

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2025.2.1-20>

EDN ZQVKLI

УДК 551.7.022+622.276.1/4 «712.8»

О необходимости исследования фациальной изменчивости коллекторов на поздней стадии разработки месторождений

Дехтярев В.А.

Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина,

Альметьевск, Россия

On necessity of studying facies variability in mature oil fields

V.A. Dekhtyarev

TatNIPIneft Institute of PJSC Tatneft, Almetyevsk, Russia

E-mail: DekhtyarevVA@tatneft.ru

Аннотация. Фациальная изменчивость коллекторов является ключевым геологическим фактором, определяющим неоднородность фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) продуктивных пластов, что напрямую влияет на эффективность разработки нефтегазовых месторождений. В данной статье рассматривается комплексное воздействие фациальной изменчивости на геологическое строение месторождения, проектирование и реализацию системы разработки, в том числе добычные возможности коллекторов и вариации коэффициента охвата и вытеснения. Ключевой акцент в данной статье сделан на подготовке и проработке геологической концепции с учётом исторических процессов накопления и взаиморасположения осадков (их влиянии на анизотропию проницаемости фаций) как надёжной основе для дальнейшей работы с данными по разработке объекта месторождения, которая включает седиментологический анализ, петрофизическую основу, а также работу с керновыми данными и данными геофизических исследований скважин. Особое внимание уделено методам прогнозирования фаций, их взаимовлиянию и распространению на основе интегрированного анализа керновых данных и цифровых инструментов применительно для участка месторождения, находящегося на поздней стадии разработки, которые позволяют повысить точность геологического моделирования и провести анализ влияния фациальной изменчивости на эффективность выработки запасов. Аналитические подходы, описанные в статье, базируются, в первую очередь, на корректности концептуального понимания геологического строения месторождения и его влиянии на объёмы добычи нефти на тех или иных участках в пределах

разных фациальных зон. Проведен первичный анализ добычных способностей коллекторов разных фациальных зон, а также выдвинуты предположения об их неоднородностях в части движения флюидов в пласте по выделенным телам.

Ключевые слова: литолого-фациальная изменчивость, геологическая модель, исследования кернa, разработка месторождений, сетка скважин, латеральная неоднородность, размещение скважин

Для цитирования: Дехтярев В.А. О необходимости исследования фациальной изменчивости коллекторов на поздней стадии разработки месторождений // Нефтяная провинция.-2025.-№2(42).-С. 1-20. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2025.2.1-20>. - EDN ZQVKLI

Abstract. Facies variability is a key geological factor characterizing reservoir porosity and permeability heterogeneity, directly affecting the efficiency of oil and gas field development. This paper examines an integrated effect of facies variability on the geological structure of deposits, design and implementation of field development systems, including reservoir production potential and variations in sweep efficiency and displacement efficiency. The author emphasizes the importance of developing and refining a geological concept with regard to historical sedimentation processes and the spatial distribution of deposits (their impact on facies permeability anisotropy) as a reliable basis for field production data analysis. This includes sedimentological analysis, petrophysical modeling, as well as core data and well-logging data analyses.

Special attention is given to methods of facies prediction, their interaction and distribution based on the integrated core data analysis and digital tools as applied to an area in a mature field. These methods improve accuracy of geological modeling and analyze the effect of facies variability on hydrocarbon recovery efficiency. The analytical methods described in this paper rely primarily on the validity of conceptual understanding of subsurface geology and its effect on crude oil production within various facies zones.

Preliminary analysis of reservoir potential productivity within various facies zones has been performed, as well as assumptions on their heterogeneity in terms of fluid flowing within the identified geological bodies have been made. The study underscores the need to integrate sedimentological, petrophysical, and dynamic data to optimize development strategies for structurally complex reservoirs.

Key words: lithofacies variability, geological model, core analysis, field development, well grid, lateral heterogeneity, well placement

For citation: V.A. Dekhtyarev O neobkhodimosti issledovaniya fatsial'noy izmenchivosti kollektorov na pozdney stadii razrabotki mestorozhdeniy [On necessity of studying facies variability in mature oil fields]. Neftyanaya Provintsiya, No. 2(42), 2025. pp. 1-20. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2025.2.1-20>. EDN ZQVKLI (in Russian)

Введение

При разработке нефтегазовых месторождений специалисты сталкиваются со множеством вызовов, наиболее значимым из которых является неоднородность продуктивных пластов. Фациальная изменчивость коллекторов, обусловленная разнообразием условий осадконакопления, играет ключевую роль в формировании фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород. Эта изменчивость проявляется в виде латеральных и вертикальных вариаций литологического состава, пористости, проницаемости и других параметров, что существенно осложняет процесс проектирования и эксплуатации месторождений. Тем не менее большинство специалистов и проектировщиков прилагают усилия для изучения фациальной изменчивости коллекторов исключительно на начальных этапах разработки месторождений. Это связано с необходимостью минимизации ошибок при бурении первых скважин на участке, что обусловлено стремлением к обеспечению экономической эффективности проекта.

В то же время ряд исследователей полагают, что проведение фациального анализа и его интеграция в процесс проектирования должны осуществляться на всех этапах разработки месторождений. Данная позиция аргументируется тем, что фациальная составляющая оказывает более существенное влияние на добычные характеристики коллекторов по сравнению с другими факторами. Кроме того, разделение пород на литотипы (песчаники, алевролиты и их разновидности) приводит к возникновению погрешностей в интерпретации генезиса осадочных отложений, особенно в случаях, когда песчаники, относящиеся к различным фациям, рассматриваются в едином контексте.

