ISSN 2712-8008
Том / Volume 26 №2 2026
Домашняя страница журнала: http://vestnik.pstu.ru/geo/
НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ

УДК 622.276.031.011.43:622.276.1/.4.001.57
Статья / Article
© ПНИПУ / PNRPU, 2026

Разработка методики комплексной петротипизации терригенных коллекторов для снижения неопределенности в оценке фильтрационно-емкостных свойств (на примере Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения)

Б.Г. Ганиев[1], З.А. Лощева[2], М.Ш. Магдеев[2], В.А. Дехтярев[2,3], К.Д. Шуматбаев[1,3], И.И. Ганиев[2], А.Е. Вечкитов[2], Г.Г. Файзрахманов[2], А.В. Капустинская[2], Б.Г. Насыбуллин[2], Н.Р. Сафаров[2,3]

[1]Татнефть им. В.Д. Шашина (Российская Федерация, 423450, г. Альметьевск, ул. Ленина, 75а)

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

[3]Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти» (Российская Федерация, 423462, г. Альметьевск, ул. Советская, 186а)

Development of a Methodology for the Comprehensive Petrotyping of Terrigenous Reservoirs to Reduce Uncertainty in Assessing Reservoir Properties (Using the Minnibaevskaya Area of the Romashkinskoye Field as an Example)

Bulat G. Ganiev[1], Zoya A. Loshcheva[2], Marat Sh. Magdeev[2], Vyacheslav A. Dekhtyarev[2,3], Kirill D. Shumatbaev[1,3], Ilnur I. Ganiev[2], Aleksandr E. Vechkitov[2], Galim G. Fayzrakhmanov[2], Anastasiya V. Kapustinskaya[2], Bulat G. Nasybullin[2], Nail R. Safarov[2,3]

[1]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)

[3]Almetyevsk State Technological University “Higher School of Oil” (186a Sovetskaya st., Almetyevsk, 423462, Russian Federation)

Получена / Received: 03.10.2025. Принята / Accepted: 20.04.2026. Опубликована / Published: 14.05.2026

Ключевые слова:
петротипизация, терригенные коллекторы, проницаемость, машинное обучение, кластеризация K-means, ГИС, керн, Ромашкинское месторождение, петротип, петрофизическая модель.

Предметом исследования является разработка методики петротипизации терригенных коллекторов для повышения достоверности оценки фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) в условиях высокой литологической неоднородности. Работа посвящена интеграции лабораторных данных керна, результатов геофизических исследований скважин (ГИС) и современных методов машинного обучения для выделения петротипов в отложениях пашийского и тиманского горизонтов Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения. Основной целью исследования являлась разработка научно обоснованного подхода к дифференциации коллекторов, снижающего погрешности в оценке проницаемости и водонасыщенности по сравнению с традиционными усредненными моделями.

В результате проведенных исследований выделены три петротипа: глинистые алевролиты с низкими ФЕС, алевритистые песчаники и алевролиты со средними ФЕС, разно- и среднезернистые песчаники с высокими ФЕС. Установлены устойчивые корреляционные зависимости между параметрами ГИС и керновыми характеристиками.

Областью применения результатов является оптимизация геолого-гидродинамического моделирования и подсчета запасов на Миннибаевской площади, а также адаптация методики для других месторождений с аналогичными терригенными коллекторами. Предложенный подход снижает погрешность оценки проницаемости и повышает точность определения водонасыщенности, особенно в низкопроницаемых интервалах, что обеспечивает более достоверное прогнозирование разработки месторождений и рациональное управление извлекаемыми запасами.

Keywords:
petrotypification, terrigenous reservoirs, permeability, machine learning, K-means clustering, well logging, core, Romashkinskoye field, petrotype, petrophysical model.

The subject of this study is the development of a petrotyping methodology for terrigenous reservoirs to improve the reliability of reservoir properties (RP) assessments in highly lithologically heterogeneous environments. This work integrates laboratory core data, well logging (WL) results, and modern machine learning methods to identify petrotypes in sediments of the Pashiysky and Timansky horizons of the Minnibayevskaya area of the Romashkinskoye field. The primary objective of the study was to develop a scientifically sound approach to reservoir differentiation that reduces errors in permeability and water saturation estimates compared to traditional averaged models.

As a result of the studies, three petrotypes were identified: clayey siltstones with low RP, silty sandstones and siltstones with medium RP, and mixed- and medium-grained sandstones with high RP. Stable correlations were established between WL parameters and core characteristics.

The application of the results includes optimizing geological and hydrodynamic modeling and reserve estimation at the Minnibaevskaya area, as well as adapting the methodology to other fields with similar terrigenous reservoirs. The proposed approach reduces permeability estimation errors and improves the accuracy of water saturation determination, especially in low-permeability intervals, enabling more reliable field development forecasting and rational management of recoverable reserves.

Ганиев Булат Галиевич (Author ID in Scopus: 55530878100, ORCID: 0009-0004-3097-9851) – кандидат технических наук, e-mail: GanievBG@tatneft.ru.
Лощева Зоя Андреевна (ORCID: 0009-0005-4560-6457), e-mail: LoschevaZA@tatneft.ru.
Магдеев Марат Шамилевич (Author ID in Scopus: 57202516596, ORCID: 0009-0007-1169-6954) – кандидат технических наук, e-mail: MagdeevMSh@tatneft.ru.
Дехтярев Вячеслав Александрович (ORCID: 0009-0007-5742-2342), e-mail: DekhtyarevVA@tatneft.ru.
Шуматбаев Кирилл Дмитриевич (Author ID in Scopus: 55531859800, ORCID: 0009-0005-2068-8505) – кандидат геолого-минералогических наук, e-mail: Shumatbaevkd@tatneft.ru.
Ганиев Ильнур Ильдусович (ORCID: 0009-0002-0328-7601), e-mail: GanievII@tatneft.ru.
Вечкитов Александр Евгеньевич (ORCID: 0009-0005-3145-8086), e-mail: VechkitovAE@tatneft.ru.
Файзрахманов Галим Гайсович (ORCID: 0009-0002-8795-1433), e-mail: FayzrakhmanovGG@tatneft.ru.
Капустинская Анастасия Владимировна (ORCID: 0009-0003-8915-6756), e-mail: KapustinskayaAV@tatneft.ru.
Насыбуллин Булат Габтулбареевич (ORCID: 0009-0002-8076-7000), e-mail: NasibullinBG@tatneft.ru.
Сафаров Наиль Рафаильевич (ORCID: 0009-0006-1073-8406), e-mail: SafarovNR@tatneft.ru.
Контактное лицо для переписки.

Bulat G. Ganiev (Author ID in Scopus: 55530878100, ORCID: 0009-0004-3097-9851) – PhD, e-mail: GanievBG@tatneft.ru.
Zoya A. Loshcheva (ORCID: 0009-0005-4560-6457), e-mail: LoschevaZA@tatneft.ru.
Marat Sh. Magdeev (Author ID in Scopus: 57202516596, ORCID: 0009-0007-1169-6954) – PhD, e-mail: MagdeevMSh@tatneft.ru.
Vyacheslav A. Dekhtyarev (ORCID: 0009-0007-5742-2342), e-mail: DekhtyarevVA@tatneft.ru.
Kirill D. Shumatbaev (Author ID in Scopus: 55531859800, ORCID: 0009-0005-2068-8505) – PhD, e-mail: Shumatbaevkd@tatneft.ru.
Ilnur I. Ganiev (ORCID: 0009-0002-0328-7601), e-mail: GanievII@tatneft.ru.
Aleksandr E. Vechkitov (ORCID: 0009-0005-3145-8086), e-mail: VechkitovAE@tatneft.ru.
Galim G. Fayzrakhmanov (ORCID: 0009-0002-8795-1433), e-mail: FayzrakhmanovGG@tatneft.ru.
Anastasiya V. Kapustinskaya (ORCID: 0009-0003-8915-6756), e-mail: KapustinskayaAV@tatneft.ru.
Bulat G. Nasybullin (ORCID: 0009-0002-8076-7000), e-mail: NasibullinBG@tatneft.ru.
Nail R. Safarov (ORCID: 0009-0006-1073-8406), e-mail: SafarovNR@tatneft.ru. The contact person for correspondence.

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:
Разработка методики комплексной петротипизации терригенных коллекторов для снижения неопределенности в оценке фильтрационно-емкостных свойств (на примере Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения) / Б.Г. Ганиев, З.А. Лощева, М.Ш. Магдеев, В.А. Дехтярев, К.Д. Шуматбаев, И.И. Ганиев, А.Е. Вечкитов, Г.Г. Файзрахманов, А.В. Капустинская, Б.Г. Насыбуллин, Н.Р. Сафаров // Недропользование. – 2026. – Т. 26, № 2. – С. 85–95. DOI: 10.15593/2712-8008/2026.2.1

Please cite this article in English as:
Ganiev B.G., Loshcheva Z.A., Magdeev M.Sh., Dekhtyarev V.A., Shumatbaev K.D., Ganiev I.I., Vechkitov A.E., Fayzrakhmanov G.G., Kapustinskaya A.V., Nasybullin B.G., Safarov N.R. Development of a methodology for the comprehensive petrotyping of terrigenous reservoirs to reduce uncertainty in assessing reservoir properties (using the Minnibaevskaya area of the Romashkinskoye field as an example). Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering, 2026, vol. 26, no. 2, pp. 85–95. DOI: 10.15593/2712-8008/2025.3.4

Введение

Петротипизация коллекторов – ключевой этап оценки фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), направленный на разделение пород на группы с индивидуальными петрофизическими зависимостями [1–4]. Традиционно для выделения петротипов используются коэффициенты открытой пористости ($K_п$), проницаемости ($K_{пр}$) и остаточной водонасыщенности ($K_{во}$), однако их значения определяются сложным сочетанием структуры порового пространства, гранулометрического состава и минералогии [5–6]. На практике объективная кластеризация осложняется необходимостью интеграции качественных и количественных данных, измеряемых в разных масштабах.

В работе представлена методика, апробированная на неоднородных коллекторах пашийского и тиманского горизонтов Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения, где чередование песчаников, алевролитов и глинистых разностей приводит к большим погрешностям при использовании усреднённых петрофизических моделей [7–11]. Цель исследования – снижение неопределённости в оценке ФЕС за счёт выделения петротипов, построения дифференцированных зависимостей, а также установления количественных связей с данными геофизических исследований скважин (ГИС) для прогнозирования свойств [12–21]. Это обеспечивает переход от упрощённых моделей к детализированному описанию коллекторов, повышая достоверность геолого-гидродинамических расчётов.

