

# Комплексный подход к изучению нефтеносности пласта C2ks.4 уникального месторождения северо-запада Республики Башкортостан

Швецова Н.Н.<sup>1</sup>, Тимерханов Р.Ф.<sup>1</sup>, Вагизов А.М.<sup>1</sup>, Леонтьевский А.В.<sup>1</sup>, Пиденко А.В.<sup>2</sup>, Минкаев В.Н.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Филиал ООО «РН-ГИР» в городе Уфе — БашНИПнефть, Уфа, Россия; <sup>2</sup>ПАО АНК «Башнефть», Уфа, Россия  
vagizovam@rn-gir.rosneft.ru

## Аннотация

На зрелых месторождениях растет интерес к ранее недооцененным активам: карбонатным отложениям со сложной геологией, структурой порового пространства и ограниченными запасами. Современные методы геологоразведки, лабораторные исследования и разработки могут изменить представление о ресурсах данных активов. Представлена процедура оценки перспектив нефтеносности пласта C2ks.4 уникального месторождения северо-запада Республики Башкортостан. Анализ 4 площадей (около 8 000 скважин) включал: фациальное районирование (кластерный анализ), нормировку данных геофизических исследований скважин (ГИС) для корректного расчета пористости, палеоструктурный анализ (этапы осадконакопления, миграции нефти, тектонических преобразований). Новое представление о строении утвержденных контуров нефтеносности и перспективах выявления новых залежей сформировано на основе интерпретации ГИС с учетом литологии, типов пустотного пространства, петрофизических свойств, насыщения (данные керн и опробования). Результатом стала геологическая модель с выделением 40 потенциальных залежей. Методики, предложенные в работе, применимы для определения перспективных зон и корректного расчета параметров на месторождениях Волго-Уральской нефтегазоносной провинции со схожей геологией.

## Материалы и методы

Информационную базу исследования составили данные геофизических исследований (ГИС) из 7 943 скважин и результаты анализа керн из 57 скважин (5 современных и 52 архивных) по пласту C2ks.4. Методология работы включала нормализацию исторических данных нейтронного гамма-каротажа (НГК) для устранения погрешностей измерений, а также комплексный анализ

перспектив территории с применением палеоструктурного и кластерного методов для фациального районирования.

## Ключевые слова

кластерный анализ, типизация коллекторов, геологическая модель, коррекция аномалий каротажа, керновые исследования

## Для цитирования

Швецова Н.Н., Тимерханов Р.Ф., Вагизов А.М., Леонтьевский А.В., Пиденко А.В., Минкаев В.Н. Комплексный подход к изучению нефтеносности пласта C2ks.4 уникального месторождения северо-запада Республики Башкортостан // Экспозиция Нефть Газ. 2026. № 2. С. 50–56. DOI: 10.24412/2076-6785-2026-2-50-56

Поступила в редакцию: 05.03.2026

## OIL PRODUCTION

UDC 622.276 | Original Paper

## Integrated approach to studying the oil content of the unique oil field zone C2ks.4 in the northwest of the Republic of Bashkortostan

Shvetsova N.N.<sup>1</sup>, Timerkhanov R.F.<sup>1</sup>, Vagizov A.M.<sup>1</sup>, Leontievsky A.V.<sup>1</sup>, Pidenko A.V.<sup>2</sup>, Minkaev V.N.<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Branch office of “RN-GIR” LLC in the city of Ufa – BashNIPInef (Rosneft Oil Company), Ufa, Russia; <sup>2</sup>“Bashneft” PJSC, Ufa, Russia  
vagizovam@rn-gir.rosneft.ru

## Abstract

On mature fields, there is growing interest in previously underappreciated assets: carbonate deposits with complex geology, pore space structure, and limited reserves. Modern methods of geological exploration, laboratory research, and development can change the perception of the resource potential of these assets. The procedure for assessing the oil potential of the C2ks.4 formation of a unique field in the north-west of Bashkortostan is presented. The analysis of 4 areas (about 8,000 wells) included: facial zoning (cluster analysis), normalization of well-logging data for correct porosity calculation, and paleostructural analysis (stages of sedimentation, oil migration, tectonic transformations). A new understanding of the structure of the approved oil-bearing contours and the prospects for identifying new deposits was formed based on the interpretation of well-logging data, taking into account lithology, types of void space, petrophysical properties, and saturation (core and testing data). The result was a geological model with the identification of 40 potential deposits. The methodologies proposed in the work are applicable for identifying prospective zones and correctly calculating parameters in fields of the Volga-Ural oil and gas province with similar geology.

## Materials and methods

The information base of the study consisted of geophysical survey data (GIS) from 7,943 wells and core analysis results from 57 wells (5 modern and 52 archival) for the C2ks.4 reservoir. The methodology included the normalization of historical neutron gamma logging (NGL) data to eliminate measurement errors, as well as a comprehensive analysis of

the area's potential using paleostructural and cluster methods for facies zoning.

## Keywords

cluster analysis, reservoir typing, geologic model, log anomaly correction, core studies

## For citation

Shvetsova N.N., Timerkhanov R.F., Vagizov A.M., Leontievsky A.V., Pidenko A.V., Minkaev V.N. Integrated approach to studying the oil content of the unique oil field zone C2ks.4 in the northwest of the Republic of Bashkortostan. Exposition Oil Gas, 2026, issue 2, P. 50–56. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2026-2-50-56

Received: 05.03.2026

## Введение

Целью данной работы является всестороннее изучение нефтеносности пласта С2кs.4 в пределах границ уникального месторождения северо-запада Республики Башкортостан. Пласт относится к карбонатной толще среднего карбона (КТСК) — одной из основных нефтеносных толщ, определяющих ресурсный потенциал изучаемого месторождения и имеющих важное практическое значение в контексте поддержания и увеличения объемов добычи нефти. Данные геофизических исследований скважин (ГИС), полученные в 7 943 скважинах, и результаты анализа полноразмерного выноса керна в 5 скважинах послужили основой для уточнения комплексной характеристики пласта. Общая мощность пласта составляет порядка 12 метров. При этом установлено, что нижняя часть пласта не обладает продуктивными характеристиками, будучи представленной пачками глинистых пропластков, достигающих 2 метров, и плотными известняками с различным содержанием органических остатков. Продуктивность пласта связана с его верхней частью, характеризующейся переслаиванием каверно-поровых, микро-тонкозернистых, реликтово-органогенных доломитов и поровых, органогенно-обломочных, часто доломитизированных известняков с прослоями плотных комковато-мелкоорганогенных известняков [1–4]. В настоящее время разработка пласта С2кs.4 осуществляется в 21 скважине, эксплуатация осуществляется единым фильтром всего разреза КТСК.