Научно-практическая значимость исследования обусловлена тем, что пренебрежение фациальной неоднородностью коллекторов способно спровоцировать существенный экономический ущерб и снижение эффективно-

сти извлечения углеводородного сырья на любом этапе эксплуатации месторождения. В частности, субоптимальное расположение скважинного фонда в условиях сложного фациального расчленения продуктивного пласта может индуцировать преждевременное обводнение добывающих скважин, снижение коэффициента охвата пласта воздействием и, как следствие, снижение коэффициента извлечения нефти (КИН). В контексте высокой степени обводненности продуктивных горизонтов на завершающей стадии разработки месторождений комплексный анализ и оперативный учет фациальной изменчивости приобретают ключевое значение для оптимизации системы разработки и минимизации рисков.

Цель данной статьи заключается в систематизации знаний о влиянии фациальной изменчивости на процесс разработки месторождений и обобщении современных подходов к минимизации её негативного воздействия. В работе рассматриваются как теоретические аспекты, связанные с классификацией фаций и их влиянием на ФЕС, так и практические методы, включая геологическое и гидродинамическое моделирование как одни из цифровых инструментов для прогнозирования фациальных зон одного из месторождений Республики Татарстан.

Теоретические аспекты работы

Вопросы фациальной неоднородности коллекторов, идентификации обстановок осадконакопления и ранжирования слагающих фаций резервуаров в контексте литолого-фациального изучения осадочных толщ на протяжении нескольких десятилетий рассматривались в огромном количестве работ разных авторов, таких как В.Г. Кузнецов, Б.К. Прошляков, В.П. Алексеев, Е.Ю. Барабошкин, А.В. Ежова, В.Н. Комаров, В.М. Цейслер, В.П. Меркулов, О.С. Чернова, М.Р. Лидер, В.С. Муромцев, Г.Ф. Крашенников, П.Е. Поттер, Ю.В. Шелтон, Л.С. Чернова, Ю.А. Жемчужников.

Стоит отметить, что в большинстве трудов фациальный анализ неод-

нородности тел описывается исключительно с точки зрения седиментологии и геологии, а также формулируются краткие выводы о добычных потенциальных возможностях каждой из фаций [1]. Также большинство авторов сходятся во мнении, что фациальный анализ в первую очередь необходим на начальном этапе разведки и разработки месторождения, когда не накоплен огромный фактический материал по исследованиям и подходам к разработке месторождений [2]. В конечном счете, начиная с этапа активной разработки месторождения, геологи и разработчики отдадут предпочтение разделению пластов-коллекторов исключительно по литологии, внося огромную погрешность в проекты разработки, предполагая, что детализируют строение пласта и вносят дополнительные важные аспекты, тогда как на самом деле происходит одновременное упрощение строения пласта, его корреляции, связности.

Данные ошибки достаточно хорошо описаны в пособии В.Б. Белозерова по фациальному анализу, обстановкам осадконакопления и петрофизическим моделям. Наглядные примеры того, что песчаник одной фации может иметь разительно отличающиеся фильтрационные возможности, чем песчаник, сформированный в другой фациальной обстановке, находят отражение в графиках работы добывающих скважин, а также в системе отклика «нагнетательная – добывающая скважина», хотя петрофизические связи, например $K_p(K_{pr})$, по отдельным образцам незначительно отличаются и находятся в общем облаке точек до этапа разделения пород на фации [3].

В последние годы относительно небольшая часть авторов выступает за проведение фациального анализа на любой из стадий разработки месторождения, связывая данную необходимость с достаточно серьезной аналитической базой методик разработки каждой из выделенных фаций [4, 5].

Многие исследователи подтверждают необходимость данной работы, анализируя неудовлетворительные сходимости проектных показателей раз-

работки по скважинам с фактическими. Трёхмерная геолого-гидродинамическая модель (ГГДМ) в данной ситуации не может служить истиной в последней инстанции вследствие частого приближенного принятия параметров (так называемых допущений), а также вследствие введения большого количества математических корректировок для лучшей адаптации ГГДМ на историю разработки [6].

Многие зарубежные авторы также считают, что картирование фациальных обстановок позволяет предположить наличие своеобразных «экранов» или низкопроницаемых прослоев между различными фациями, что в дальнейшем позволит прогнозировать фильтрационные потоки между отдельными скважинами, их связь в системе «нагнетательная – добывающая скважина» и, как следствие, корректировку системы разработки с учётом данного анализа, минимизацию затрат на трассерные исследования и гидропрослушивания. Количественный же расчёт показателей разработки можно также прогнозировать с помощью трёхмерных гидродинамических моделей, в которые будут заложены параметры, связанные с относительной погрешностью лабораторных исследований с учётом новых полученных данных в тандеме «фациальный анализ – показатели разработки» [7, 8].

Фациальная изменчивость обусловлена рядом факторов, которые определяют пространственное распределение и свойства пород: литологический состав, текстура и структура пород, латеральная изменчивость, вертикальная изменчивость, слоистость и т.д.