Материалы исследования

Выборка образцов керна

Проведён комплексный анализ общей коллекции из 1894 образцов керна, отобранных из скважин Миннибаевской площади. Для детального изучения гранулометрического состава и его влияния на ФЕС была сформирована репрезентативная подвыборка из 422 образцов, по которым имеются одновременно фильтрационные и гранулометрические исследования. Выборка обеспечивает полный охват ФЕС (рис. 1) и включает все основные литологические типы коллекторов – от чистых среднезернистых песчаников до глинистых алевролитов.

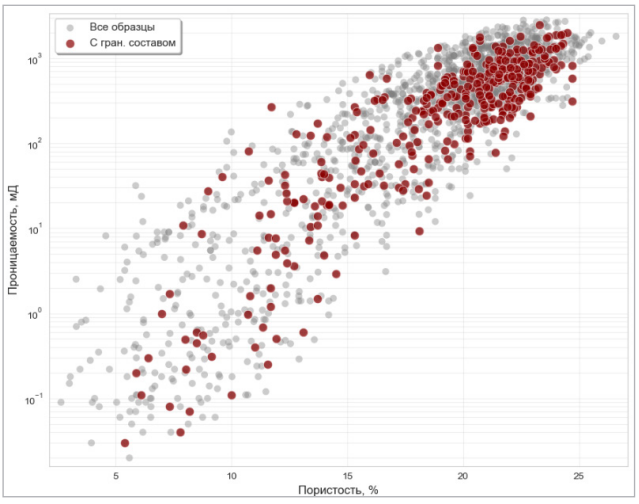


Рис. 1. Сопоставление абсолютной проницаемости с открытой пористостью по всем образцам и образцам с гранулометрическим составов

На графике чётко прослеживается высокая вариабельность фильтрационных свойств: при фиксированном значении пористости ~20 % проницаемость колеблется в диапазоне от 20 до 2000 мД. Данная неоднородность, детально изученная на подвыборке с гранулометрическим составом, указывает на принципиальные различия в структуре порового пространства и гидродинамическом поведении пород, что в условиях разработки приводит к неравномерному продвижению фронта вытеснения, преждевременному обводнению отдельных участков и снижению общего коэффициента извлечения нефти.

Анализ чувствительности

Ключевым параметром для оценки качества коллектора и последующей кластеризации выбран показатель $\sqrt{(K_{пр}/K_п)}$, физически отражающий эквивалентный гидравлический радиус поровых каналов [22–24]. Для оценки влияния гранулометрических параметров на ФЕС был проведен анализ чувствительности. В него были включены следующие параметры:

- СрП – среднезернистый песчаник (>0,25 мм);
- МлП – мелкозернистый песчаник (0,1–0,25 мм);
- КрА – крупнозернистый алевролит (0,05–0,1 мм);
- МлА – мелкозернистый алевролит (0,01–0,05 мм);
- $C_{гл}$ – массовая глинистость (<0,01 мм).

Помимо основных фракций гранулометрического состава, были рассчитаны дополнительные параметры:

- песчаник – сумма песчаных фракций (СрП + МлП);
- алевролит – сумма алевролитовых фракций (КрА + МлА);
- $K_{гл}$ – объемная глинистость ($K_{гл} = C_{гл}\cdot(1–K_п)$);
- $N_{гл}$ – относительная глинистость ($N_{гл} = K_{гл}/(K_п + K_{гл})$);
- $C_{гл}$ + МлА – суммарная доля тонкозернистого материала.

Для проведения анализа использован комплекс методов: графический анализ с построением точечных диаграмм и трендов (рис. 2), ранговая корреляция Спирмена для количественной оценки монотонных зависимостей [25–28] (рис. 3, *а*), а также алгоритм случайного леса для выявления важности признаков с учётом нелинейных взаимодействий [29–31] (рис. 3, *б*).

Кластеризация методом *K-means*

По результатам всестороннего анализа влияния различных литологических и текстурных параметров на ФЕС пород проведена кластеризация методом *K-means* [32] всей коллекции керна. Для кластеризации были выбраны следующие параметры: $\sqrt{(K_{пр}/K_п)}$, содержание песчаной фракции, МлА + $C_{гл}$ и относительная глинистость $N_{гл}$. Они были включены в анализ, так как предварительный анализ показал их наибольшее влияние на изменение ФЕС. Начальным этапом кластеризации являлось определение оптимального количества кластеров (рис. 4) методом локтя и алгоритмом Kneedle [33–35].

На рис. 5 представлены результаты кластеризации по методу K-means.

Кластеризация методом *K-means* выявила три устойчивых петротипа с чётко различающимися свойствами:

1) высокопроницаемые песчаники – характеризуются высоким содержанием песчаника, низким содержанием глинистых и алевритовых фракций, высокими значениями $\sqrt{(K_{пр}/K_п)}$ и хорошей сортировкой зёрен.

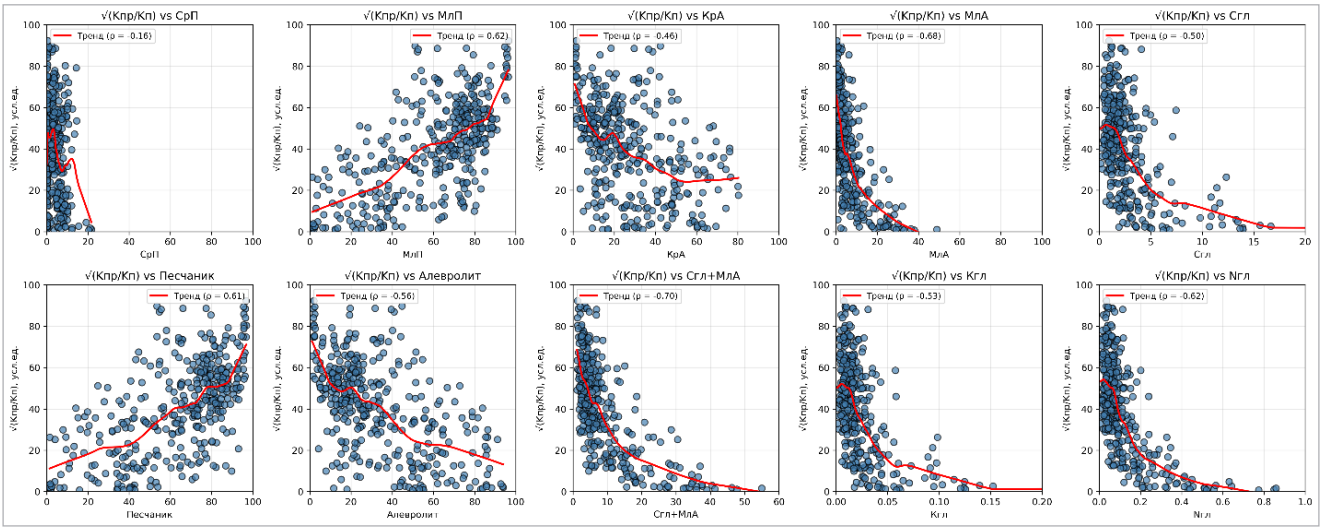


Рис. 2. Корреляционные зависимости параметра $\sqrt{(K_{пр}/K_{п})}$ от параметров гранулометрического состава

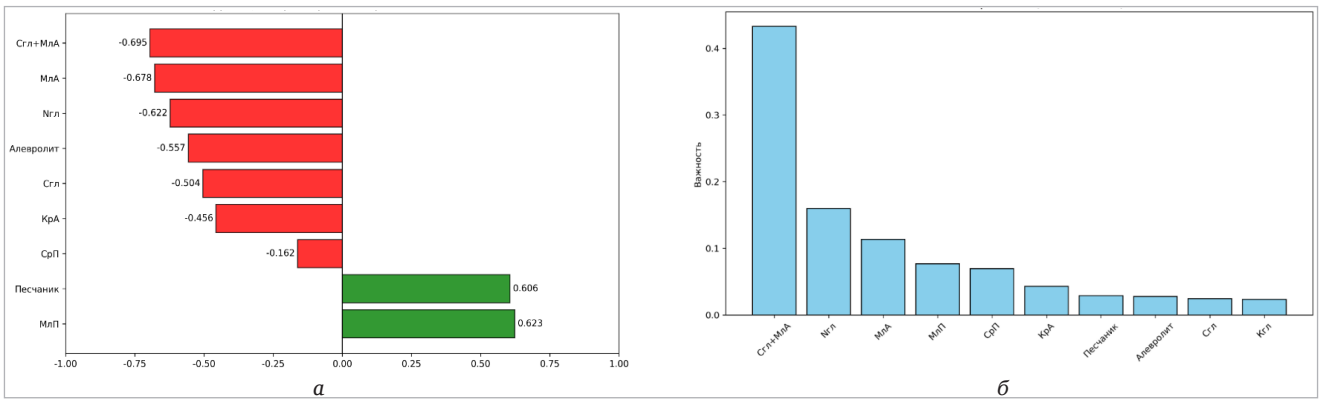


Рис. 3. Корреляция параметров гранулометрического состава на параметр $\sqrt{(K_{пр}/K_{п})}$:
а – методом Спирмена; *б* – методом «случайного леса»

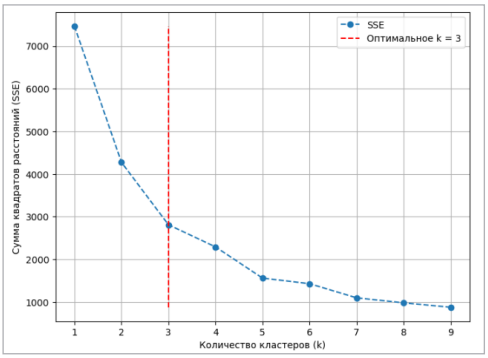


Рис. 4. Метод «локтя» для определения числа кластеров

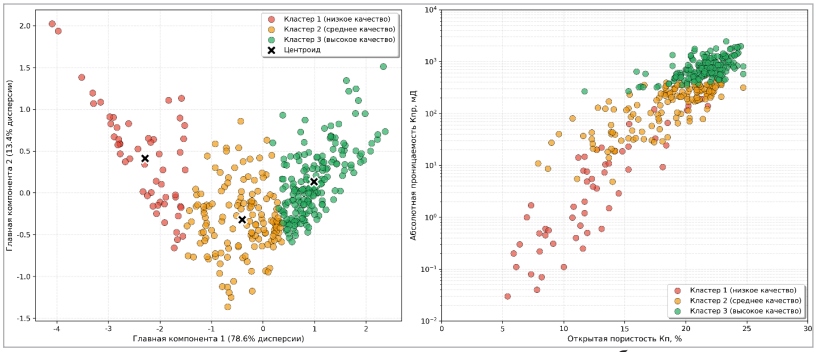


Рис. 5. PCA – проекция кластеров (*а*); сопоставление абсолютной проницаемости и открытой пористости по кластерам (*б*)

Представляют собой хорошо отсортированные песчаники с однородной поровой структурой;

2) переходные типы – обладают умеренным содержанием песчаника, повышенным количеством мелкозернистого материала и средними $\sqrt{(K_{пр}/K_{п})}$. Представлены алевритистыми песчаниками или песчанистыми алевролитами, где проницаемость ограничена частичным заполнением пор тонкими фракциями;

3) низкопроницаемые глинисто-алевритовые породы – отличаются низким содержанием песчаника, высоким содержанием глинистых компонентов, низкими значениями $\sqrt{(K_{пр}/K_{п})}$ и, как правило, более высоким коэффициентом сортировки. Характеризуются слабыми коллекторскими свойствами из-за высокой глинистости и неоднородности гранулометрического состава.