Состав и последовательность работ по изучению нефтеносности пласта предусматривали ряд этапов, включающих нормализацию данных нейтронного гамма-каротажа (НГК), поиск перспективного участка для детального изучения и переинтерпретацию ГИС с последующим построением геологической модели.

Данная статья содержит результаты исследования, направленные на уточнение ресурсного потенциала

пласта С2кs.4 и разработку новых подходов к оценке перспектив месторождения. Актуальность исследования определяется необходимостью прироста промышленных запасов, приуроченных к сложнопостроенным карбонатным коллекторам, и последующей их эффективной разработкой. Интеграция стандартных методик и результатов ранее проведенных научных работ с новыми технологиями поиска является ключевым аспектом данного исследования [5].

## Комплексный подход к оценке перспектив пласта С2кs.4

Проведенное исследование представляет собой последовательную многоэтапную методологию, направленную на решение ключевой задачи — уточнение нефтеносности и ресурсного потенциала сложнопостроенного карбонатного пласта С2кs.4 на уникальном месторождении. Стратегия работы построена на интеграции обширного фонда разнородных данных с применением как стандартных, так и современных аналитических подходов, что позволяет минимизировать неопределенности, связанные с неоднородностью коллектора и историческим характером информации.

## Логика и этапы исследования

Работа выполнена в соответствии с последовательной схемой (рис. 1), которая включает три основных взаимосвязанных блока.

## Выбор объекта детализации и районирование

Начальный этап был направлен на выделение наиболее перспективного участка в пределах месторождения для последующего углубленного изучения. Решение этой задачи потребовало интегрального анализа данных прямых исследований (керн и опробований), палеоструктурного анализа (ПА) для восстановления истории формирования и сохранения ловушек, а также кластерного

анализа данных геофизических исследований скважин (ГИС) для фациального районирования. Синтез результатов позволил обоснованно выбрать северо-восточную часть месторождения в качестве ключевого объекта детализации.

## Повышение достоверности данных и построение моделей

После определения целевого участка решалась задача повышения надежности исходной информации. Центральным элементом стала нормировка данных нейтронного гамма-каротажа (НГК) для устранения методических погрешностей, вызванных эволюцией измерительной аппаратуры за 60-летний период исследований. На основе скорректированных данных ГИС и калибровки по керну была выполнена переинтерпретация с уточнением петрофизических зависимостей и выделением нефтенасыщенных интервалов.

## Количественная оценка и планирование.

Финальный этап заключался в переходе от качественной оценки к количественной. На основе переинтерпретации ГИС и учета структурного фактора была построена геологическая модель, выполнено оконтуривание залежей, оценены начальные геологические запасы (НГЗ) и сформирован перечень скважин-кандидатов для опробования с учетом технологических ограничений и структурного плана.

## Актуальность и районирование территории по степени перспективности

Первым этапом работы является районирование территории по степени перспективности на основе информации о прямых исследованиях коллектора, включая данные керн и опробований. Анализ этих данных позволил установить территориальную приуроченность нефтенасыщенных и водонасыщенных прослоев. По данным отдельных опробований пласта С2кs.4 (56 скважин)

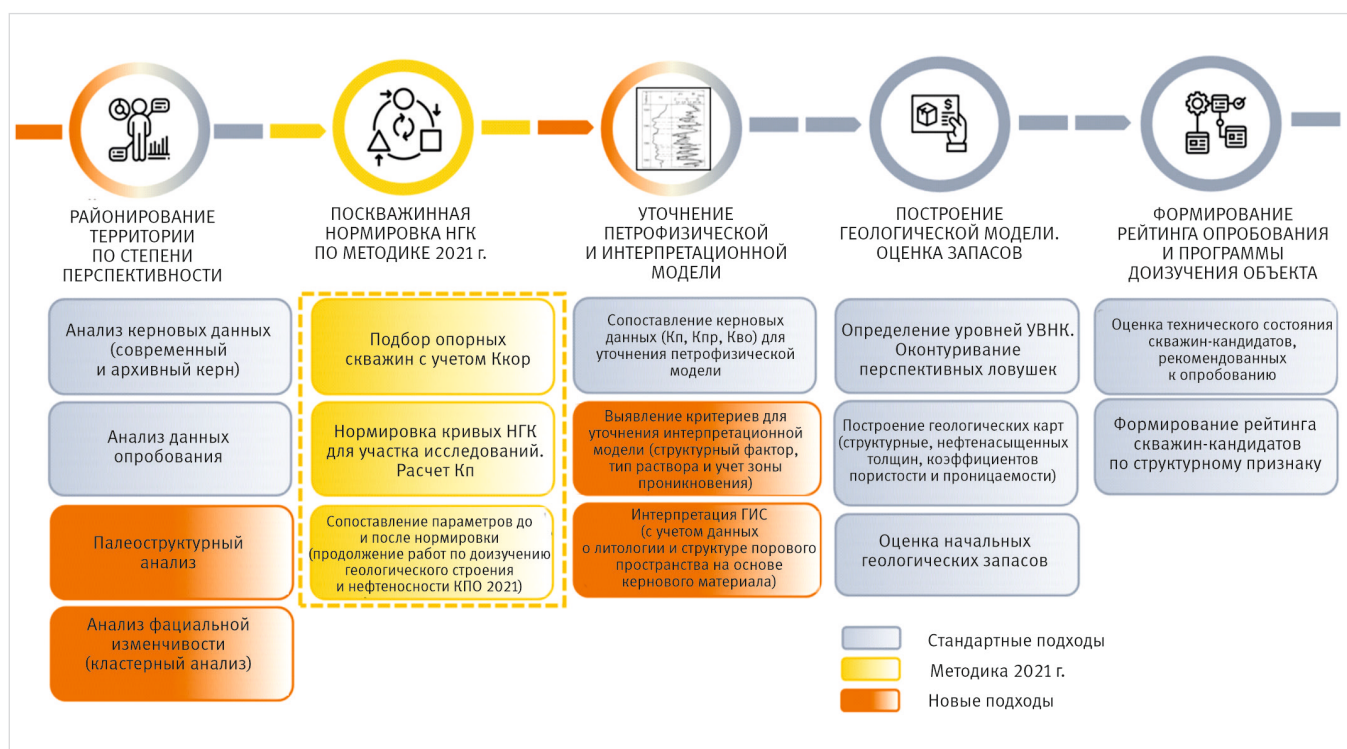


Рис. 1. Схема последовательности и логической взаимосвязи этапов исследования  
Fig. 1. Scheme of the sequence and logical interrelation of the research stages