Игнорирование фациальной изменчивости при проектировании и эксплуатации нефтегазовых месторождений может привести к серьёзным техническим и экономическим последствиям. Неоднородность коллекторов, обусловленная различиями в условиях осадконакопления, создаёт множество вызовов, которые могут существенно снизить эффективность разработки. Основными проблемами, возникающими при недоучёте фациальной изменчивости, являются преждевременное обводнение скважин, низкая

охватная эффективность, сложности в прогнозировании поведения пласта, неэффективное размещение скважин, ошибки в геологическом и гидродинамическом моделировании, затраты на дополнительные исследования.

Практическая часть работы

С целью установления обстановки осадконакопления территории Сабанчинского нефтяного месторождения автором проведены комплексные работы по анализу палеогеографических карт, макроописанию керна, в большей мере в части текстурных особенностей, тектоническому развитию региона, а также анализу формы кривых геофизического исследования скважин (ГИС) [9].

Кернохранилище ТатНИПИнефти содержит огромное количество накопленного материала, который постепенно переводится в цифру: проводится дополнительный анализ по макроописанию (изучению текстурных особенностей), фотографированию, подготовке и изучению шлифов в рамках научно-исследовательских работ.

Автором просмотрены скважины с отбором керна. Задokumentированы места проявления «сыпучих» песков, проанализированы данные по описанию текстурных особенностей, фациальных переходов. Согласно макроописанию керна, наличию углистых включений и включений растительного детрита на первый взгляд прослеживается континентальная обстановка осадконакопления. Однако текстурные особенности при описании керна, такие как слоистость и фиксация зон размыва, подтверждают наличие прибрежно-морской обстановки осадконакопления (Табл. 1).

Таблица 1

Особенности описания керна и приуроченность скважин к фациальным обстановкам

Номер скважины	Фация	Состав пород	Слоистость	Структура	Органические остатки
1	Барьерные отложения	Песчаники, реже алевролиты и глинистые породы	В подошве беспорядочная, выше – массивная, волнистая, линзовидная.	Псаммитовая, хорошая окатанность и сортировка. Зернистость уменьшается вверх по разрезу.	Морская фауна, следы жизнедеятельности
2	Отложения пляжа и бара	Разнозернистые песчаники	Слоистость – диагональная, часто тонкая косая и асимметричные знаки ряби	Псефитовая, псаммитовая. Окатанность обломков хорошая, сортировка – плохая	Битые и окатанные остатки морских раковин
3	Разрывные течения	Песчаники мелкозернистые	Косая однонаправленная, часто сходящаяся	Псефитовая, Окатанность обломков хорошая, сортировка – плохая	Морская фауна, широко развиты роющие формы
4	Забаровые глины	Глины, алевролиты	Горизонтальная слоистость	Пелитовая	Морская фауна

Гранулометрический анализ, проведенный специалистами ТатНИ-ПИНЕфти, подтверждает преобладание в большей части скважин мелкозернистых песчаников высокой продуктивности. Объем пелитовых зерен «сыпучих» песчаников минимален, цементом в данном случае выступает окисленная нефть.

Это также коррелируется с заключением Т.Е. Даниловой в работе над «Атласом терригенных пород бобриковского и пашийского горизонтов» о формировании объекта интереса в прибрежно-морской обстановке. Согласно проведенному анализу автора, а также работам Р.С. Хисамова, отложения формировались в дельтовом комплексе с резкими сменами береговой линии моря (Уральского палеоокеана), что способствовало смене фациальных тел по латерали, а с учётом частых ингрессий моря – по вертикали.

Анализ поведения кривых электрического каротажа, в частности горизонтальная подошвенная линия кривой ПС, также подтверждает преобладание трансгрессивных циклов осадконакопления, с локальным переывом уже накопившихся осадков и частыми ингрессиями моря в связи с достаточно активным тектоническим режимом Уральского складчатого пояса.

Таким образом, автор заключает, что бобриковский горизонт Сабанчинского месторождения сформирован в дельтовой прибрежно-морской обстановке осадконакопления. Основными фациями, присущими данной обстановке осадконакопления, являются фации барьерных отложений, забаровых глин, разрывных течений, пляжа и бара (Рис. 1).