Для визуализации различий между кластерами построены гистограммы и бокс-плоты распределения ключевых параметров (рис. 6). Пунктирными линиями на гистограммах обозначены средние значения по каждому кластеру, что обеспечивает наглядную дифференциацию групп и подтверждает статистическую значимость полученных результатов.

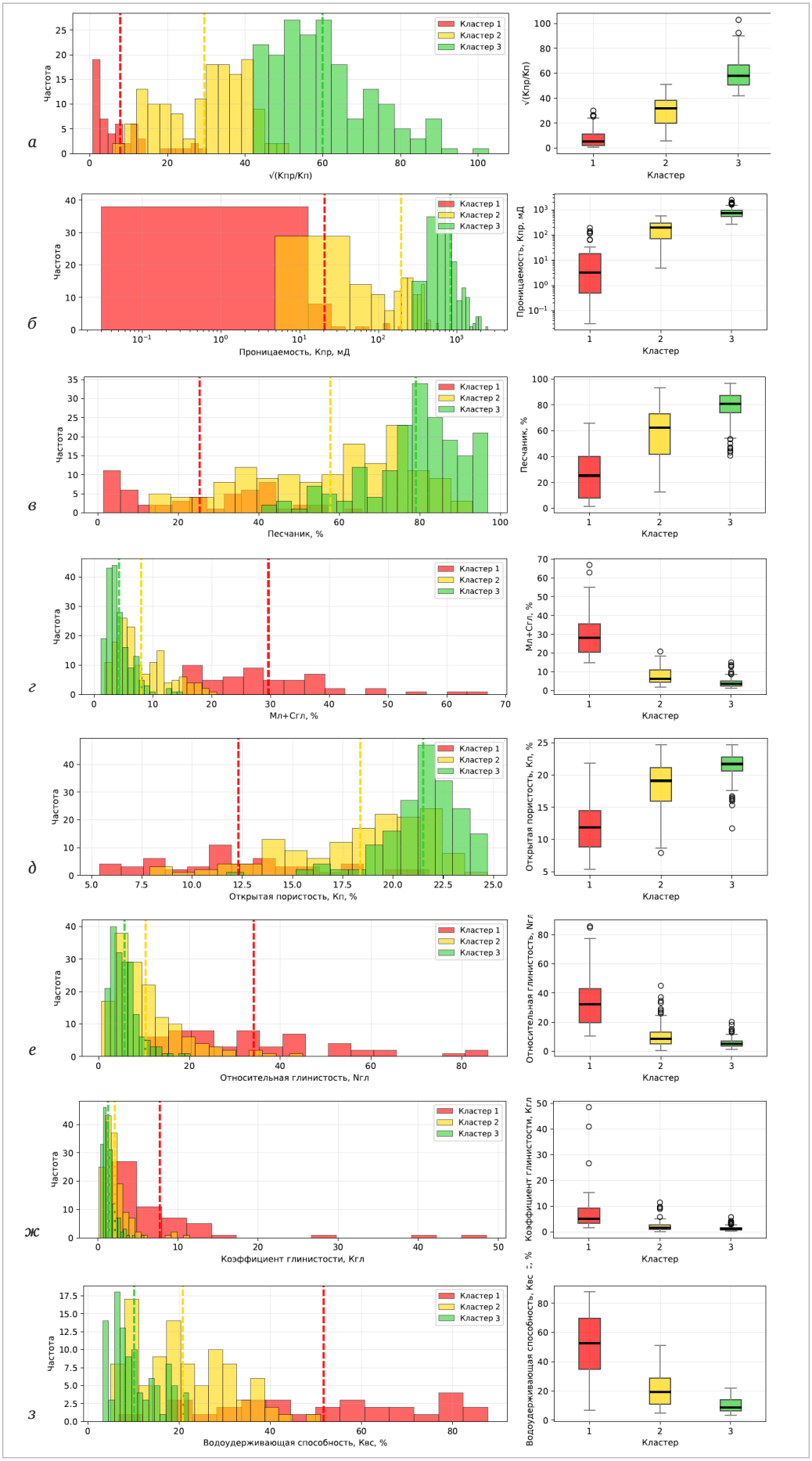


Рис. 6. Гистограмма и бокс-плот распределения по кластерам:
а – $\sqrt{(K_{пр}/K_{п})}$; *б* – $K_{пр}$; *в* – песчаной фракции; *г* – $Мл + C_{гл}$; *д* – $K_{п}$; *е* – $N_{гл}$; *ж* – $K_{гл}$; *з* – $K_{вс}$

Определение границ между петротипами

Поскольку алгоритм *K-means* оперирует многомерными расстояниями до центроидов, а не пороговыми значениями отдельных параметров, для практического применения (ГИС, ККД, ОФП и т.д.) необходима трансляция результатов в одномерные критерии классификации. Для этого были статистически определены границы пересечения гистограмм распределения параметра $\sqrt{(K_{пр}/K_{п})}$ по каждому петротипу (рис. 7). Полученные пороговые значения обеспечивают воспроизводимую классификацию интервалов без полного кернового анализа, сохраняя согласованность с многомерной кластеризацией.

Ключевым результатом проведённой кластеризации является переход от единой усреднённой зависимости проницаемости от пористости $K_{пр} = f(K_{п})$, применявшейся ранее для всего разреза, к индивидуальным петрофизическим зависимостям для каждого выделенного петротипа. Ранее использовавшаяся единая корреляция не отражала реальной гетерогенности коллекторов и приводила к значительным погрешностям в оценке фильтрационных свойств, особенно в интервалах с различной литологией (рис. 8).

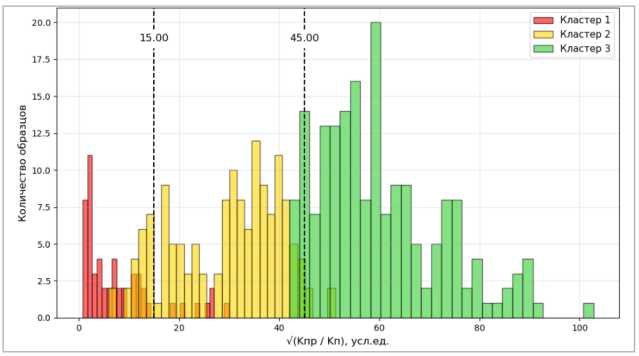


Рис. 7. Гистограмма распределения $\sqrt{(K_{пр}/K_{п})}$ по кластерам с определением граничных значений

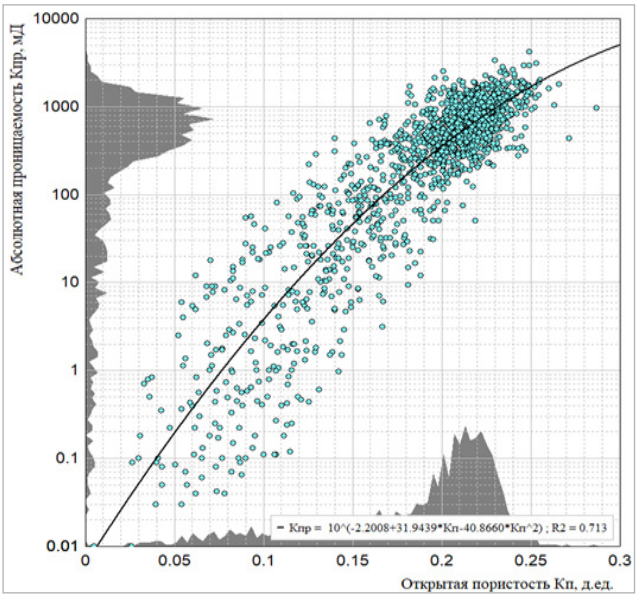


Рис. 8. Единая зависимость абсолютной проницаемости от открытой пористости

После выделения трёх петротипов построены зависимости $K_{пр} = f(K_{п})$, учитывающие специфику поровой структуры и гранулометрического состава каждой группы (рис. 9).

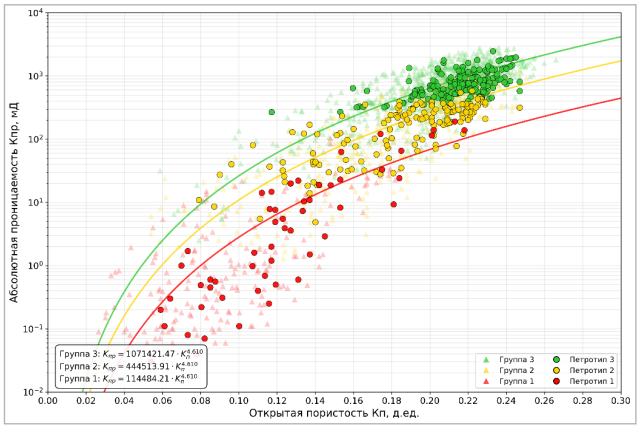


Рис. 9. Зависимость абсолютной проницаемости от открытой пористости по выделенным петротипам

Индивидуальные зависимости демонстрируют закономерное ухудшение фильтрационных характеристик от петротипа 3 к петротипу 1, что коррелирует с ростом содержания мелкозернистой фракции и глинистости (таблица).

Средние значения гранулометрического состава по петротипам

Петротип	Кол-во	СрП, %	МлП, %	КрА, %	МлА, %	$С_{гл}$, %	Песчаник, %	Алевролит, %	$К_{сорт}$
1	54	5,54	19,83	44,02	20,94	8,71	25,37	64,96	1,94
2	147	3,76	53,97	33,61	5,47	2,56	57,74	39,08	1,45
3	185	3,5	75,54	16,39	2,54	1,66	79,04	18,94	1,32

С целью распознавания по данным ГИС выделенных по керну петротипов была построена корелляционная зависимость «керн – ГИС» параметра $\sqrt{(K_{пр}/K_{п})}$ от двойного разностного параметра гамма-каротажа $A_{гк}$ (рис. 10) и определены граничные значения $A_{гк}$ для каждого петротипа.