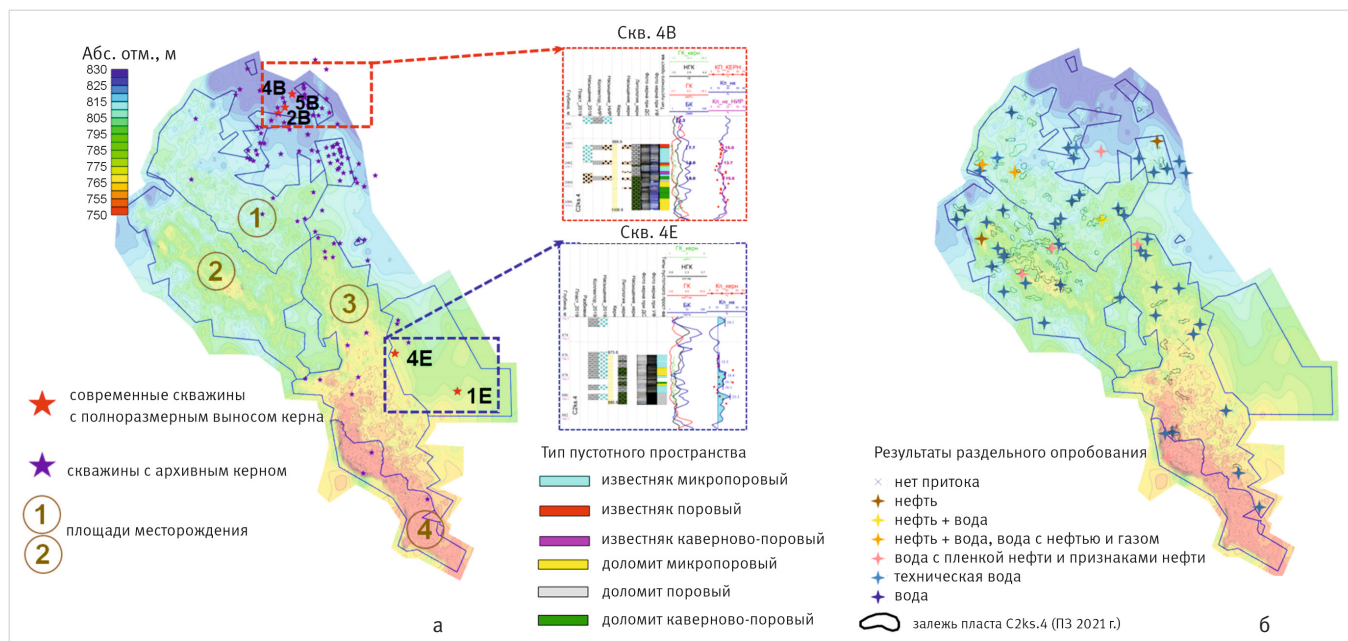


Рис. 2. Освещенность прямыми исследованиями: керн — а и данные опробований — б на структурной карте пласта C2ks.4  
 Fig. 2. Coverage by direct studies: core — а and test data — б on the structural map of the C2ks.4 reservoir

большая часть опробований с результатом «нефть» находится на площади № 1 (рис. 2).

Освещенность уникального месторождения по керну пласта C2ks.4 представлена исследованиями 5 современных скважин с полноразмерным выносом керна и 52 скважин с архивным керном. Архивные керновые данные в большей степени охватывают северо-восточную часть месторождения, где по описанию присутствуют нефтенасыщенные образцы, фильтрационно-емкостные свойства которых подтверждают граничное значение  $K_{пр} > 8$  мД [6].

#### Палеоструктурный анализ

С целью определения наиболее перспективного участка пласта C2ks.4 для дальнейшего изучения нефтеносности был проведен палеоструктурный анализ (ПА). Этот метод исследует мощности отложений основных этапов осадконакопления для определения времени формирования складчатых структур и/или региональных движений платформы. При этом если ПА проводится для изучения

перспектив нефтеносности региона, то необходимо учитывать также и время формирования залежей (миграции нефти). Первый этап ПА (период C1tl.1–C2ks.4) выявил рост локальных поднятий (амплитудой 15–25 метров) в пределах площади № 2, северо-западной части площади № 3 и северной части площади № 4. Указанный рост связан с гравитационной тектоникой, подчеркивающей расположение фаменских рифов. Эти поднятия соответствуют современному структурному плану пластов C2ks.4 и P1k, что указывает на их конседиментационное происхождение. Следовательно, формирование структур началось задолго до формирования залежей нефти и продолжалось в постпермское время (рис. 3).

На втором этапе ПА (C2ks.4–P1k), охватывающем период формирования залежей, установлено общее поднятие северной части месторождения примерно на 100 метров. Это могло способствовать концентрации миграционных потоков данной области и созданию благоприятных условий

для нефтенасыщения ловушек КТСК, территория площадей № 1 и № 2. Также фиксируется продолжение роста локальных поднятий (амплитудой 10–15 метров) на площади № 2 и северо-западной части площади № 3, обусловленных гравитационной тектоникой.

На третьем этапе ПА (P1k–н.в.) характер тектонических движений кардинально меняется по сравнению со вторым этапом. Отмечается воздымание южной части месторождения относительно северной примерно на 200 метров. Наибольший рост локальных поднятий (до 35 метров) наблюдается на площадях № 4 и № 3, тогда как на площади № 2 этот рост составляет 15–20 метров. Площадь № 1 оказалась наименее подверженной тектоническим деформациям.

Поскольку третий этап тектонических движений происходил после формирования залежей КТСК, то территории, подвергшиеся наибольшей деформациям, признаны наименее перспективными с точки зрения сохранения залежей из-за потенциального разрушения внутриформационных покрышек.