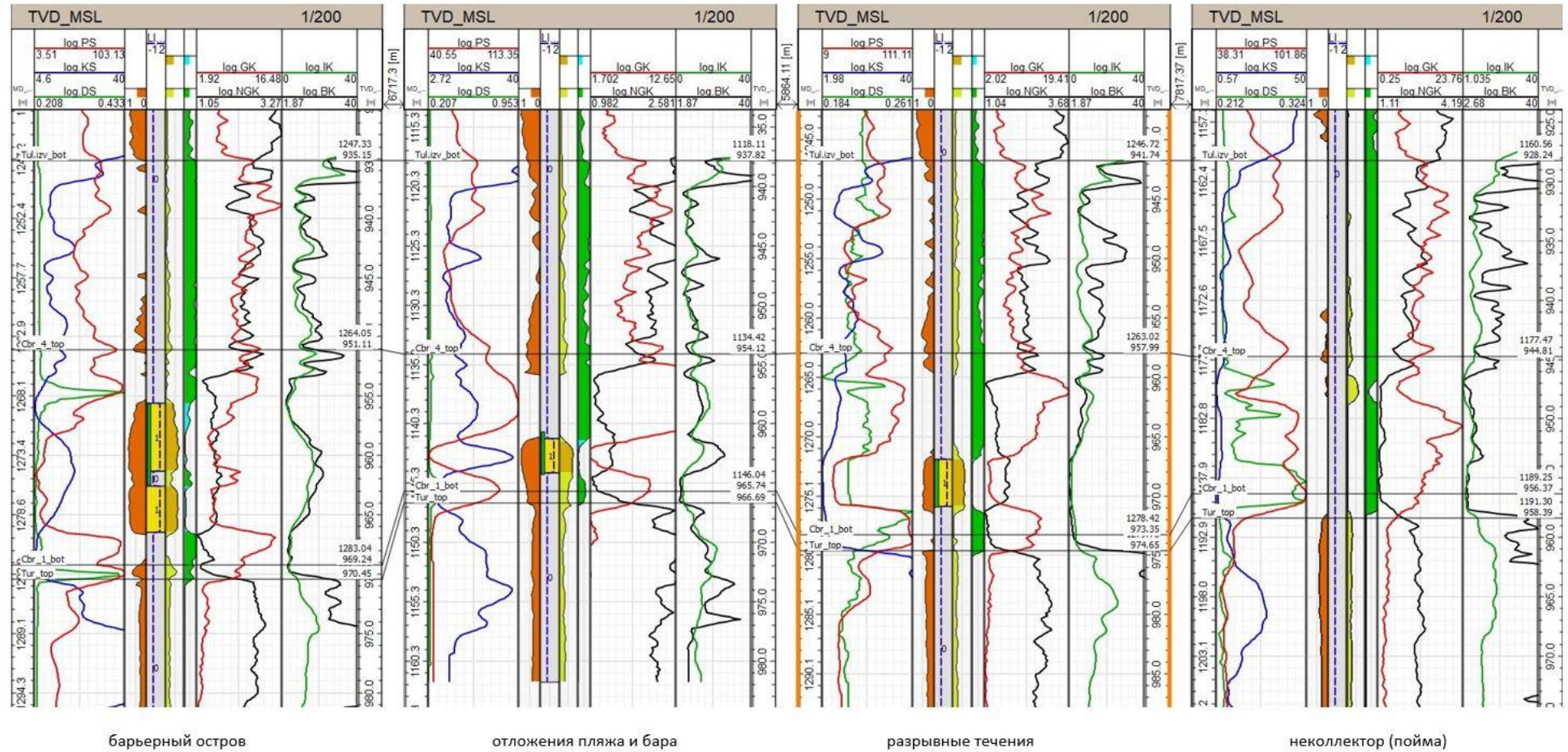


Рис. 1. Электрометрические модели фаций

Высокая разбуренность месторождения позволяет с высокой долей достоверности построить фациальную карту с учётом проведенного анализа, структурировав с помощью поведения электрометрического каротажа фации разных обстановок осадконакопления. Учитывая, например, структуру отложений барьерного генезиса, можно сделать вывод, что так называемые «сыпучие» песчаники с высокой долей вероятности сформированы именно в этой обстановке осадконакопления, что подтверждают скважины с отбором керна с подложкой построенной фациальной карты (Рис. 2).

Данный вывод исключает возможность использования прогнозирования проницаемости с учётом лабораторных исследований вследствие того, что исследования в данных песчаниках являются малодостоверными.

Сообщаемость пластов разных фациальных обстановок также является предметом изучения вследствие того, что регулярные ингрессии моря и перемыв осадков могли сформировать экраны между телами разных фациальных обстановок, которые в плоскопараллельной корреляции имеют хорошую гидродинамическую связь. Данный анализ будет выполнен на этапе адаптации гидродинамической модели с учётом трассерных исследований, проведенных на участке работ специалистами ТатНИПИнефти совместно со специалистами «Татнефть-Добычи».