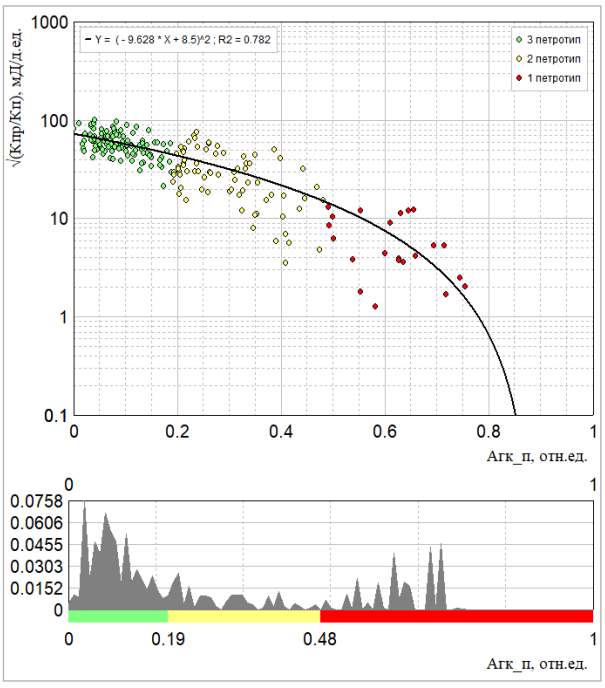


Рис. 10. Зависимость параметра $\sqrt{(K_{пр}/K_{п})}$ от $A_{гк}$

Литологическая классификация

С целью обеспечения интерпретации петротипов в терминах геологического строения, позволяющее обосновать пространственные закономерности распределения коллекторов и установления генетических связей между петрофизическими свойствами и условиями осадконакопления, был применён метод литологического «треугольника» (рис. 11), построенный отдельно для каждого петротипа. В данной системе координат вершины треугольника соответствуют основным гранулометрическим фракциям: песчаник (>0,1 мм), алевролит (0,01–0,1 мм) и глина (<0,01 мм). На каждом треугольнике визуализировано распределение всех точек-образцов, относящихся к конкретному петротипу, а также определён центроид – точка, отражающая средний гранулометрический состав группы.

Петротип 3 (высокопроницаемый) характеризуется преобладанием песчаной фракции (>75 %) и глинистостью <2 %, что соответствует среднезернистым песчаникам с высокой пористостью и проницаемостью.

Петротип 2 (переходный) имеет умеренное содержание песка (~57 %) и относится к алевритистым песчаникам/песчаным алевролитам с умеренными ФЕС.

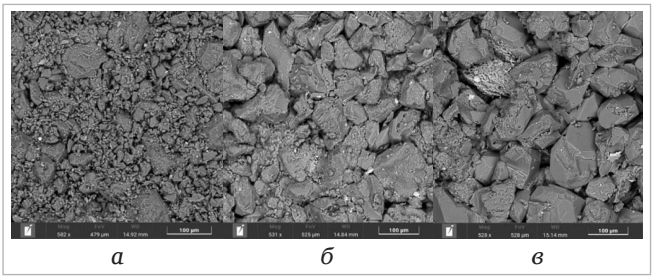
Петротип 1 (низкопроницаемый) доминирует алевритовая фракция (>60 %) при глинистости ~8,7 %, что определяет его как глинистый алевролит с низкими фильтрационными свойствами.

Наблюдения подтверждены данными растровой электронной микроскопии (рис. 12), демонстрирующими различия в поровой структуре и распределении мелкозернистого материала.

Такой подход позволяет объективно оценить преобладающие фракции и их соотношения, что служит основой для присвоения геологически корректных литологических наименований, сохраняющих физическую связь между текстурой пород и их фильтрационными свойствами.

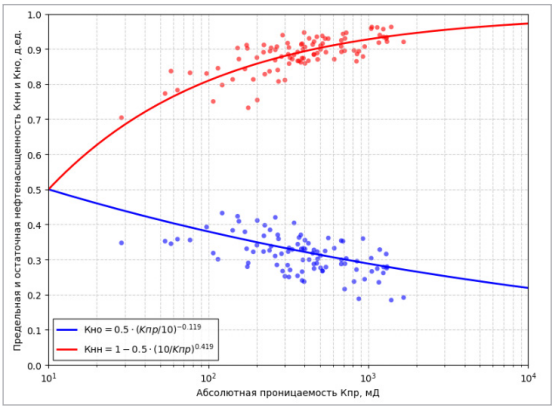
Обоснование граничных ФЕС

Граничные значения ФЕС определены на основе лабораторных исследований керна по моделированию процессов вытеснения нефти водой, по результатам которых была построена зависимость остаточной нефтенасыщенности от абсолютной проницаемости (рис. 13).

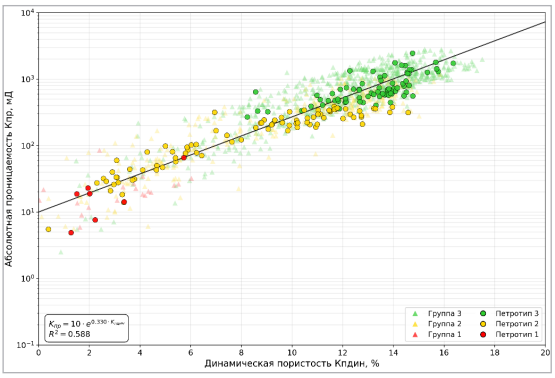


а *б* *в*

Рис. 12. Результаты исследований образцов методом растровой электронной микроскопии: петротип 1 (*а*), петротип 2 (*б*), петротип 3 (*в*)



а



б

Рис. 13. Зависимость: *а* – предельной и остаточной нефтенасыщенности от абсолютной проницаемости; *б* – абсолютной проницаемости от динамической пористости

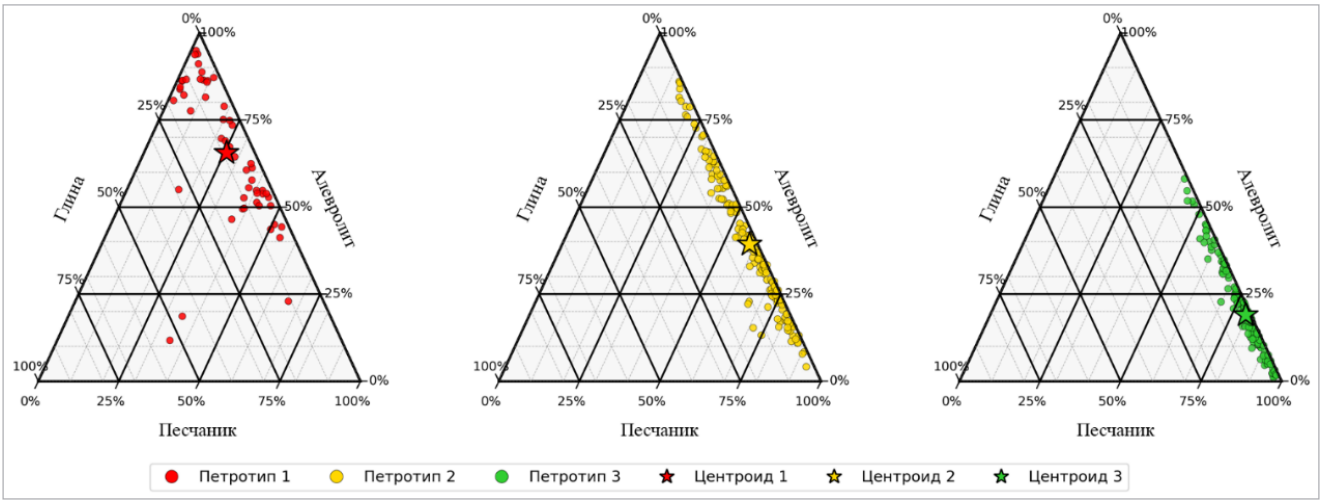
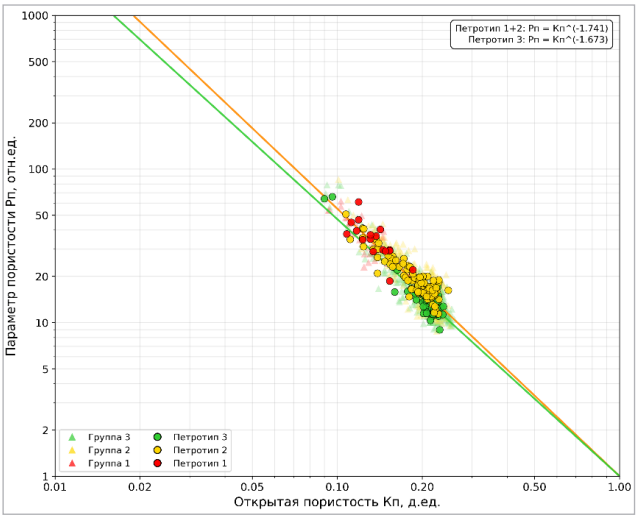


Рис. 11. Литологический «треугольник» с результатами гранулометрического анализа по каждому петротипу

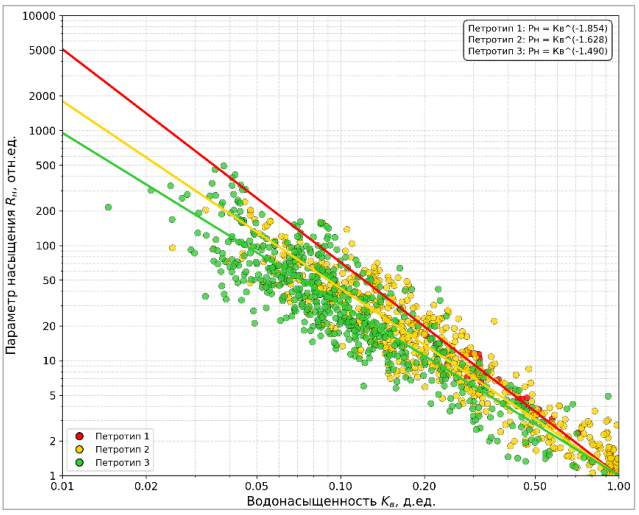
Полученная зависимость $K_{но} = f(K_{пр})$ была использована для расчета остаточной нефтенасыщенности для всей выборки керна, что позволило определить значения динамической пористости $K_{п(дин)}$ по всем образцам.

Электрическая модель Дахнова – Арчи

Для расчёта водонасыщенности по данным ГИС определены параметры уравнения Дахнова – Арчи. Лабораторные исследования, проведённые методом полупроницаемой мембраны, включали измерения удельного электрического сопротивления образцов керна при различной водонасыщенности. На основании этих данных для каждого выделенного петротипа построены зависимости параметра пористости $P_п$ от открытой пористости $K_п$ (рис. 14, *а*) и параметра насыщения $P_н$ от водонасыщенности $K_в$ (рис. 14, *б*).



