika i gidrodinamika plasta. Trudy TatNIPIneft'*, 1972, iss. 16, pp. 42-56.
5. Babiuk S.G. Usloviia formirovaniia tektonicheskikh neftenosnykh struktur Iuzhnogo kupola Tatarskogo svoda [Conditions of formation of tectonic oil-bearing structures of the Southern Dome of the Tatar Arch]. Ph D. thesis. Bugul'ma, 1967, 305 p.
6. Belousov V.V. Geotektonika [Geotectonics]. Moscow: Moskovskii gosudarstvennyi universitet, 1976, 334 p.
7. Voitovich E.D., Gatiiatullin N.S. Tektonika Tatarstana [Tectonics of Tatarstan]. 2nd ed. Kazan': Kazanskii universitet, 2003, 131 p.
8. Gatiiatullin N.S. Formirovanie fundamenta Iuzhno-Tatarskogo svoda i ikh rol' pri otsenke neftenosnosti osadochnogo chekhla [Formation of the basement of the South Tatar arch and its role in assessing the oil potential of the sedimentary cover]. *Geologiia, geofizik i razrabotka neftianykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2004, no. 11, pp. 29-36.
9. Griaznov N.K. et al. Osnovnye cherty tektoniki Volgo-Ural'skoi neftegazonosnoi oblasti [The main features of the tectonics of the Volga-Ural oil and gas region]. Ed. D.S. Khalturin. Moscow: Nedra, 1967, 303 p. (Trudy VNIGNI; iss. 58).
10. Larochkina I.A., Gatiiatullin N.S., Anan'ev V.V. Tektonika kristallicheskogo fundamenta na territorii Tatarstana [Tectonics of the crystalline basement in Tatarstan]. *Geologiia, geofizika i razrabotka neftianykh mestorozhdenii*, 1994, no 1, 1518 c.
11. Leviton M.E. Tektonicheskoe stroenie severnoi chasti Volgo-Ural'skoi oblasti po geologo-geofizicheskim dannym v sviazi s razmeshcheniem zon neftegazonakopleniia [Tectonic structure of the northern part of the Volga-Ural region based on geological and geophysical data in connection with the location of oil and gas accumulation zones]. Abstract of Ph. D. thesis. Moscow, 1970, 28 p.
12. Muslimov R.Kh., Galdin N.E., Gvozd' S.M. Kristallicheskii fundament Tatarstana i problemy ego neftegazonosnosti [The crystalline basement of Tatarstan and the problems of its oil and gas potential]. Kazan': Denta, 1996, 487 p.
13. Stepanov V.P. Tektonicheskoe stroenie iugo-vostoka Tatarstana po dannym bureniia, aeromagnitoseismorazvedki i kosmicheskogo deshifrirovaniia [Tectonic structure of the southeast of Tatarstan based on drilling data, aeromagnetic seismic exploration and space interpretation]. *Osnovnye itogi geologorazvedochnykh rabot na territorii Tatarii v KhII piatiletke, napravleniia i puti povysheniia effektivnosti GRR na 1991-1995. Tezisy nauchno-tekhnicheskoi konferentsii*, 1991, pp. 33-34.
14. Troepol'skii V.I. et al. Geologicheskaia istoriia, stroenie i neftenosnost' Kamsko-Kinel'skikh progibov na territorii Tatarii i metodika neftepoiskovykh rabot v nikh [Geological history, structure and oil-bearing capacity of the Kama-Kinel troughs in the territory of Tatarstan and the methods of oil exploration in them]. *Geologiia i neftenosnost' Kamsko-Kinel'skikh progibov: trudy soveshchaniia*, Kazan', September 1969, 1970, pp. 25-49.
15. Khachatrian R.O. Tektonicheskoe razvitie i neftegazonosnost' Volzhsko-Kamskoi anteklizy [Tectonic development and oil and gas potential of the Volga-Kama anteclise]. Moscow: Nauka, 1979, 171 p.
16. Khisamov R.S., Voitovich E.D., Liberman V.B., Gatiiatullin N.S., Voitovich S.E. Tektonicheskoe i neftegeologicheskoe raionirovanie territorii Tatarstana [Tectonic and oil-geological zoning of the territory of Tatarstan]. Ed. R.S. Khisamov. Kazan': Fen; Akademiia nauk RT, 2006, 328 p.
17. Abdullin N.G., Aminov L.Z. et al. Zakonomernosti razmeshcheniia i usloviia formirovaniia zalezhei nefti i gaza Volgo-Ural'skoi oblasti [Patterns of placement and conditions of formation of oil and gas deposits in the Volga-Ural region]. Moscow: Nedra, 1979, vol. 3, 168 p.
18. Abdullin N.G., Badamshin E.Z., Muslimov R.Kh. Perspektivy poiskov nefti v karbonatnykh otlozheniiakh Tatarskogo svoda [Prospects for oil exploration in carbonate deposits of the Tatar arch]. Kazan', Kazanskii universitet, 1982, 135 p.