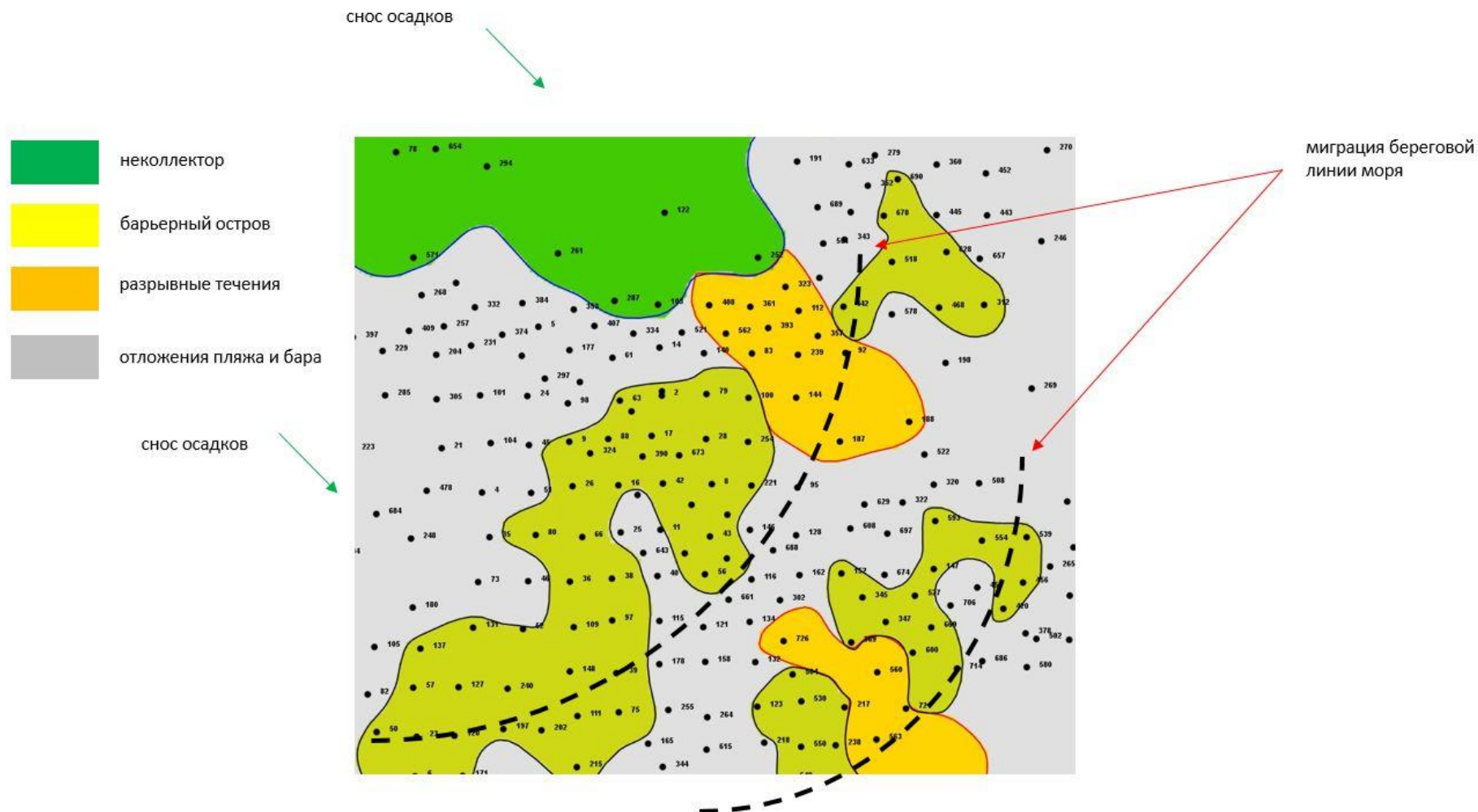


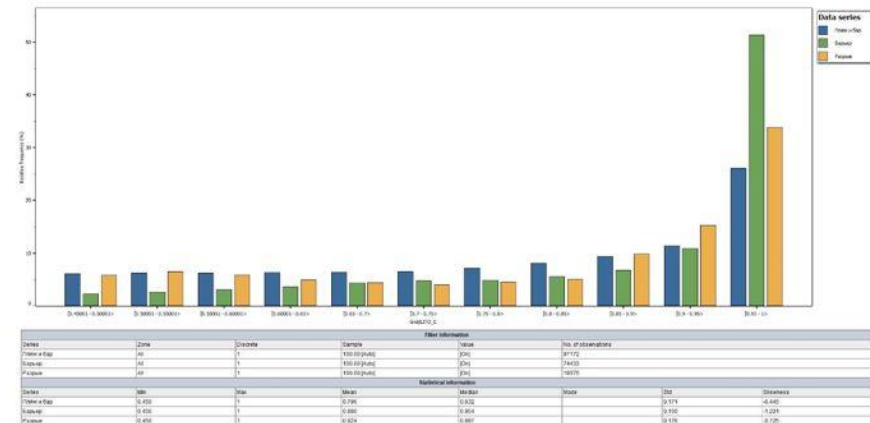
Рис. 2. Фациальная модель участка бобриковского горизонта Сабанчинского месторождения

Как было отмечено, тела различного фациального генезиса обладают совершенно разными добычными характеристиками. Помимо основного параметра, такого, например, как пористость, это объясняется как наличием распространения «сыпучих» песчаников в отложениях барьерного генезиса, так и отсутствием исследования анизотропии проницаемости и некоторых других микропараметров керна, способных в массиве породы достаточно ощутимо менять проницаемость и её анизотропию, даже несмотря на одинаковое соотношение в породе песчано-глинистых фракций. Согласно структуре накопления осадков на данной территории, фильтрационные потоки в телах барьерного генезиса направлены преимущественно с северо-востока на юго-запад, тогда как в телах «разрывов» – строго перпендикулярно, с юго-востока на северо-запад, что должно отражаться в анизотропии проницаемости.

На рис. 3 отображены основные параметры коллекторов разных фаций. Согласно гистограммам, отличия по средним значениям коэффициента пористости и песчанистости практически отсутствуют, в то время как средняя эффективная толщина пластов барьерного генезиса выше в среднем на 50–60 %.

По сути, коллекторы барьерного генезиса могут вмещать гораздо большее количество углеводородов, а их отдача должна напрямую коррелироваться состоянием энергетики пласта, интервалом вскрытия, режимом работы скважины и т.д. Для наиболее корректного сопоставления параметров в части геологического анализа автором были выбраны одинаковые по количеству выборки скважин по фациям с учётом попадания скважин в зону предельного насыщения со сопоставимыми площадями распространений на период равномерного разбуривания участка.