а



б

Рис. 14. Зависимость параметра:
а – пористости от открытой пористости;
б – насыщения от водонасыщенности

На рис. 15 приведено сопоставление показателя n с абсолютной проницаемостью с выделенными петротипами. Наблюдается тенденция уменьшения показателя n с ростом абсолютной проницаемости.

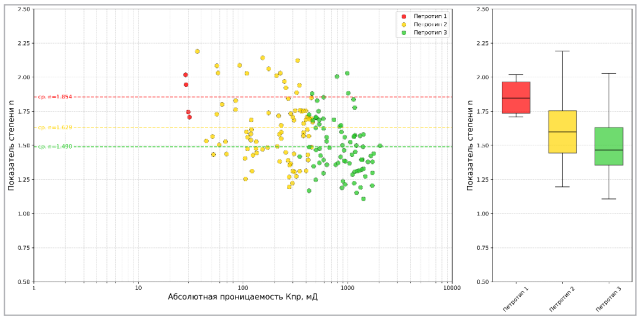


Рис. 15. Сопоставление показателя n
с абсолютной проницаемостью по петротипам

Модель флюидонасыщенности

На основе экспериментальных кривых относительных фазовых проницаемостей (ОФП) была построена модель флюидонасыщенности. Основной целью являлось обоснование ключевых параметров, определяющих распределение фаз в поровом пространстве: критических значений водонасыщенностей, а также определение функциональных зависимостей этих параметров от ФЕС. Разработанная модель флюидонасыщенности (рис. 16) позволяет дифференцировать зоны переходной нефтенасыщенности, прогнозировать динамику обводнения скважин и обеспечить согласованность между лабораторными данными и поведением модели при адаптации.

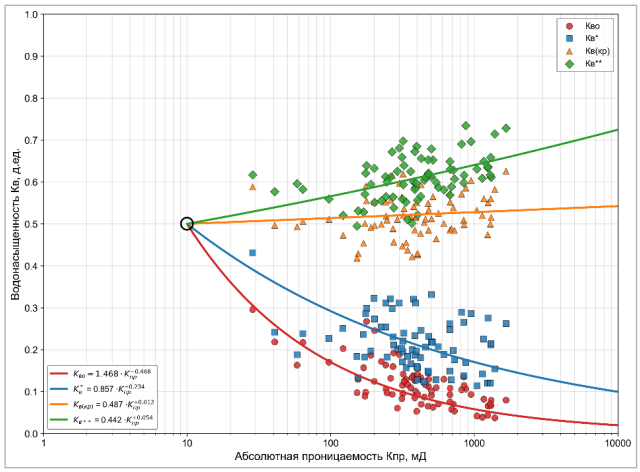


Рис. 16. Зависимость критических водонасыщенностей
от абсолютной проницаемости

Капиллярная модель

Капиллярная модель распределения водонасыщенности ($K_в$) построена на основе 193 кривых капиллярного давления, полученных методом полупроницаемой мембраны. Критические водонасыщенности ($K_{во}$, $K_{в*}$, $K_{в(кр)}$, $K_{в**}$), определённые по данным ОФП, интегрированы в модель для корректного описания переходной зоны.

На рис. 17 представлена обобщённая модель, демонстрирующая закономерное сокращение толщины переходной зоны от глинисто-алевритовых разностей (петротип 1) к чистым песчаникам (петротип 3), что согласуется с их фильтрационными свойствами. Интеграция петротипизации позволяет устранить неод-

нозначность в оценке положения ВНК и обеспечивает физически обоснованное распределение насыщенности в геолого-гидродинамических моделях.

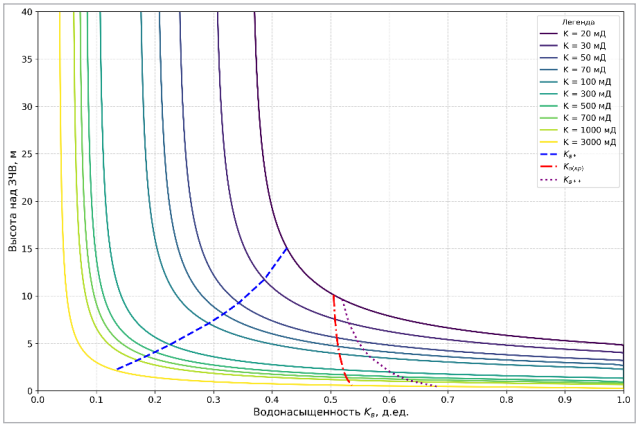


Рис. 17. Капиллярно-фильтрационная модель переходной зоны в координатах H (высота над ЗЧВ) $= f(K_в)$ с критическими водонасыщенностями

Трехмерная модель распределения петротипов

Петротипизация является важным этапом построения геологических моделей [36, 37], позволяющим учитывать литологическую неоднородность коллекторов и переходить от усредненных петрофизических зависимостей к дифференцированным описаниям, что снижает погрешность в оценке проницаемости и водонасыщенности, особенно в сложнопостроенных разрезах [38]. В рамках данной работы на основе комплексирования данных лабораторного изучения керна, геофизических исследований скважин (ГИС) и алгоритмов машинного обучения была построена трехмерная модель распределения петротипов (рис. 18).

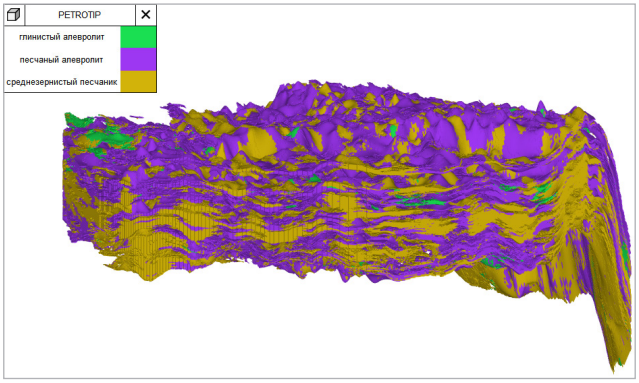


Рис. 18. Трехмерная модель распределения петротипов

Исходными данными для моделирования послужила дискретная кривая «Петротип», рассчитанная для каждой скважины на основе установленных граничных значений двойного разностного параметра гамма-каротажа ($A_{гк}$), соответствующих выделенным петротипам.

Распределение значений кривой в трехмерной модели осуществлялось методом последовательного индикаторного моделирования (Sequential Indicator Simulation, SIS) [39]. Данный стохастический пиксельный метод заключается в присвоении значений кода петротипа неопределённым ячейкам модели в случайном порядке с учётом пространственной корреляции, задаваемой вариограммой. Метод позволяет сохранять статистическое распределение исходных данных, учитывать геологические тренды и анизотропию среды. Результат моделирования в виде геологического разреза по трехмерному параметру петротипов приведен на рис. 19.

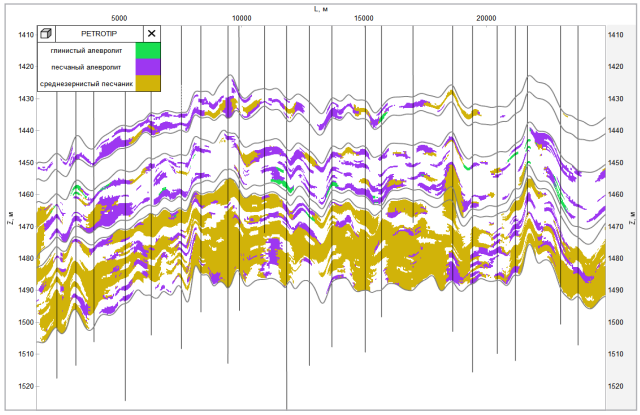


Рис. 19. Геологический разрез по трехмерному параметру петротипов

Из проведенных ранее исследований известно, что внутри пашийского горизонта присутствует размыв, который делит его на нижний и верхний подгоризонты. В результате анализа трехмерного распределения петротипов по разрезу пашийского горизонта Миннибаевской площади установлена чёткая вертикальная зональность. В нижнем подгоризонте статистически преобладает петротип 3 – высокопроницаемые, хорошо отсортированные песчаники. В верхнем подгоризонте доминирует петротип 2, представленный алевритистыми песчаниками и песчанистыми алевролитами со средними ФЕС (рис. 20).

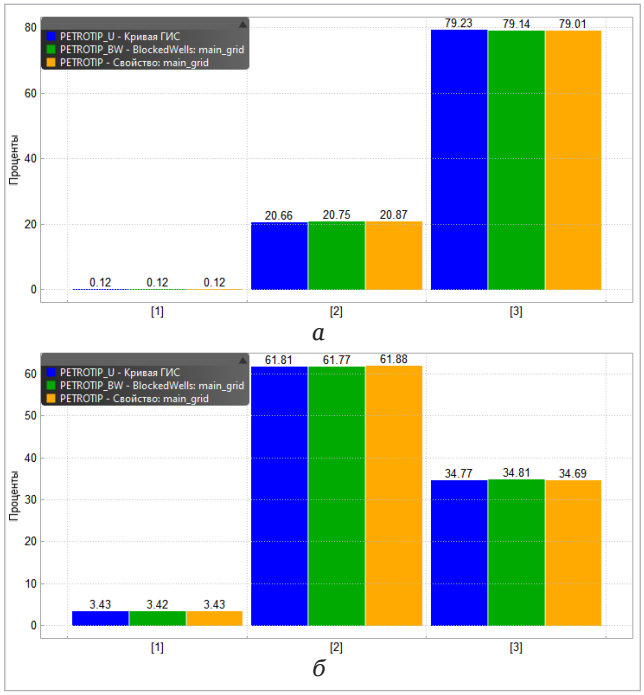


Рис. 20. Гистограмма распределения петротипов по нижнему (*а*) и верхнему (*б*) подгоризонтам пашийского горизонта

Такая устойчивая смена доминирующих петротипов по разрезу, предположительно, является отражением изменения палеогеографических условий осадконакопления во времени. Преобладание чистых песчаников (петротип 3) в основании разреза свидетельствует о формировании нижнего подгоризонта в высокоэнергетической обстановке, что ведет к накоплению хорошо отсортированных, чистых песчаников с высокими ФЕС, где активное воздействие волн или течений обеспечивало хорошую сортировку и отмыв тонкозернистого материала (например, прибрежная зона волновой деятельности, дельтовые каналы). Последующее замещение их породами переходного типа (петротип 2) в верхнем подгоризонте указывает на снижение энергии среды. Это могло быть связано с развитием более спокойных приливно-отливных фаций либо с удалением от активных источников сноса обломочного материала [40].