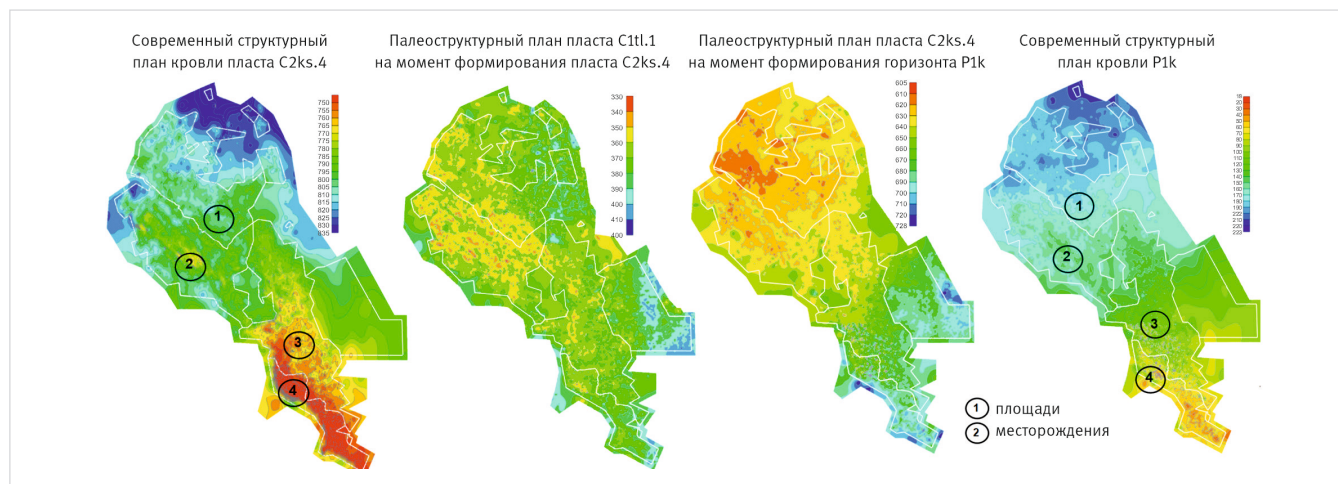


Рис. 3. Палеоструктурный анализ (C1tl.1–C2ks.4–P1k)  
 Fig. 3. Paleogeographic analysis (C1tl.1–C2ks.4–P1k)

С учетом того что формирование залежей КПО уникального месторождения, как считается, происходило в пермское время, результаты ПА позволяют отнести территорию площади № 4 и южную часть площади № 3 к категории низкоперспективных. Это связано с тем, что они не находились в зоне, благоприятной для нефтегазоаккумуляции, и подвергались наибольшим деформациям после формирования залежей. Территории площади № 2 и северо-западной части площади № 3 признаны слабоперспективными, поскольку процесс формирования структур происходил одновременно с миграцией нефти из НГМТ и продолжался после, а внутриформационные покровы подвергались средним деформациям.

Таким образом, по результатам ПА наиболее перспективным участком, который не подвергался значительным деформациям и при этом находился в зоне, благоприятной для нефтеаккумуляции (второй этап ПА), является северо-восточная часть месторождения (площадь № 1).

### Анализ фациальной изменчивости (кластерный анализ)

Карбонатные отложения пласта C2ks.4 в границах всего уникального месторождения формировались в одинаковых условиях мелководно-морского бассейна, относясь к единой фациальной зоне. В связи с ограниченным объемом кернового материала, классическое разделение территории на более детальные фациальные зоны затруднено [7–9]. Тем не менее, для определения наиболее перспективных участков для формирования залежей была выполнена кластеризация скважин на основе метода НГК (нейтронный гамма-картаж), поскольку он отражает коллекторские свойства пласта и условия осадконакопления. Применен метод агломеративной кластеризации, основанный на группировании скважин по схожести формы кривых НГК в интервале пласта C2ks.4. Степень схожести оценивалась коэффициентом корреляции Пирсона (Ккорр),

рассчитанным попарно между всеми скважинами в пределах каждой площади.

Для площади № 2 было выделено 6 кластеров, для площади № 1 — 3 кластера, а для площадей № 3 и № 4 (кластеризация проводилась совместно) — 3 кластера. Анализ формы кривых НГК, характерных для выделенных кластеров в интервале части пласта с подтвержденной нефтеносностью по данным керна и результатов опробований, показал возможность объединения выделенных кластеров в две группы, различающиеся по степени развития фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС). К группе 1 отнесены кластеры, у которых кривая НГК (двойной разностный НГК) на геолого-статистическом разрезе (ГСР) ниже 0,15 усл. ед. (скважины с улучшенными ФЕС), а остальные кластеры были отнесены к группе 2 (сухощенными ФЕС). Кластеры, входящие в группу 1, наиболее распространены на территории площадей № 1, № 3 и № 4. Таким образом, согласно результатам кластерного анализа, наиболее перспективными зонами для изучения нефтеносности пласта C2ks.4 являются северо-восточная часть месторождения, а также площади № 3 и № 4 (рис. 4).

В итоге совокупность методов для определения наиболее перспективного участка, включающая данные опробований, информацию по керну, результаты палеоструктурных построений, а также кластерного анализа (используемого для фациального районирования), позволила определить наиболее перспективный участок для дальнейшего изучения, а именно северо-восточную часть месторождения.

### Уточнение интерпретационной и петрофизической модели

Основным геофизическим методом для расчета открытой пористости и, соответственно, определения интервалов коллекторов на месторождении также является нейтронный гамма-картаж (НГК). Однако за более чем 60 лет разработки оборудование для проведения исследований методом НГК

претерпело ряд значительных технических изменений. В связи с этим при изучении каширо-подольских отложений была выявлена проблема влияния типа регистрирующего оборудования НГК на форму записи кривой [6]. Это может вносить существенные ошибки в определение интервалов коллекторов и расчет их ФЕС при интерпретации данных ГИС. Для решения этой проблемы была разработана методика нормировки показаний НГК на основе опорных скважин с качественным каротажем (после 1980 г. бурения), находящихся в той же фациальной зоне, что и нормируемые скважины. Всего по 4 площадям месторождения было проведено нормирование НГК в 7 156 скважинах, при этом использовано 787 опорных скважин. Надежность выбора опорных скважин подтверждается высоким коэффициентом корреляции между ними и нормируемыми скважинами (0,85–1). Такой подход позволяет учитывать латеральную изменчивость ФЕС пласта и корректно рассчитывать пористость, сопоставимую с керновыми данными. Нормировка НГК в скважинах, пробуренных до 1980 года, привела к корректировке пористости в сторону ее увеличения в среднем на 3 процентных пункта.