песчанистость



эфф. ннс. толщины



Рис. 3. Основные параметры коллекторов разных фаций

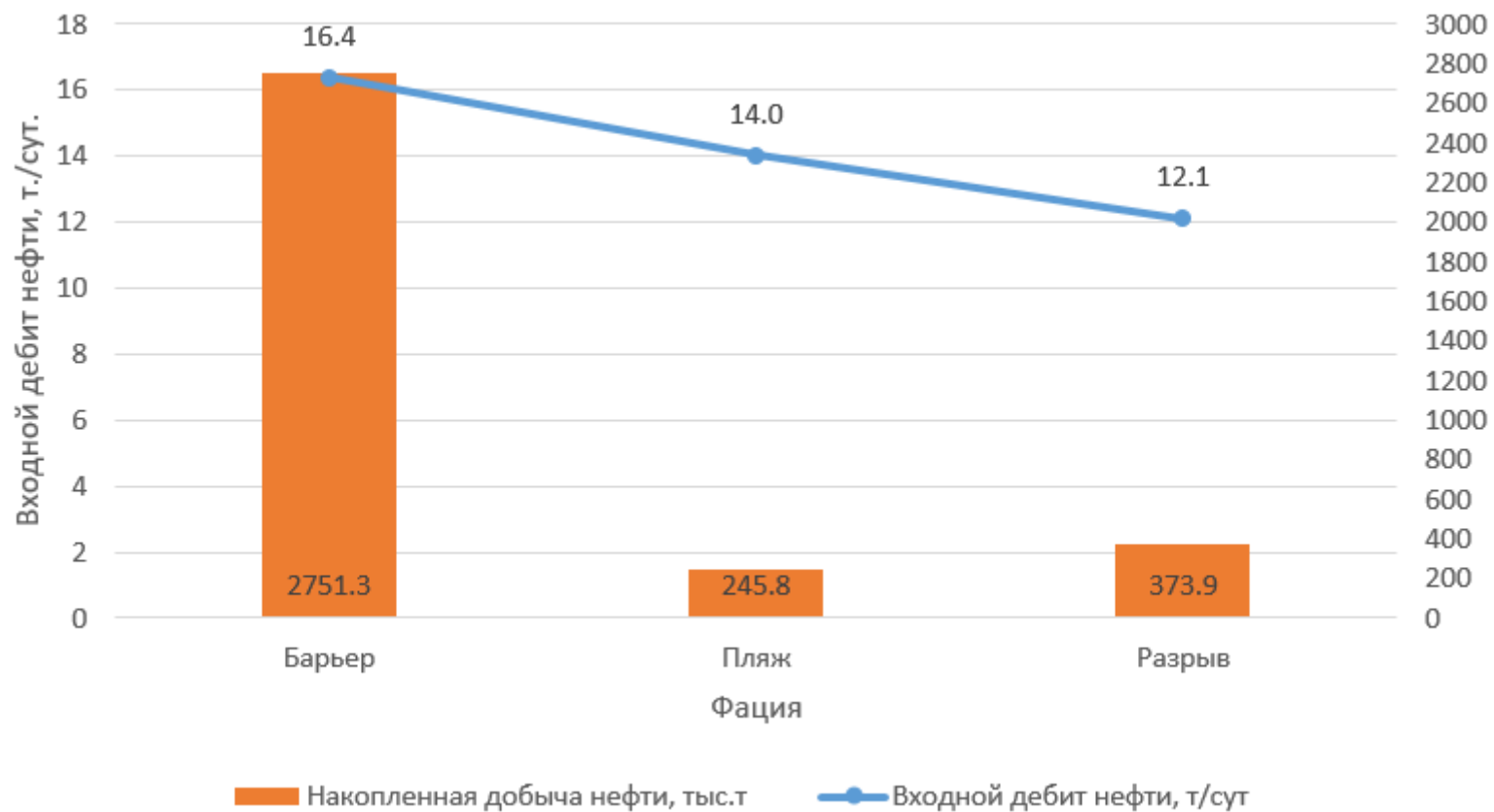
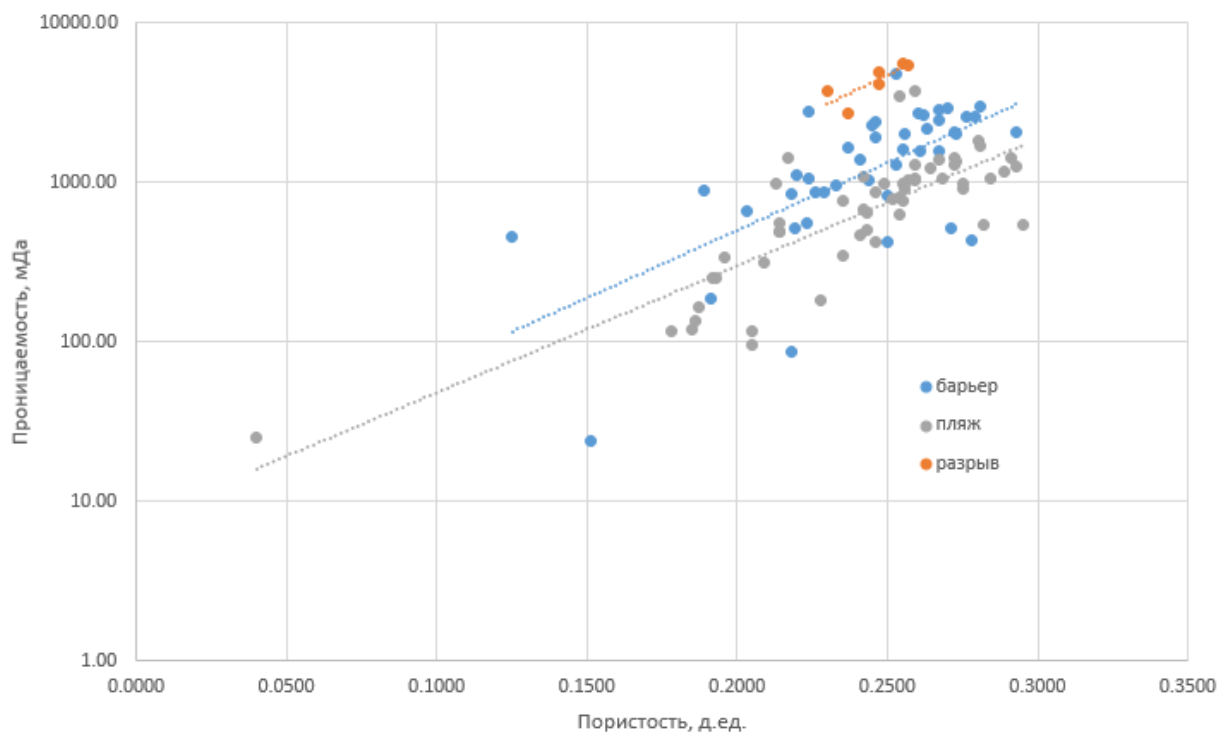