Проведенная петротипизация и анализ распределения петротипов по разрезу являются петрофизической основой для палеогеографических реконструкций. Однако для определения конкретных условий осадконакопления требуется комплексное исследование изучаемой территории с подбором седиментационной модели, основанное на литолого-седиментологическом анализе керна с определением текстурных, структурных, фаунистических признаков, данных геофизических исследований скважин (фациальный электрометрический анализ). Развитие этой темы станет логическим продолжением настоящей работы.

На основе созданной трехмерной модели распределения петротипов выполнено независимое для каждого из трех петротипов моделирование коэффициента открытой пористости по данным результатов интерпретации геофизических исследований скважин. Моделирование коэффициента абсолютной проницаемости также проводилось дифференцированно на основе индивидуальных петрофизических зависимостей проницаемости от открытой пористости, которые были установлены по данным лабораторных исследований керна для каждого петротипа [4].

Учет литологической неоднородности коллектора через петротипизацию при построении капиллярной модели насыщения позволил получить физически обоснованную модель распределения флюидов, особенно в пределах переходной зоны [41–44]. Данный подход предполагает определение уникальных кривых капиллярного давления для каждого выделенного петротипа, что корректно отражает различия в структуре порового пространства и высоте переходной зоны, обусловленные гранулометрическим составом и текстурно-структурными характеристиками пород. Таким образом, моделирование трехмерного параметра коэффициента начальной водонасыщенности пласта выполняется на основе двух параметров: высоты ячейки относительно водонефтяного контакта и её принадлежности к конкретному петротипу, фильтрационно-емкостные свойства которого описаны индивидуальными петрофизическими зависимостями.

Реализованный переход от единой усредненной петрофизической модели к дифференцированным зависимостям, привязанным к трёхмерному распределению петротипов, обеспечивает физически обоснованное различие в прогнозе проницаемости и начальной водонасыщенности для коллекторов с близкими значениями пористости, но разным литологическим составом и текстурно-структурными особенностями, что важно для корректного моделирования ФЕС и начального насыщения пласта при создании геологической модели.

Заключение

В результате проведенных исследований разработана комплексная методика петротипизации терригенных коллекторов, направленная на снижение неопределённости при оценке ФЕС коллекторов в условиях высокой литологической неоднородности. Методика апробирована на отложениях пашийского и тиманского горизонтов Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения. Внедрение разработанной методики обеспечивает повышение достоверности геолого-гидродинамического моделирования и подсчёта запасов, а её алгоритмический характер позволяет адаптировать её для использования на других месторождениях со сложным строением коллекторов.

Список литературы

1. Разницын, А.В. Разработка методического подхода к выделению петрофизических типов сложнопостроенных карбонатных пород по данным лабораторного изучения керна / А.В. Разницын, И.С. Путилов // Недропользование. – 2021. – Т. 21, № 3. – С. 109–116. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.3.2.
2. Путилов, И.С. Типизация терригенных пород-коллекторов с применением метода накопленной корреляции и индивидуальных вероятностных моделей на примере месторождения им. Сухарева / И.С. Путилов, А.В. Юрьев, Е.Е. Винокурова // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334, № 1. – С. 75–83. DOI: 10.18799/24131830/2023/1/3797.
3. Чистяков, А.А. Применение компьютерной томографии и ЯМР для петротипизации сложнопостроенных терригенных коллекторов / А.А. Чистяков, Е.В. Швалюк, А.А. Калугин // Георесурсы. – 2022. – Т. 24, № 4. – С. 102–116. DOI: 10.18599/grs.2022.4.9.
4. Применение петротипизации для оценки проницаемости пород апт-альб-сеноманского газоносного комплекса / И.А. Показаньев [и др.] // Экспозиция Нефть Газ. – 2022. – № 8. – С. 40–43. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-8-40-43.
5. Archie, G.E. The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics / G.E. Archie // Transactions of the American Institute of Mining Metallurgical Engineers. – N. Y., 1942. – Vol. 146. – P. 54–62. SPE-942054-G. DOI: 10.2118/942054-G.
6. Tiab, D. Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties / D. Tiab, E.C. Donaldson. – 4th ed. – Amsterdam; Boston: Gulf Professional Publishing, 2016. – 894 p. DOI: 10.1016/C2014-0-03707-0.
7. Лутфуллин, А.А. Поиск перспективных участков для ввода в разработку низкопродуктивных глинистых пластов Южно-Татарского свода горизонтальными скважинами / А.А. Лутфуллин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2022. – № 8(368). – С. 36–41. DOI: 10.33285/2413-5011-2022-8(368)-36-41.
8. Муслимов, Р.Х. Проблемы моделирования разведки и разработки нефтяных месторождений / Р.Х. Муслимов // Георесурсы. – 2018. – Т. 20, № 3, ч. 1. – С. 134–138. DOI: 10.18599/grs.2018.3.134-138.
9. Модель осадконакопления пашийского горизонта (терригенная толща девона) Южно-Татарского свода Волго-Уральской нефтегазоносной провинции / В.В. Силантьев [и др.] // Георесурсы. – 2022. – Т. 24, № 4. – С. 12–39. DOI: 10.18599/grs.2022.4.2.
10. Новый взгляд на геологическое строение пашийского горизонта (D3ps) Азнакаевской площади Ромашкинского месторождения нефти / З.А. Лощева [и др.] // Георесурсы. – 2017. – Т. 19, № 1. – С. 21–26. DOI: 10.18599/grs.19.1.4.
11. Galloway, W.E. Terrigenous Shelf Systems / W.E. Galloway, D.K. Hobday // Terrigenous Clastic Depositional Systems. – Heidelberg: Springer Berlin, 1996. – P. 159–185. DOI: 10.1007/978-3-642-61018-9_7.
12. Skalinski, M. Carbonate Petrophysical Rock Typing – Integrated Carbonate Petrophysical Rock Typing – Integrated Geological Attributes and Petrophysical Properties while Linking with Dynamic Behavior / M. Skalinski, J. Kenter // SPWLA 54th Annual Logging Symposium, 22–26 June, 2013, New Orleans, Louisiana, USA. – SPWLA-2013-A. DOI: 10.1144/SP406.6.