Данные лабораторных исследований керна пласта C2ks.4 (пористость  $K_p$ , проницаемость  $K_{пр}$ , остаточная водонасыщенность  $K_{во}$ ) [10] подтверждают петрофизические зависимости, полученные в рамках научной работы «Создание альбома петрофизической информации терригенных и карбонатных отложений Республики Башкортостан. Литолого-петрофизическая модель отложений карбонатной толщи среднего карбона» (2018 г.) [11]. Методика выделения нефтенасыщенных толщин (ННТ) основывалась на керновых данных скважин 2В, 4В, 5В (рис. 1). Нефтенасыщенная толщина, определенная по данным керна, составляет ~1,0–1,2 метра. По результатам переинтерпретации ГИС мощность вновь выделенных нефтенасыщенных интервалов изменяется в пределах

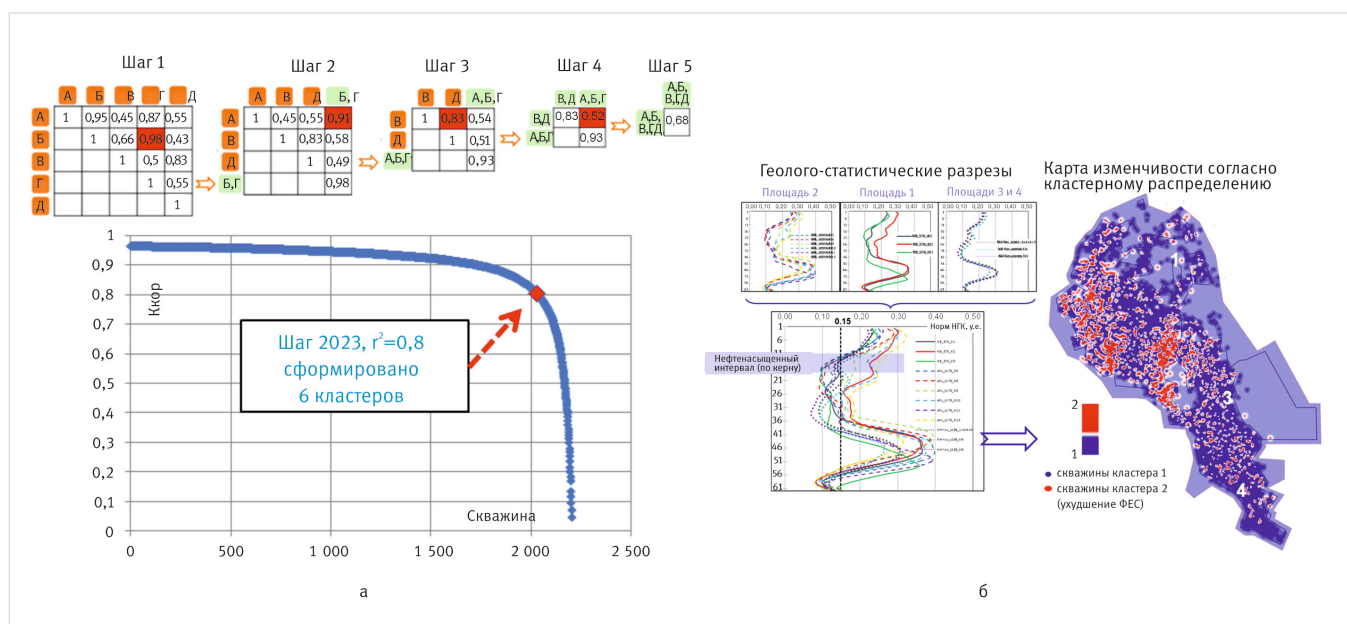


Рис. 4. Применение кластерного деления при анализе фациальной изменчивости: а — принципиальная схема кластеризации данных с использованием коэффициента корреляции (Ккорр); б — анализ фациальной изменчивости по площадям

Fig. 4. Application of cluster division in the analysis of facies variability: a — schematic diagram of data clustering using the correlation coefficient (Kcorr); б — analysis of facies variability by area

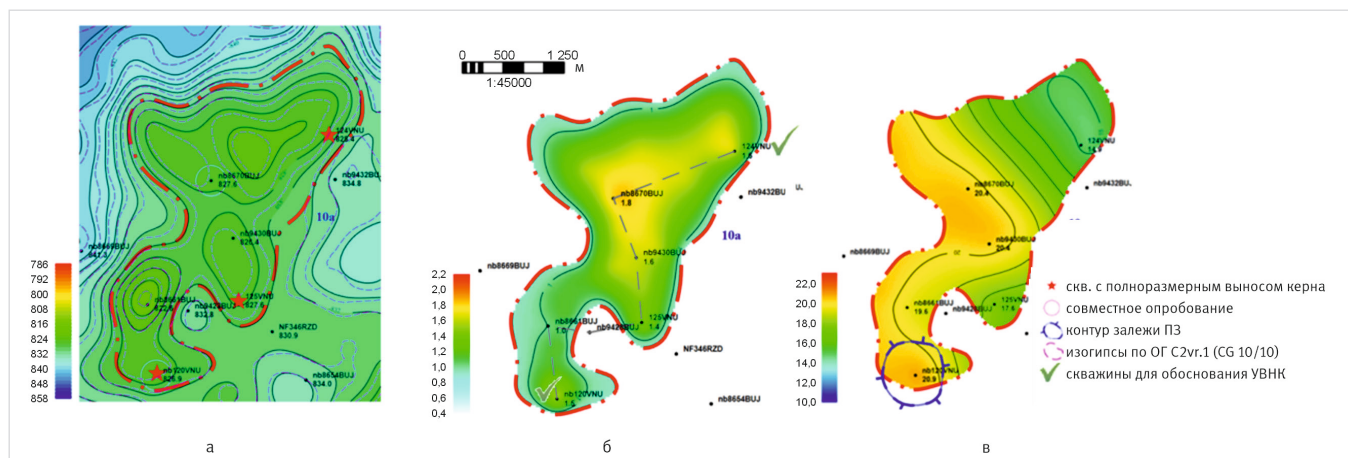


Рис. 5. Пример оконтуривания залежи согласно структурному принципу: а — кровля коллектора пласта C2ks.4 (залежь 10а); б — прогнозная карта ННТ; в — прогнозная карта пористости

Fig. 5. Example of contouring a deposit according to the structural principle: а – reservoir top of the C2ks.4 reservoir (pool 10а); б – prognostic map of net oil thickness; в – prognostic map of porosity

0,8–1,2 метра, что соответствует керновому материалу. В процессе переинтерпретации данных ГИС рассчитывался коэффициент нефтенасыщенности (Кн), значения которого изменяются в диапазоне 40–90 %. Низкие значения Кн, вероятно, связаны с влиянием зоны проникновения на значения удельного электрического сопротивления (УЭС) в интервалах коллекторов. Для оценки характера насыщения использовался метод Заляева (нормализация БК и НГК), а также учитывался тип промывочной жидкости, применявшейся при выполнении бокового каротажа (БК) [12]. Последний критерий важен, когда ННТ могут быть выделены ошибочно в скважинах, находящихся в погруженных структурах (глинистый раствор — повышающая зона

проникновения), или не выделены в полном объеме (понижающая зона проникновения при БК на водно-солевом растворе).