Рис. 4. Сопоставление добычных характеристик по разным типам фаций

Исходя из графиков видно, что самый большой процент добычи наблюдается в пластах барьерного генезиса, причём толщина пластов (единственный отличный, согласно гистограммам, признак) математически не может реализовать полученную разницу в добыче (Рис. 4.). Из этого следуют совершенно иные характеристики вытеснения пластов барьерного генезиса, а также огромный энергетический потенциал пласта в данной зоне и положительное воздействие закачки воды.

Стоит оговориться, что на текущий момент рассматривается только геологическая часть теории, в данном анализе не учтено время работы скважин, толщина интервала перфорации, методы интенсификации добычи и т.д. Все данные параметры будут проанализированы в дальнейшем, в процессе проведения исследования, чтобы привести к общему знаменателю все данные. Положительным моментом, косвенно доказывающим, что теория имеет право на существование, является зависимость K_p ($K_{пр}$).

При разделении проницаемости по керну с учётом глинистой составляющей (литотипизация) не наблюдается разделение облака точек K_p ($K_{пр}$) на отдельные составляющие, тогда как при группировании, например, чистых высокопроницаемых песчаников разных фаций в отдельные выборки, наблюдается градация полей проницаемости в зависимости от фациальной обстановки (Рис. 5). Примечательным в данном случае, при сопоставлении с теоретической основой, является факт, что фации «разрыва» имеют лучшую проницаемость относительно фаций «барьера» и «пляжа», что логично, потому как структура взаиморасположения частиц при образовании данных отложений обеспечивает лучшую проницаемость, однако их распространение достаточно ограничено и, предположительно, зажато между другими фациями. В противном случае, согласно рис. 4, данная выборка имела бы гораздо большую долю добычи вследствие большей зоны дренирования и отсутствия просадки пластового давления.



**Рис. 5. Градация зависимости $K_p(K_{пр})$ в песчаниках
в зависимости от фациальной природы тел**

Закключение

Игнорирование фациальной изменчивости при разработке месторождений приводит ко множеству проблем, включая преждевременное обводнение, низкую охватную эффективность, неэффективное размещение скважин и ошибки в моделировании.

На текущий момент:

1. Изучены фациальные признаки пород по керну, проведена реконструкция фациальной обстановки бобриковско-радаевского времени, построена фациальная модель участка бобриковского горизонта Сабанчинского месторождения.
2. Проанализированы добычные характеристики скважин разных фациальных зон. Определено, что максимальными добычными характеристиками обладают пласты-коллекторы, сформированные в фациях барьеров.

На участке данного месторождения проводятся трассерные исследования, которые также будут учитываться в процессе работы. Полученные

предварительные выводы по первичным этапам исследования говорят о высокой корреляции фациальной изменчивости коллекторов и реакции на закачку трассеров в части анизотропии проницаемости пластов. В дальнейшем все данные исследований и сопоставления фаций с продуктивностями скважин будут проанализированы с точки зрения эффективности разработки месторождений для выявления недостатков в системе разработки бобриковского горизонта Сабанчинского месторождения, которые могут быть связаны с:

- отсутствием картирования возможных зон развития «сыпучих» песчаников и, как следствие, пескопроявлениями в пласте;
- различной эффективностью геолого-технических мероприятий (ГТМ) для каждой из типов фаций;
- неэффективной системой поддержания пластового давления в кровельных частях барьерных отложений вследствие плохой подготовки воды;
- небольшим количеством бурения боковых горизонтальных ответвлений скважин с учётом высоких рисков;
- анализом основных ГТМ и их эффективностью в разных фациальных обстановках.

По результатам исследования будут даны рекомендации по внедрению наиболее эффективных ГТМ исходя из приуроченности по фациальному картированию отложений и рекомендации по корректировке систем разработки и поддержания пластового давления на участке бобриковского горизонта Сабанчинского месторождения.