13. Updated Rock Type Definition and Pore Type Classification of a Carbonate Buildup, Tengiz Field, Republic of Kazakhstan / M. Skalinski [et al.] // SPE Caspian Carbonate Technology Conference, Nov. 8–10, 2010, Atyrau, Kazakhstan. – SPE-139986-MS. DOI: 10.2118/139986-MS.
14. Choquette, P.W. Geologic Nomenclature and Classification of Porosity in Sedimentary Carbonates / P.W. Choquette, L.C. Pray // The American Association of Petroleum Geologists Bulletin. – 1970. – Vol. 54, № 2. – P. 207–250. DOI: 10.1306/5D25C98B-16C1-11D7-8645000102C1865D.
15. Salman, S.M. Rock Typing: An Integrated Reservoir Characterization Tool to Construct a Robust Geological Model in Abu Dhabi Carbonate Oil Field / S.M. Salman, S. Bellah // The 2009 SPE/EAGE Reservoir Characterization and Simulation Conference, Oct. 19–21, 2009, Abu Dhabi, UAE. – SPE-125498-MS. – DOI: 10.2118/125498-MS.
16. Связь литотипов и петрофизической неоднородности карбонатных коллекторов верхнего девона платформенной части Башкортостана / Т.В. Бурикова [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 6. – С. 42–45. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-6-42-45.
17. Изменение петрофизических моделей для длительно разрабатываемых месторождений с учетом результатов новых исследований / А.В. Аржиловский [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 6. – С. 38–41. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-6-38-41.
18. Особенности микропоровых пород и их выделение в разрезе скважин по данным изучения керна и геофизических исследований скважин / Г.Р. Аминева [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 6. – С. 58–61. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-6-58-61.
19. Классификация коллекторов по петрофизическим параметрам отложений терригенной толщи девона платформенной части Республики Башкортостан / А.М. Нигматзянова [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 4. – С. 22–25. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-4-22-25.
20. Литолого-петрофизическая типизация карбонатных пород отложений среднего карбона (на примере месторождений северо-западной части Башкортостана) / Т.В. Бурикова [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 10. – С. 18–21. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-10-18-21.
21. Роль дифференцированного подхода к изучению коллекторов и его влияние на подсчетные параметры (на примере отложений пашийского горизонта месторождения Республики Башкортостан) / А.М. Нигматзянова [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2025. – № 11. – С. 77–81. DOI: 10.24887/0028-2448-2025-11-77-81.
22. Carman, P.C. Fluid flow through granular beds / P.C. Carman // Chemical Engineering Research and Design. – 1997. – Vol. 75. – P. S32–S38. DOI: 10.1016/S0263-8762(97)80003-2.
23. Борисов, В.Г. Улучшенный алгоритм применения метода единиц потока для прогнозирования фильтрационно-емкостных свойств коллектора в скважинах, не охарактеризованных керном / В.Г. Борисов // Нефтяная провинция: сетевое науч. издание. – 2018. – Т. 15, № 3. – С. 18–30. DOI: 10.25689/NP.2018.3.18-30. – URL: https://2d5385f0-870f-473a-b271-aa454e83c7c1.filesusr.com/ugd/2e67f9_a5dd8aaa2373411b948d8042626787d5.pdf (дата обращения 07.04.2026).
24. Davis, J.C. Statistics and Data Analysis in Geology / J.C. Davis. – 3rd ed. – New York; Chichester: John Wiley & Sons, 2002. – 638 p. DOI: 10.1086/628074.
25. Stephanou, M. Sequential estimation of Spearman rank correlation using Hermite series estimators / M. Stephanou, M. Varughese // Journal of Multivariate Analysis. – 2021. – Vol. 186. – P. 104783. DOI: 10.1016/j.jmva.2021.104783.
26. Spearman, C. The Proof and Measurement of Association between Two Things / C. Spearman // The American Journal of Psychology. – 1904. – Vol. 15, № 1. – P. 72–101. DOI: 10.2307/1412159.
27. Carterette, B. On rank correlation and the distance between rankings / B. Carterette // SIGIR '09: proceedings of the 32nd international ACM SIGIR conference on Research and development in information retrieval, Boston, MA USA, July 19–23, 2009. – New York, 2009. – P. 436–443. DOI: 10.1145/1571941.157201.
28. Caruso, J.C. Empirical Size, Coverage, and Power of Confidence Intervals for Spearman's Rho / J.C.Caruso, N. Cliff // Educational and Psychological Measurement. – 1997. – Vol. 57, № 4. – P. 637–654. DOI: 10.1177/0013164497057004009.
29. Breiman, L. Random Forests / L. Breiman // Machine Learning. – 2001. – Vol. 45, № 1. – P. 5–32. DOI: 10.1023/A:1010933404324.
30. Toloşi, L. Classification with correlated features: unreliability of feature ranking and solutions / L. Toloşi, T. Lengauer // Bioinformatics. – 2011. – Vol. 27, № 14. – P. 1986–1994. DOI: 10.1093/bioinformatics/btr300.
31. Lewoniewski, W. Quality and Importance of Wikipedia Articles in Different Languages / W. Lewoniewski, K. Węcel, W. Abramowicz // Information and Software Technologies: proceedings 22nd International Conference, ICIST 2016, Druskininkai, Lithuania, Oct. 13–15, 2016. – Cham: Springer, 2016. – P. 613–624. – (Communications in Computer and Information Science; vol. 639). DOI: 10.1007/978-3-319-46254-7_50.
32. Хаммуд, А. Математическая модель прогнозного инструмента на базе комплекса методов K-means и клеточных автоматов / А. Хаммуд, М.И. Попова, Е.В. Попова // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета. – 2025. – № 208. – С. 251–276. DOI: 10.21515/1990-4665-208-024.
33. Кумратова, А.М. Математические методы и инструментальные средства прогнозирования сложных процессов / А.М. Кумратова, И.В. Розентул, А.И. Василенко // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета. – 2024. – № 204. – С. 152–166. DOI: 10.21515/1990-4665-204-017.
34. Everitt, B. Cluster Analysis / B. Everitt, T. Hothorn // An Introduction to Applied Multivariate Analysis with R. – New York: Springer, 2011. – P. 163–200. DOI: 10.1007/978-1-4419-9650-3_6.
35. Hastie, T. The Elements of Statistical Learning: Data Mining, Inference, and Prediction / T. Hastie, R. Tibshirani, J. Friedman. – 2nd ed. – New York: Springer, 2009. – 746 p. DOI: 10.1007/978-0-387-84858-7.
36. Построение детальной литолого-фациальной трехмерной модели на основе комплексирования геолого-геофизических данных на примере бобриковских отложений Батырбайского месторождения Пермского края / Д.В. Потапов [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2022. – № 11(647). – С. 5–14. DOI: 10.33285/0207-2351-2022-11(647)-5-14.
37. Калимуллин, А.М. Применение литолого-фациального анализа при построении геологической модели бобриковского горизонта Сиреневского месторождения / А.М. Калимуллин, А.Ф. Сафаров // Нефтяная провинция: электрон. науч. журнал. – 2017. – № 2. – С. 95–108. DOI: 10.25689/NP.2017.2.95-108. – URL: http://docs.wixstatic.com/ugd/2e67f9_01ce79f3c7324ba1b848e986ddb39ee2.pdf (дата обращения: 07.04.2026).
38. Беляков, Е.О. Базовые закономерности концепции связанности порового пространства для петрофизического моделирования фильтрационно-емкостных свойств нефтенасыщенных терригенных пород / Е.О. Беляков // PROнефть. Профессионально о нефти. – 2020. – № 2(16). – С. 25–30. DOI: 10.7868/S2587739920020032.
39. Zavala, C. Intrabasinal and extrabasinal turbidites: Origin and distinctive characteristics / C. Zavala, M. Arcuri // Sedimentary Geology. – 2016. – Vol. 337. – P. 36–54. DOI: 10.1016/j.sedgeo.2016.03.008.
40. Интегрированный подход к построению геологических моделей на основе фациального анализа / О.С. Генераленко [и др.] // Георесурсы. – 2024. – Т. 26, № 3. – С. 33–42. DOI: 10.18599/grs.2024.3.5.
41. Применение петротипизации для оценки проницаемости пород апт-альб-сеноманского газоносного комплекса / И.А. Показаньев [и др.] // Экспозиция Нефть Газ. – 2022. – № 8. – С. 40–43. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-8-40-43.
42. Капиллярная модель – комплексное геолого-петрофизическое представление залежи при подсчете геологических запасов углеводородов / А.Д. Егорова [и др.] // Георесурсы. – 2023. – Т. 25, № 2. – С. 150–160. DOI: 10.18599/grs.2023.2.11.
43. Беляков, Е.О. Практические аспекты моделирования переходных нефтеводонасыщенных зон в терригенных коллекторах Западной Сибири по данным анализа керна и геофизических исследований скважин / Е.О. Беляков // PROнефть. Профессионально о нефти. – 2018. – № 1(7). – С. 38–43. DOI: 10.26887/2587-7399-2018-1-38-63.
44. Строянецкая, Г.Е. Анализ эффективности моделей переходных зон для определения коэффициентов нефтенасыщенности и положения контакта углеводородов с водой / Г.Е. Строянецкая // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 6(138). – С. 67–76. DOI: 10.31660/0445-0108-2019-6-67-76.
45. Capillary resistance and trapping of hydrocarbons: a laboratory experiment / G.M.G. Teige [et al.] // Petroleum Geoscience. – 2005. – Vol. 11(2). – P. 125–129. DOI: 10.1144/1354-079304-609.

References

1. Raznitsyn A.V., Putilov I.S. Razrabotka metodicheskogo podkhoda k vydeleniiu petrofizicheskikh tipov slozhnopostroennykh karbonatnykh porod po dannym laboratornogo izucheniia kerna [Development of a Methodological Approach to Identifying Petrophysical Types of Complicated Carbonate Rocks According to Laboratory Core Studies]. Nedropol'zovanie, 2021, vol. 21, no. 3, pp. 109-116. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.3.2.
2. Putilov I.S., Iur'ev A.V., Vinokurova E.E. Tipizatsiia terrigennykh porod-kollektorov s primeneniem metoda nakoplennoi korreliatsii i individual'nykh veroiatnostnykh modelei na primere mestorozhdeniia imeni Sukhareva [yping of terrigenous reservoir rocks using the cumulated correlation method and individual probabilistic models on the example of field named after Sukharev]. Izvestiia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov, 2023, vol. 334, no. 1, pp. 75-83. DOI: 10.18799/24131830/2023/1/3797
3. Chistiakov A.A., Shvaliuk E.V., Kalugin A.A. Primenenie komp'iuternoi tomografii i IaMR dlia petrotipizatsii slozhnopostroennykh terrigennykh kollektorov [The rock typing of complex clastic formation by means of computed tomography and nuclear magnetic resonance]. Georesursy, 2022, vol. 24, no. 4, pp. 102-116. DOI: 10.18599/grs.2022.4.9
4. Pokazan'ev I.A. et al. Primenenie petrotipizatsii dlia otsenki pronitsaemosti porod apt-al'b-senomanskogo gazonosnogo kompleksa [Application of petrotyping to assess the permeability of rocks of the aptian-albian-cenomanian gas-bearing complex]. Ekspozitsiia Neft' Gaz, 2022, no. 8, pp. 40-43. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-8-40-43
5. Archie G.E. The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics. Transactions of the American Institute of Mining Metallurgical Engineers. N. Y., 1942, vol. 146, pp. 54-62. SPE-942054-G. DOI: 10.2118/942054-G
6. Tiab D., Donaldson E.C. Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. 4th ed. Amsterdam; Boston: Gulf Professional Publishing, 2016, 894 p. DOI: 10.1016/C2014-0-03707-0
7. Lutfullin A.A. Poisk perspektivnykh uchastkov dlia vvoda v razrabotku nizkoproduktivnykh glinistykh plastov Iuzhno-Tatarskogo svoda gorizontal'nymi skvazhinami [Looking for promising areas for brining into development low-productive clay reservoirs of the South Tatar arch by horizontal wells]. Geologiia, geofizika i razrabotka neftianykh i gazovykh mestorozhdenii, 2022, no. 8 (368), pp. 36-41. DOI: 10.33285/2413-5011-2022-8(368)-36-41