#### Построение геологической модели. Оценка запасов

В результате переинтерпретации ГИС пласта C2ks.4 с учетом структурного фактора была построена 2D геологическая модель участка детального изучения: выделены перспективные ловушки (40 залежей) на площади № 1; определены уровни условного водонефтяного контакта (УВНК); построены карты нефтенасыщенных толщин и пористости (рис. 5) [13].

Составлен рейтинг залежей по величине начальных геологических запасов (НГЗ).

Суммарно прогнозная величина НГЗ составляет 4,1 млн т. Для доизучения объекта C2ks.4 на площади № 1 сформирован перечень скважин-кандидатов, рекомендованных к опробованию (табл. 1).

При составлении программы опробования учитывались технологические ограничения. Перечень скважин-кандидатов сформирован по степени приоритетности для проведения исследований. Предложения к опробованию обрисованы исходя из структурного плана. В наиболее высоких точках ловушек расположены скважины с высоким рейтингом (1), так как Кн имеет прямую корреляцию с высотой залежи и будет выше в максимально поднятых ее частях. Из рассмотренных 250

Табл. 1. Рейтинг рекомендаций к опробованию  
Tab. 1. Rating of recommendations for testing

№ скважины	Рейтинг	Залежь	ННТ	Кп, %	Потенциал	
					Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	Дебит нефти, т/сут
x1	1	3б	1,7	17,4	5,6	2,9
x2	1	5г	1,2	13,2	3,6	1,9
x3	1	1а	1,6	18,2	5,2	2,7
x4	1	6в	1,7	18,9	5,3	2,8
x5	1	5а	1,2	12,6	3,8	2
x6	1	4в	1,2	17,1	3,1	1,6
x7	2	5в	1,6	17,1	5	2,6
x8	2	6б	1	16,3	3,3	1,7
x9	2	8г	1,2	14,7	3,1	1,6
x10	2	9б	1,2	20,1	4	2,1
x11	3	1а	1,2	22,2	3,8	2
x12	3	3б	1,9	16,5	6	3,1
x13	3	4в	1,4	16,2	3,4	1,8
x14	3	5г	1	16	3,1	1,6
x15	3	6в	1,6	11,5	4,8	2,5
x16	3	8г	1	21	3	1,6
x17	3	9б	1	15,7	2,5	1,3
x18	3	1а	1,2	17	3,7	1,9
x19	3	4в	1,5	13,9	3,8	2
x20	3	5г	1,2	13,6	3,7	1,9
x21	3	9б	1,6	20,2	4	2,1

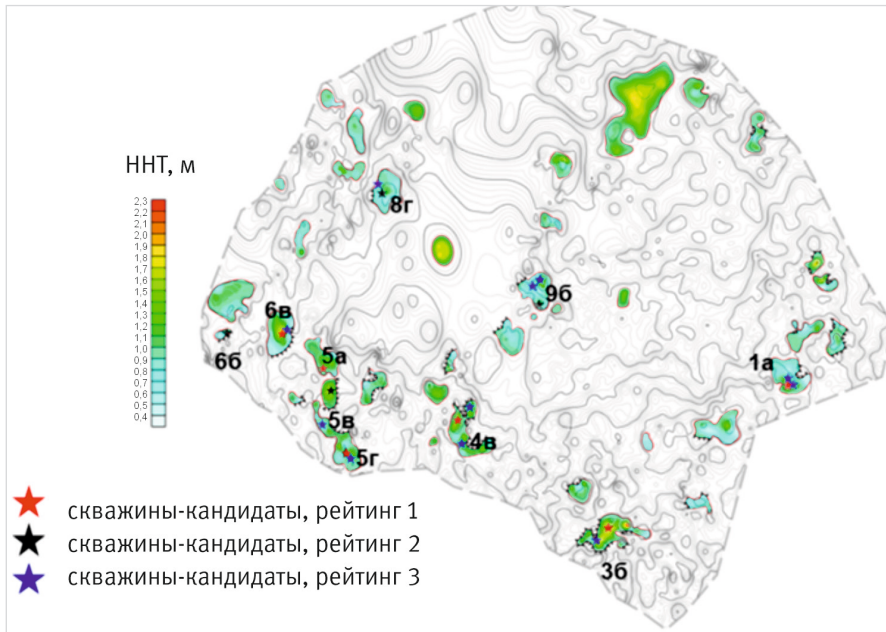


Рис. 6. Формирование рейтинга скважин-кандидатов на опробование (геологическая основа — карта нефтенасыщенных толщин)  
 Fig. 6. Formation of the rating of candidate wells for testing (geological basis – net oil thickness map)

скважин всего к опробованию рекомендована 21 скважина (рис. 6).

#### Итоги

В условиях завершающей стадии разработки зрелых месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции внедрение нетрадиционных подходов для поиска участков с потенциалом открытия новых залежей или расширения существующих контуров нефтеносности приобретает особую значимость.

В рамках исследования успешно апробированы и применены новые технологии и подходы: кластерный анализ по кривым НГК, палеоструктурный анализ для оценки перспективности территории, интерпретация ГИС с учетом данных о литологии и структуре порового пространства на основе ядерного материала, а также оценка влияния типа бурового раствора на определение характера насыщения пластов. Поиск залежей осуществлялся с учетом новой концептуальной геологической модели, предложенной в 2021 году. Перспективы использования данных подходов заключаются в возможности выявления наиболее перспективных участков для геологоразведочных работ с помощью палеоструктурного анализа и ускорения процесса оценки изменчивости ФЕС с использованием кластерного анализа, что особенно актуально для месторождений с большим фондом скважин.

#### Выводы

В результате проведенного комплексного анализа нефтеносности пласта С2кs.4 на уникальном месторождении были получены следующие ключевые результаты.