19. Akishev I.M. et al. Perspektivy neftenosnosti paleozoiskikh otlozhenii Tatarskoi ASSR [Prospects for oil production in Paleozoic deposits of the Tatar ASSR]. *Voprosy geologii, razrabotki neftianykh mestorozhdenii, gidrodinamiki i fizika plasta. Trudy TatNII*, 1970, iss. 14, pp. 38-52.
20. Aksenov A.A., Mel'nikov S.N., Shaikhutdinov R.S., Abdullin N.G., Larochkina I.A., Shakirov N.E. Zakonomernosti razmeshcheniia i usloviia formirovaniia zalezhei nefti i gaza Volgo-Ural'skoi oblasti [Patterns of placement and conditions of formation of oil and gas deposits in the Volga-Ural region]. *Obzornaia informatsiia. Trudy VNIIONG*. Moscow, 1981, iss. 12, 39 p.

21. Aleev A.E. Osnovnye cherty istorii formirovaniia tatarskogo svoda v sviazi s voprosami neftenosnosti Tatarii [The main features of the history of the formation of the Tatar code in connection with the issues of oil potential of Tatarstan]. Ph D. thesis. Kazan': Kazanskii gosudarstvennyi universitet imeni V.I. Ul'ianova-Lenina, 1974, 192 p.
22. Aliev M.M. et al. Kamennougol'nye otlozheniia Volgo-Ural'skoi neftegazonosnoi provintsii [Carboniferous deposits of the Volga-Ural oil and gas province]. Moscow: Nedra, 1975, 263 p.
23. Badamshin E.Z., Muslimov R.Kh., Abdullin N.G. Zakonomernosti formirovaniia i kriterii poiskov zon neftegazonakopleniia [Patterns of formation and criteria for searching for oil and gas accumulation zones]. *Kriterii poiskov zon neftegazonakopleniia*, 1979, pp. 176-179.
24. Badamshin E.Z. Kriterii otsenki perspektiv neftenosnosti karbonatnykh otlozhenii (na primere tsentral'noi chasti Kamsko-Kinel'skoi sistemy progibov) [Criteria for assessing the oil-bearing potential of carbonate deposits (using the central part of the Kama-Kinel trough system as an example)]. Kazan': Kazanskii gosudarstvennyi universitet, 1978, 168 p.
25. Vassoevich N.B. Neftegazonosnost' osadochnykh basseinov [Oil and gas potential of sedimentary basins]. *Izbrannye trudy*. Moscow: Nauka, 1988, 260 p.
26. Voitovich E.D., Bussel G.F. et al. Tipy neftenosnykh lokal'nykh podniatii Tatarii [Types of oil-bearing local uplifts in Tatarstan]. *Geologiia nefti i gaza*, 1968, no. 3, pp. 45-49.
27. Gatiiatullin N.S. Geologo-tektonicheskie usloviia neftegazonosnosti vostochnoi chasti Volgo-Ural'skoi anteklizy: territoriia Respubliki Tatarstan [Geological and tectonic conditions of oil and gas potential of the eastern part of the Volga-Ural anteclise: the territory of the Republic of Tatarstan]. Doctor's degree dissertation. Saint Petersburg, 2011, 275 p.
28. Kaveev I.Kh. Osobennosti tektoniki, tipy lokal'nykh podniatii i perspektivy neftenosnosti Zapadnoi Tatarii [Features of tectonics, types of local uplifts and oil potential of Western Tatarstan]. Abstract of Ph. D. thesis. Moscow, 1972, 19 p.
29. Klubov V.A. Strukturnye sootnosheniia platformennogo tipa i ikh rol' v razmeshchenii zalezhei nefti i gaza (na primere iugo-vostochnykh raionov Volgo-Ural'skoi neftegazonosnoi oblasti) [Structural relationships of the platform type and their role in the location of oil and gas deposits (using the southeastern regions of the Volga-Ural oil and gas region as an example)]. Abstract of Doctor's degree dissertation. Moscow, 2001, 54 p.
30. Kosygin Iu.A. Osnovy tektoniki neftenosnykh oblastei [Fundamentals of tectonics of oil-bearing regions]. Ed. A.A. Bakirov. Moscow, Leningrad: Gostoptekhizdat, 1952, 510 p.
31. Larochkina I.A. Geologicheskie osnovy poiskov i razvedki neftegazovykh mestorozhdenii na territorii Respubliki Tatarstan [Geological foundations of prospecting and exploration of oil and gas fields in the Republic of Tatarstan]. Kazan': PF "Gart", 2008, 210 p.
32. Lozin E. Glubinnoe stroenie i neftegazonosnost' Volgo-Ural'skoi oblasti i smezhnykh territorii [Deep structure and oil and gas potential of the Volga-Ural region and adjacent territories]. *Litosfera*, 2002, no. 3, pp. 45-68.