8. Muslimov R.Kh. Problemy modelirovaniia razvedki i razrabotki neftianykh mestorozhdenii [Problems of exploration and development modeling of oil fields]. Georesursy, 2018, vol. 20, no. 3, part 1, pp. 134-138. DOI: 10.18599/grs.2018.3.134-138
9. Silant'ev V.V. et al. Model' osadkonakopleniia pashiiskogo gorizonta (terrigennaia tolshcha devona) Iuzhno-Tatarskogo svoda Volgo-Ural'skoi neftegazonosnoi provintsii [Sedimentation model of the middle Devonian clastic succession of the South Tatar Arch, Pashyian Regional stage, Volga-Ural Oil and Gas Province, Russia]. Georesursy, 2022, vol. 24, no. 4, pp. 12-39. DOI: 10.18599/grs.2022.4.2
10. Loshcheva Z.A. et al. Novyi vzgliad na geologicheskoe stroenie pashiiskogo gorizonta (D3ps) Aznakaevskoi ploshchadi Romashkinskogo mestorozhdeniia nefti [A New Look at Geological Structure of Pashian Horizon (D3ps) of Aznakaevskaya Area, Romashkinskoye Oil Field]. Georesursy, 2017, vol. 19, no. 1, pp. 21-26. DOI: 10.18599/grs.19.1.4
11. Galloway W.E., Hobday D.K. Terrigenous Shelf Systems. Terrigenous Clastic Depositional Systems. Heidelberg: Springer Berlin, 1996, pp. 159-185. DOI: 10.1007/978-3-642-61018-9_7
12. Skalinski M., Kenter J. Carbonate Petrophysical Rock Typing - Integrated Carbonate Petrophysical Rock Typing-Integrated Geological Attributes and Petrophysical Properties while Linking with Dynamic Behavior. SPWLA 54th Annual Logging Symposium, 22-26 June, 2013, New Orleans, Louisiana, USA, SPWLA-2013-A. DOI: 10.1144/SP406.6
13. Skalinski M. et al. Updated Rock Type Definition and Pore Type Classification of a Carbonate Buildup, Tengiz Field, Republic of Kazakhstan. SPE Caspian Carbonate Technology Conference, Nov. 8-10, 2010, Atyrau, Kazakhstan, SPE-139986-MS. DOI: 10.2118/139986-MS
14. Choquette P.W., Pray L.C. Geologic Nomenclature and Classification of Porosity in Sedimentary Carbonates. The American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 1970, vol. 54, no. 2, pp. 207-250. DOI: 10.1306/5D25C98B-16C1-11D7-8645000102C1865D
15. Salman S.M., Bellah S. Rock Typing: An Integrated Reservoir Characterization Tool to Construct a Robust Geological Model in Abu Dhabi Carbonate Oil Field. The 2009 SPE/EAGE Reservoir Characterization and Simulation Conference, Oct. 19-21, 2009, Abu Dhabi, UAE. SPE-125498-MS. DOI: 10.2118/125498-MS
16. Burikova T.V. et al. Sviaz' litotipov i petrofizicheskoi neodnorodnosti karbonatnykh kollektorov verkhnego devona platformennoi chasti Bashkortostana [Petrophysical heterogeneity and associated lithotypes of carbonate reservoirs of Upper Devonian platform in the Republic of Bashkortostan]. Neftianoe khoziaistvo, 2018, no. 6, pp. 42-45. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-6-42-45
17. Arzhilovskii A.V. et al. Izmenenie petrofizicheskikh modelei dlia dlitel'no razrabatyvaemykh mestorozhdenii s uchetom rezul'tatov novykh issledovanii [Changes in the petrophysical models for mature fields with account taken of the new researches results]. Neftianoe khoziaistvo, 2018, no. 6, pp. 38-41. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-6-38-41
18. Amineva G.R. et al. Osobennosti mikroporovykh porod i ikh vydelenie v razreze skvazhin po dannym izucheniia kerna i geofizicheskikh issledovanii skvazhin [Microporous rocks features and identification on the base of core and well logging data]. Neftianoe khoziaistvo, 2018, no. 6, pp. 58-61. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-6-58-61
19. Nigmatzianova A.M. et al. Klassifikatsiia kollektorov po petrofizicheskim parametram otlozhenii terrigennoi tolshchi devona platformennoi chasti Respubliki Bashkortostan [Reservoir classification based on petrophysical properties of Devonian siliciclastic sediments, Russian Platform, Republic of Bashkortostan]. Neftianoe khoziaistvo, 2018, no. 4, pp. 22-25. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-4-22-25
20. Burikova T.V. et al. Litologo-petrofizicheskaia tipizatsiia karbonatnykh porod otlozhenii srednego karbona (na primere mestorozhdenii severo-zapadnoi chasti Bashkortostana) [Lithological and petrophysical characterization of Middle Carboniferous carbonates (a case study from north-western oil fields of Bashkortostan)]. Neftianoe khoziaistvo, 2017, no. 10, pp. 18-21. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-10-18-21
21. Nigmatzianova A.M. et al. Rol' differentsirovannogo podkhoda k izucheniiu kollektorov i ego vliianie na podschetnye parametry (na primere otlozhenii pashiiskogo gorizonta mestorozhdeniia Respubliki Bashkortostan) [Differentiated approach to the study of reservoirs and its influence on the calculated parameters (on the example of deposits of Pashiysky horizon of the field of the Republic of Bashkortostan)]. Neftianoe khoziaistvo, 2025, no. 11, pp. 77-81. DOI: 10.24887/0028-2448-2025-11-77-81
22. Carman P.C. Fluid flow through granular beds. Chemical Engineering Research and Design, 1997, vol. 75, pp. S32-S38. DOI: 10.1016/S0263-8762(97)80003-2
23. Uluchshennyi algoritm primeneniia metoda edinits potoka dlia prognozirovaniia fil'tratsionno-emkostnykh svoistv kollektora v skvazhinakh, ne okharakterizovannykh kernom [Improved application of flow unit method to predict reservoir properties in uncored wells]. Neftianaia provintsiia: setevoe nauchnoe izdanie, 2018, vol. 15, no. 3, pp. 18-30. DOI: 10.25689/NP.2018.3.18-30, available at: https://2d5385f0-870f-473a-b271-aa454e83c7c1.filesusr.com/ugd/2e67f9_a5dd8aaa2373411b948d8042626787d5.pdf (accessed 07 April 2026).
24. Davis J.C. Statistics and Data Analysis in Geology. 3rd ed. New York; Chichester: John Wiley & Sons, 2002, 638 p. DOI: 10.1086/628074
25. Stephanou M., Varughese M. Sequential estimation of Spearman rank correlation using Hermite series estimators. Journal of Multivariate Analysis, 2021, vol. 186, 104783 p. DOI: 10.1016/j.jmva.2021.104783
26. Spearman C. The Proof and Measurement of Association between Two Things. The American Journal of Psychology, 1904, vol. 15, no. 1, pp. 72-101. DOI: 10.2307/1412159
27. Carterette B. On rank correlation and the distance between rankings. SIGIR '09: proceedings of the 32nd international ACM SIGIR conference on Research and development in information retrieval, Boston, MA USA, July 19-23, 2009. New York, 2009, pp. 436-443. DOI: 10.1145/1571941.157201
28. Caruso J.C., Cliff N. Empirical Size, Coverage, and Power of Confidence Intervals for Spearman's Rho. Educational and Psychological Measurement, 1997, vol. 57, no. 4, pp. 637-654. DOI: 10.1177/0013164497057004009
29. Breiman L. Random Forests. Machine Learning, 2001, vol. 45, no. 1, pp. 5-32. DOI: 10.1023/A:1010933404324
30. Toloşi L., Lengauer T. Classification with correlated features: unreliability of feature ranking and solutions. Bioinformatics, 2011, vol. 27, no. 14, pp. 1986-1994. DOI: 10.1093/bioinformatics/btr300
31. Lewoniewski W., Węcel K., Abramowicz W. Quality and Importance of Wikipedia Articles in Different Languages. Information and Software Technologies: proceedings 22nd International Conference, ICIST 2016, Druskininkai, Lithuania, Oct. 13-15, 2016. Cham: Springer, 2016, pp. 613-624. (Communications in Computer and Information Science; vol. 639). DOI: 10.1007/978-3-319-46254-7_50
32. Khammud A., Popova M.I., Popova E.V. Matematicheskaia model' prognoznogo instrumenta na baze kompleksa metodov K-means i kletochnykh avtomatov [Mathematical model of a forecasting tool based on the K-means methods and cellular automata complex]. Politematicheskii setevoi elektronnyi nauchnyi zhurnal Kubanskogo gosudarstvennogo agrarnogo universiteta, 2025, no. 208, pp. 251-276. DOI: 10.21515/1990-4665-208-024
33. Kumratova A.M., Rozentul I.V., Vasilenko A.I. Matematicheskie metody i instrumental'nye sredstva prognozirovaniia slozhnykh protsessov [Mathematical methods and instrumental tools for predicting complex processes]. Politematicheskii setevoi elektronnyi nauchnyi zhurnal Kubanskogo gosudarstvennogo agrarnogo universiteta, 2024, no. 204, pp. 152-166. DOI: 10.21515/1990-4665-204-017
34. Everitt B., Hothorn T. Cluster Analysis. An Introduction to Applied Multivariate Analysis with R. New York: Springer, 2011, pp. 163-200. DOI: 10.1007/978-1-4419-9650-3_6
35. Hastie T., Tibshirani R., Friedman J. The Elements of Statistical Learning: Data Mining, Inference, and Prediction. 2nd ed. New York: Springer, 2009, 746 p. DOI: 10.1007/978-0-387-84858-7
36. Potapov D.V. et al. Postroenie detal'noi litologo-fatsial'noi trekhmernoi modeli na osnove kompleksirovaniia geologo-geofizicheskikh dannykh na primere bobrikovskikh otlozhenii Batyrbaiskogo mestorozhdeniia Permskogo kraia [Construction of a detailed three-dimensional lithological-facial model based on the geological and geophysical data integration on the example of the Bobrikovsky deposits of the Batyrbayskoe field in the Perm region]. Neftepromyslovoe delo, 2022, no. 11 (647), pp. 5-14. DOI: 10.33285/0207-2351-2022-11(647)-5-14
37. Kalimullin A.M., Safarov A.F. Primenenie litologo-fatsial'nogo analiza pri postroenii geologicheskoi modeli bobrikovskogo gorizonta Sirenevskogo mestorozhdeniia [Use of lithofacies analysis in geomodeling of Bobrikovskian formation in Sirenevskoye oilfield]. Neftianaia provintsiia: elektronnyi nauchnyi zhurnal, 2017, no. 2, pp. 95-108. DOI: 10.25689/NP.2017.2.95-108, available at: http://docs.wixstatic.com/ugd/2e67f9_01ce79f3c7324ba1b848e986ddb39ee2.pdf (accessed 07 April 2026).
38. Beliakov E.O. Bazovye zakonomernosti kontseptsii sviazannosti porovogo prostranstva dlia petrofizicheskogo modelirovaniia fil'tratsionno-emkostnykh svoistv neftenasyshchennykh terrigennykh porod [The basic laws of the concept of pore space connectedness for petrophysical modeling of reservoir properties of terrigenous oil rocks]. PROneft'. Professional'no o nefti, 2020, no. 2 (16), pp. 25-30. DOI: 10.7868/S2587739920020032
39. Zavala C., Arcuri M. Intrabasinal and extrabasinal turbidites: Origin and distinctive characteristics. Sedimentary Geology, 2016, vol. 337, pp. 36-54. DOI: 10.1016/j.sedgeo.2016.03.008
40. Generalenko O.S. et al. Integrirovannyi podkhod k postroeniiu geologicheskikh modelei na osnove fatsial'nogo analiza [Integrated Approach to the Construction of Geological Models Based on Facies Analysis]. Georesursy, 2024, vol. 26, no. 3, pp. 33-42. DOI: 10.18599/grs.2024.3.5
41. Egorova A.D. et al. Kapilliarnaia model' - kompleksnoe geologo-petrofizicheskoe predstavlenie zalezhi pri podschete geologicheskikh zapasov uglevodorodov [Capillary model – complex geological and petrophysical representation of the deposit when calculating geological reserves of hydrocarbons]. Georesursy, 2023, no. 25, no. 2, pp. 150-160. DOI: 10.18599/grs.2023.2.11
42. Beliakov E.O. Prakticheskie aspekty modelirovaniia perekhodnykh neftevodonasyshchennykh zon v terrigennykh kollektorakh Zapadnoi Sibiri po dannym analiza kerna i geofizicheskikh issledovanii skvazhin [Practical aspects of modeling of transition zones in clastic reservoirs of West Siberia according to the core and well logging]. PROneft'. Professional'no o nefti, 2018, no. 1 (7), pp. 38-43. DOI: 10.26887/2587-7399-2018-1-38-63
43. Stroianetskaia G.E. Analiz effektivnosti modelei perekhodnykh zon dlia opredeleniia koeffitsientov neftenasyshchennosti i polozheniia kontakta uglevodorodov s vodoi [Analysis of the efficiency of models of transition zones to determine oil-saturation factors and position of contact of hydrocarbons with water]. Izvestiia vysshikh uchebnykh zavedenii. Neft' i gaz, 2019, no. 6 (138), pp. 67-76. DOI: 10.31660/0445-0108-2019-6-67-76
44. Teige G.M.G. et al. Capillary resistance and trapping of hydrocarbons: a laboratory experiment. Petroleum Geoscience, 2005, vol. 11 (2), pp. 125-129. DOI: 10.1144/1354-079304-609

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