1. С целью повышения точности интерпретации данных проведена нормализация данных нейтронного гамма-каротажа (НГК), что позволило скорректировать пористость и снизить влияние погрешностей при смене оборудования.
2. Интеграция данных опробований, палеоструктурного и кластерного анализа позволила выделить наиболее

перспективный участок для детального изучения — северо-восточную часть месторождения, характеризующуюся лучшими фильтрационно-емкостными свойствами и повышенной концентрацией нефтенасыщенных интервалов.

3. Переинтерпретация данных ГИС позволила определить нефтенасыщенные интервалы, согласующиеся с результатами ядерных исследований, с коэффициентом нефтенасыщенности 40–90 %.
4. На основе полученных данных была создана геологическая модель участка и определены 40 перспективных залежей с суммарными геологическими запасами 4,1 млн тонн. Также разработана программа доизучения объекта С2кs.4 с рекомендациями по опробованию в 21 скважине. С учетом рекомендаций скважина х10 была опробована в 2025 г., отобрано 26,5 м<sup>3</sup>, получен пластовый флюид следующего состава: густая нефть + вода 1,14 г/см<sup>3</sup> при обводненности 20 %.

В ходе работы разработан новый подход применительно к объекту С2кs.4 рассматриваемого месторождения, объединяющий традиционные методы интерпретации ГИС с современными технологиями кластеризации и палеоструктурного анализа, что значительно сокращает сроки оценки ресурсного потенциала и обосновывает поиск пропущенных залежей. В соответствии с этим рекомендуется внедрение разработанных подходов на аналогичных месторождениях Волго-Уральского региона для оптимизации программы геологоразведочных работ и повышения точности прогнозирования запасов углеводородов.

#### Литература

1. Баймухаметов К.С., Викторов П.Ф., Гайнуллин К.Х., Сыртланов А.Ш. Геологическое строение и разработка нефтяных и газовых месторождений Башкортостана. Уфа: РИЦ АНК «Башнефть», 1997. 424 с.
2. Баймухаметов К.С., Гайнуллин К.Х.,

- Сыртланов А.Ш., Тимашев Э.М. Геологическое строение и разработка Арланского нефтяного месторождения. Уфа: РИЦ АНК «Башнефть», 1997. 368 с.
3. Лозин Е.В. Разработка уникального Арланского нефтяного месторождения востока Русской плиты. Уфа: БашНИПИнефть, 2012. 704 с.
4. Лозин Е.В. Геология и нефтеносность Башкортостана. Уфа: БашНИПИнефть, 2015. 704 с.
5. Бембель С.Р. Методика выявления и доразведки малоразмерных и сложнопостроенных залежей углеводородов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2010. № 5. С. 6–9.
6. Леонтьевский А.В., Гареев А.Т., Минигалиева Г.И., Гаделева Д.Д., Привалова О.Р. Особенности геологического строения каширо-подольских отложений уникального Арланского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2024. № 9. С. 50–55.
7. Привалова О.Р., Аминова Г.Р., Шуматбаев К.Д., Бурикова Т.В., Аликаева Л.Р. Уточнение петрофизической модели коллектора каширо-подольских отложений Арланского месторождения // Актуальные научно-технические решения для разведки нефтедобывающего потенциала для ПАО АНК «Башнефть». Выпуск 124. Уфа: БашНИПИнефть, 2016. С. 98–102.
8. Бурикова Т.В., Савельева Е.Н., Хусаинова А.М., Привалова О.Р. и др. Литолого-петрофизическая типизация карбонатных пород отложений среднего карбона (на примере месторождений северо-западной части Башкортостана) // Нефтяное хозяйство. 2017. № 10. С. 18–21.
9. Тимерханов Р.Ф., Вагизов А.М., Файзова И.М., Швецова Н.Н. и др. Интеграция новых данных и повышение точности прогнозирования при создании геолого-гидродинамической модели каширо-подольских карбонатных отложений Арланского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2025. № 8. С. 42–47.
10. Timerkhanov R.F., Vagizov A.M., Yakupov R.F., Mukhametshin V.Sh., Garifullina Z.A., Gizatullina A.A. Optimization of the predictive capabilities of the geological and hydrodynamic model, taking into account the refinement of the geological structure of the carbonate object. SOCAR Proceedings, 2025, issue 4, P. 73–80. (In Eng).
11. Привалова О.Р., Ганеева А.И., Леонтьевский А.В., Минигалиева Г.И. Типизация карбонатных пород среднего карбона по структуре пустотного пространства для решения задач контроля разработки нефтяных месторождений // Нефтяное хозяйство. 2023. № 8. С. 30–35.
12. Вендельштейн Б.Ю., Козьяр В.Ф., Яценко Г.Г. Методические рекомендации по определению подсчетных параметров залежей нефти и газа по материалам геофизических исследований скважин с привлечением результатов анализов ядра, опробований и испытаний продуктивных пластов. Калинин: НПО «Союзпромгеофизика», 1990. 261 с.
13. Бжицких Т.Г. Подсчет запасов и оценка ресурсов нефти и газа. Томск: Томский политехнический университет, 2011. 263 с.

## Results

In the context of the final development stage of mature fields in the Volga-Ural oil and gas province, the introduction of unconventional approaches to searching for areas with the potential for discovering new deposits or expanding existing oil-bearing contours is of particular importance.

Within the framework of this study, new technologies and approaches were successfully tested and applied: cluster analysis based on neutron-gamma logging curves, paleostructural analysis for assessing the territory's potential, interpretation of well logs considering lithology and pore space structure based on core material, as well as assessing the influence of the drilling mud type on determining the reservoir saturation character. The search for deposits was carried out considering the new conceptual geological model proposed in 2021.

The prospects of using these approaches lie in the possibility of identifying the most promising areas for exploration activities through paleostructural analysis and accelerating the process of assessing reservoir properties variability using cluster analysis, which is particularly relevant for fields with a large well stock.

## Conclusions

As a result of the comprehensive analysis of the oil potential of the C2ks.4 reservoir at a unique field, the following key results were obtained.

To improve the accuracy of data interpretation, normalization of

neutron-gamma logging data was carried out. This allowed for the correction of porosity values and reduced the impact of errors associated with equipment changes.

The integration of test data, paleostructural analysis, and cluster analysis made it possible to identify the most promising area for detailed study – the northeastern part of the field. This area is characterized by better reservoir properties and a higher concentration of oil-saturated intervals.

The reinterpretation of well log data identified oil-saturated intervals consistent with core study results, with oil saturation coefficients ranging from 40 % to 90 %.