Список литературы

1. Муромцев В.С., Петрова Р.К. Методические рекомендации по выявлению литологических ловушек нефти и газа. – Л. : ВНИГРИ, 1979. – 73 с.
2. Прошляков, Б.К., Кузнецов В.Г. Литология и литолого-фациальный анализ : учеб. для вузов. – М. : Недра, 1981. – 284 с.
3. Белозеров В.Б. Ловушки нефти и газа, моделирование залежей углеводородов. – Томск : ТПУ, Центр профессиональной переподготовки специалистов нефтегазового дела, 2011. – 143 с.
4. Чернова О.С. Научные основы построения геостатических моделей и геометризация юрско-меловых природных резервуаров Западной Сибири на базе петрофизических и седиментологических исследований керна : 25.00.16 / ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет». – Томск, 2018 – 47 с.
5. Коровин М.О. Применение эффектов анизотропии проницаемости в гидродинамической модели на примере терригенного коллектора пласта Ю₁^м // Известия ТургУ. Науки о Земле. – 2022. – № 2. – С. 325-332.
6. Никонов А.И. Проблемы несовершенства геологических моделей и оптимизации разработки месторождений УВ и подземных хранилищ газа // Гео-Сибирь. – 2006. – № 1. – 10 с.
7. Research on meandering river reservoir deposition architecture and 3D modeling of the Gudao Oil field in the Bohai Bay Basin/ J. Zhao [et al.] // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2018. – Vol. 8. – P. 73-83.
8. Distribution of remaining oil based on a single sand body analysis: a case study of Xingbei Oilfield / X. Pengfei [et al.] // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2018. – Vol. 8. – P. 1159-1167
9. Визейские терригенные отложения Южно-Татарского свода (Волго-Уральская нефтегазоносная провинция) – разнофациальное заполнение закарстованной поверхности турнейской изолированной карбонатной платформы / В.В. Силаньев [и др.] // Георесурсы. – 2023. – Т. 25, № 4. – С. 3-28.

References

1. Muromtsev V.S., Petrova R.K. Metodicheskie rekomendacii po vyyavleniyu litologicheskikh lovushek nefiti i gaza [Best practices for identification of lithological oil and gas traps]. Leningrad, VNIGRI Publ., 1979, 73 p. (in Russian)
2. Proshlyakov B.K., Kuznetsov B.G. Litologiya i litologo-facialnyj analiz [Lithology and facies analysis]. Moscow, Nedra Publ., 1981, 284 p. (in Russian)
3. Belozеров V.B. Lovushki nefiti i gaza, modelirovanie zalezhej uglevodorodov [Oil and gas traps, reservoir modeling]. Tomsk, 2011, 142 p. (in Russian)
4. Chernova O.S. Nauchnye osnovy postroeniya geostaticeskikh modelej i geometrizaciya yursko-melovyh prirodnyh rezervuarov Zapadnoj Sibiri na baze petrofizicheskikh i sedimentologicheskikh issledovanij kerna [Scientific base for geostatic modeling, geometrizing Jurassic-Cretaceous reservoirs in Western Siberia based on petrophysical and sedimentological core analysis]. 25.00.16. National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, 2018, 522 p. (in Russian)
5. Korovin M.O. Primenenie effektiv anizotropii pronicaemosti v gidrodinamicheskoy modeli na primere terrigennoho kollektora plasta YU₁^m [Use of permeability anisotropy effects in dynamic models: case study of YU₁^m terrigenous reservoir]. Nauki o Zemle [Geoscience], 2022, No.2, pp. 325-332 (in Russian)

6. Nikonov A.I. Problemy nesovershenstva geologicheskikh modelej i optimizacii razrabotki mestorozhdenij UV i podzemnyh hranilishch gaza [Problems of geological model imperfection and optimization of field development and underground gas storage]. Geo-Sibir, 2006, No. 1, 10 p. (in Russian)
7. Junwei Zhao. Research on meandering river reservoir deposition architecture and 3D modeling of the Gudao Oil field in the Bohai Bay Basin/ Junwei Zhao, Huaimin Xu, Gongyang Chen, Cui He, Dali Yue, Shenghe Wu, Lifeng Wen// Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 2018, No.8, pp.73-83
8. Xie Pengfei. Distribution of remaining oil based on a single sand body analysis: a case study of Xingbei Oilfield / Xie Pengfei, Yin Yanshu, Li Weiqiang, Li Feng, Zhao Lei // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 2018, No.8, pp.1159-1167
9. Silantev V.V., et al. Vizejskie terrigennye otlozheniya YUzhno-Tatarskogo svoda (Volgo-Uralskaya neftegazonosnaya provinciya) – raznofacialnoe zapolnenie zakarstovannoj poverhnosti turnejskoj izolirovannoj karbonatnoj platformy [Visean terrigenous sediments of the South Tatar arch (Volga-Urals oil and gas province): multi-facies filling of the karst surface of the Tournaisian isolated carbonate platform]. Georesursy [Georesources], 2023, Vol.25, No.4, pp. 3-28 (in Russian)

Сведения об авторах

Дехтярев Вячеслав Александрович, начальник управления по геологии и геологическому моделированию, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина
Россия, 423451, Альметьевск, ул. Тельмана, д. 88
E-mail: DekhtyarevVA@tatneft.ru

Authors

V.A. Dekhtyarev, Head of the Department of Geology and Geological Modeling at the Tat-NIPIneft Institute of PJSC Tatneft
88, Telman Str., Almetyevsk, 423451, Russian Federation
E-mail: DekhtyarevVA@tatneft.ru

Статья поступила в редакцию 11.04.2025

Принята к публикации 17.06.2025

Опубликована 30.06.2025