33. Maksimov S.P. et al. Geologiia neftianykh i gazovykh mestorozhdenii Volgo-Ural'skoi neftegazonosnoi provintsii [Geology of oil and gas fields of the Volga-Ural oil and gas province]. Ed. S.P. Maksimov. Moscow: Nedra, 1970, 807 p.
34. Mirchink M.F., Khachatrian R.O., Gromeka V.I. et al. Tektonika i zony neftegazonakopleniia Kamsko-Kinel'skoi sistemy progibov [Tectonics and oil and gas accumulation zones of the Kama-Kinel trough system]. Moscow: Nauka, 1965, 214 p.
35. Mkrtchian O.M. Zakonomernosti razmeshcheniia strukturnykh form na vostoke Russkoi plity [Patterns of distribution of structural forms in the east of the Russian Plate]. Moscow: Nauka, 1980, 133 p.
36. Rozanov L.N. Dinamika formirovaniia tektonicheskikh struktur platformennykh oblastei [Dynamics of formation of tectonic structures of platform regions]. Leningrad: Nedra, Leningradskoe otdelenie, 1981, 140 p.
37. Rozanov L.N. Fiziko-mekhanicheskie usloviia obrazovaniia tektonicheskikh struktur platformennogo tipa [Physical and mechanical conditions for the formation of tectonic structures of the platform type]. Leningrad: Nedra, Leningradskoe otdelenie, 1965, 84 p.
38. Valeeva I.F., Anisimov G.A., Anisimova L.Z., Novikova S.P. Geologicheskie predposylki dal'neishikh poiskov nefti v Nizhnekamskom progibe [Geological Background of the Further Exploration of Oil in the Nizhnekamsk Deflection]. *Georesursy*, 2016, vol. 18, no. 3, ч. 2, pp. 198-206. DOI: 10.18599/grs.18.3.9
39. Butakov G.P. et al. Geologiia Tatarstana. Stratigrafiia i tektonika [Geology of Tatarstan. Stratigraphy and tectonics]. Eds. B.V. Burov, N.K. Esaulova i V.S. Gubareva. Moscow: GEOS, 2003, 401 p.
40. Nalivkin D.V. Geologiia Soiuza Sovetskikh Sotsialisticheskikh Respublik [Geology of the USSR]. Ed. N.V. Muratov. Moscow, Leningrad: Akademiia nauk Soiuza Sovetskikh Sotsialisticheskikh Respublik, 1962, 813 p.
41. Kol'chugin A.N., Porta Dzh. Della, V.P. Morozov, E.A. Korolev, Temnaia N.V., Gareev B.I. Osobennosti fatsial'noi izmenchivosti neftenosnykh karbonatnykh kollektorov srednego karbona (na primere bashkirskogo iarusa iugo-vostoka Tatarstana) [Facies variability of pennsylvanian oil-saturated carbonate rocks (constraints from Bashkirian reservoirs of the south-east Tatarstan)]. *Georesursy*, 2020, no. 22 (2), pp. 29-36. DOI: 10.18599/grs.2020.2.29-36
42. Morozov V.P., Korolev E.A., Kol'chugin A.N. Atlas porod osnovnykh neftenosnykh gorizontov paleozoia Respubliki Tatarstan: Karbonatnye porody vizeiskogo, serpukhovskogo i bashkirskogo iarusov nizhnego i srednego karbona [Atlas of rocks of the main oil-bearing horizons of the Paleozoic of the Republic of Tatarstan: Carbonate rocks of the Visean, Serpukhovian and Bashkirian stages of the Lower and Middle Carboniferous]. Kazan': PF "Gart", 2008, 181 p.
43. Kolchugin A.N., Immenhauser A., Walter B.F., Morozov V.P. Diagenesis of the palaeo-oil-water transition zone in a Lower Pennsylvanian carbonate reservoir: Constraints from cathodoluminescence microscopy, microthermometry, and isotope geochemistry. *Marine and Petroleum Geology*, 2016, vol. 72, pp. 45-61. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2016.01.014
44. Scotese C.R. Atlas of Earth History. PALEOMAP Project Department of Geology. University of Texas at Arlington, 2001.
45. Sostoianie stratigraficheskoi bazy tsentra i iugo-vostoka Vostochno-Evropeiskoi platformy [The state of the stratigraphic base of the center and southeast of the East European Platform]. *Materialy soveshchaniia, Moskva, 23-25 November 2015*. Moscow: VNIGNI, 2016, 188 p.
46. Dunham R.J. Classification of carbonate rocks according to depositional texture. Classification of carbonate rocks: Simp. Amer. Assoc. Petrol. Geol. Mem. Ed. W.E. Ham, 1962, vol. 1, pp. 108-121.

Финансирование. Исследование не имело спонсорской поддержки.
Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.
Вклад авторов равноценен.