Based on the obtained data, a geological model of the area was created, and 40 prospective deposits were identified with total geological reserves of 4.1 million tons. A program for further study of the C2ks.4 object was also developed, including recommendations for testing in 21 wells. Following these recommendations, well x10 was tested in 2025, yielding 26,5 m<sup>3</sup> of reservoir fluid with the following composition: viscous oil + water with a density of 1,14 g/cm<sup>3</sup> and a water cut of 20 %.

During this work, a new approach was developed specifically for the C2ks.4 object of the field in question. It combines traditional well log interpretation methods with modern clustering technologies and paleostructural analysis. This significantly reduces the time required for assessing resource potential and substantiates the search for missed deposits. Accordingly, it is recommended to implement the developed approaches at analogous fields in the Volga-Ural region to optimize the exploration program and improve the accuracy of hydrocarbon reserve forecasting.

## References

- Baimukhametov K.S., Viktorov P.F., Gainullin K.Kh., Syrtlanov A.Sh. Geological Structure and Development of Oil and Gas Fields in Bashkortostan. Ufa: Publishing and Printing Center of ANK "Bashneft", 1997, 424 p. (In Russ).
- Baimukhametov K.S., Gainullin K.Kh., Syrtlanov A.Sh., Timashev E.M. Geological structure and development of the Arlanskoye oil field. Ufa: Publishing and Printing Center of ANK "Bashneft", 1997, 368 p. (In Russ).
- Lozin E.V. Development of the unique Arlanskoye oil field in the Eastern part of the Russian plate. Ufa: BashNIPneft, 2012, 704 p. (In Russ).
- Lozin E.V. Geology and oil potential of Bashkortostan. Ufa: BashNIPneft, 2015, 704 p. (In Russ).
- Bembel S.R. Methods of detection and supplementary exploration of small-size and complicated structure hydrocarbon deposits. Oil and gas studies, 2010, issue 5, P. 6–10. (In Russ).
- Leontievsky A.V., Gareev A.T., Minigalieva G.I., Gadeleva D.D., Privalova O.R. Features of the geological structure of the Kashir and Podolsk deposits of the unique Arlan field. Oil industry, 2024, issue 9, P. 50–55. (In Russ).
- Privalova O.R., Amineva G.R., Shumatbaev K.D., Burikova T.V., Alikaeva L.R. Model of the reservoir of the Kashiro-Podolsk deposits of the Arlanskoye Deposit. Actual scientific and technical solutions for the exploration of oil production potential for ANK "Bashneft" PJSC. Issue 124. Ufa: BashNIPneft, 2016, P. 98–102. (In Russ).
- Burikova T.V., Savelyeva E.N., Khusainova A.M., Privalova O.R. Lithological and petrophysical characterization of middle carboniferous carbonates (a case study from North-Western oil fields of Bashkortostan). Oil Industry, 2017, issue 10, P. 18–21. (In Russ).
- Timerkhanov R.F., Vagizov A.M., Fayzova I.M. et al. Integration of new data and improvement of predictive accuracy when creating geological and hydrodynamic model of the Kashiro-Podolsk carbonate deposits. Oil Industry, 2025, issue 8, P. 42–47. (In Russ).
- Timerkhanov R.F., Vagizov A.M., Yakupov R.F., Mukhametshin V.Sh., Garifullina Z.A., Gizzatullina A.A. Optimization of the predictive capabilities of the geological and hydrodynamic model, taking into account the refinement of the geological structure of the carbonate object. SOCAR Proceedings, 2025, issue 4, P. 73–80. (In Eng).
- Privalova O.R., Ganeeva A.I., Leontievsky A.V., Minigalieva G.I. Typification of carbonate rocks of the Middle Carbon by the structure of the void space to solve problems of oil fields development control. Oil Industry, 2023, issue 8, P. 30–35. (In Russ).
- Vendelstein B.Yu., Kozyar V.F., Yatsenko G.G. Methodological recommendations for determining calculation parameters of oil and gas deposits based on geophysical well surveys involving results of core analyses, sampling and testing of productive formations. Kalinin: NPO "Soyuzpromgeofizika", 1990, 261 p. (In Russ).
- Bzhitskikh T.G. Reserve estimation and resource assessment of oil and gas. Tomsk: Tomsk Polytechnic University Publ., 2011, 263 p. (In Russ).

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Швецова Наталья Николаевна**, эксперт, Филиал ООО «РН-ГИР» в городе Уфе — БашНИПИнефть, Уфа, Россия

**Тимерханов Руслан Фиданисович**, руководитель сектора, Филиал ООО «РН-ГИР» в городе Уфе — БашНИПИнефть, Уфа, Россия

**Вазизов Азат Минзякиевич**, начальник отдела, Филиал ООО «РН-ГИР» в городе Уфе — БашНИПИнефть, Уфа, Россия  
Для контактов: [vagizovam@rn-gir.rosneft.ru](mailto:vagizovam@rn-gir.rosneft.ru)

**Леонтьевский Андрей Валерьевич**, начальник отдела, Филиал ООО «РН-ГИР» в городе Уфе — БашНИПИнефть, Уфа, Россия

**Пиденко Алексей Владимирович**, директор департамента, ПАО АНК «Башнефть», Уфа, Россия

**Минкаев Виталий Наэлевич**, к.г.-м.н., начальник отдела, ПАО АНК «Башнефть», Уфа, Россия

**Shvetsova Natalya Nikolaevna**, expert head, Branch of "RN-GIR" LLC in the city of Ufa – BashNIPneft, Ufa, Russia

**Timerkhanov Ruslan Fidanisovich**, sector head, Branch of "RN-GIR", LLC in the city of Ufa – BashNIPneft, Ufa, Russia

**Vagizov Azat Minzyakievich**, head of department, Branch of "RN-GIR" LLC in the city of Ufa – BashNIPneft, Ufa, Russia  
**Corresponding author:** [vagizovam@rn-gir.rosneft.ru](mailto:vagizovam@rn-gir.rosneft.ru)

**Leontyevsky Andrey Valeryevich**, head of department, Branch of "RN-GIR" LLC in the city of Ufa – BashNIPneft, Ufa, Russia

**Pidenko Alexey Vladimirovich**, director of department, ANC "Bashneft" PJSC, Ufa, Russia

**Minkaev Vitaly Naelevich**, ph.d. of geologo-mineralogical sciences, head of department, ANC "Bashneft" PJSC, Ufa, Russia