

УДК 550.8.023; 519.223.4
DOI: 10.18799/24131830/2025/7/4755
Шифр специальности ВАК: 1.6.11
Научная статья

Типизация карбонатных пород-коллекторов с применением метода накопленной корреляции и индивидуальных вероятностных моделей на примере месторождений Южно-Хорейверской площади

И.С. Путилов^{1,2}, Т.А. Жемчугова^{1,2}✉

¹ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Россия, г. Пермь

²Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Россия, г. Пермь

✉Zhemchugova.tan@mail.ru

Аннотация. *Актуальность* обусловлена необходимостью понимания сложного карбонатного объекта для уверенного прогноза свойств пород-коллекторов, описания математическими инструментами закономерностей изменения структуры пустотного пространства и совершенствования методов типизации пород-коллекторов при интерпретации петрофизических данных, полученных в лабораторных условиях. *Цель.* Комплексное применение индивидуальных вероятностных моделей и метода накопленной корреляции для описания закономерностей изменения структуры пустотного пространства и типизации карбонатных пород-коллекторов с учетом результатов фациального и литологического анализа на примере объекта задонских карбонатных рифовых отложений фаменского яруса верхнего девона Южно-Хорейверского участка. *Методы.* Математическое моделирование, методы математической статистики для анализа экспериментальных данных и для описания закономерностей. *Результаты и выводы.* Выполнена оценка статистической различимости образцов керна на основе t-критерия Стьюдента и F-критерия Фишера, сгруппированных по типу пустотного пространства, литологии и фациальной принадлежности. При помощи индивидуальных вероятностных моделей от коэффициента открытой пористости с учетом геологических факторов и графиков накопленной корреляции изучены закономерности изменения структуры пустотного пространства. Дополнительно оценена нелинейность трендов индивидуальных вероятностных моделей, позволившая выделить подзоны на графике накопленной корреляции, а также описать углы наклонов и другие эффекты. По результатам линейно-дискриминантного анализа получены статистически значимые функции для типизации образцов по типу пустотного пространства. По результатам множественного регрессионного анализа по открытой пористости для карбонатных пород-коллекторов получены статистически значимые множественные регрессионные модели раздельного и совместного влияния разных геологических факторов на пористость. На основе проведенных исследований и комплексного анализа установлено и подтверждено, что комплексное использование накопленной корреляции и индивидуальных вероятностных моделей является информативным аналитическим и математическим инструментом для типизации карбонатных пород-коллекторов и оценки связей и взаимовлияния геологических факторов в породах.

Ключевые слова: тип пустотного пространства, фации, фильтрационно-емкостные свойства, индивидуальные вероятностные модели, метод накопленной корреляции, пошаговая множественная регрессия

Для цитирования: Путилов И.С., Жемчугова Т.А. Типизация карбонатных пород-коллекторов с применением метода накопленной корреляции и индивидуальных вероятностных моделей на примере месторождений Южно-Хорейверской площади // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 7. – С. 56–68. DOI: 10.18799/24131830/2025/7/4755

UDC 550.8.023; 519.223.4
DOI: 10.18799/24131830/2025/7/4755
Scientific paper

Typing carbonate reservoir rocks using the accumulated correlation method and individual probabilistic models on the example of fields in the Yuzhno-Khoreyverskaya area

I.S. Putilov^{1,2}, T.A. Zhemchugova^{1,2}✉

¹ OOO LUKOIL-Engineering, Perm, Russian Federation

² Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russian Federation

✉ Zhemchugova.tan@mail.ru

Abstract. Relevance. The need to understand a complex carbonate object for a confident prediction of the properties of reservoir rocks, to describe with mathematical tools the patterns of changes in the structure of void space and to improve methods for typing reservoir rocks when interpreting petrophysical data obtained in laboratory conditions. **Aim.** Integrated application of individual probabilistic models and the accumulated correlation method to describe patterns of changes in the structure of void space and typification of carbonate reservoir rocks, taking into account the results of facies and lithological analysis using the example of the Trans-Don carbonate reef deposits of the Famennian stage of the Upper Devonian of the South Khoreyversky area. **Methods.** Mathematical modeling, methods of mathematical statistics for the analysis of experimental data and for describing patterns. **Results and conclusions.** The authors have assessed the statistical distinguishability of core samples based on the Student's t-test and Fisher's F-test, grouped by type of void space, lithology and facies. They studied the patterns of changes in the structure of the void space using individual probabilistic models of the open porosity coefficient, taking into account geological factors and accumulated correlation graphs. Additionally, the authors assessed the nonlinearity of trends in individual probabilistic models, which made it possible to identify subzones on the accumulated correlation graph, as well as describe slope angles and other effects. Based on the results of linear discriminant analysis, statistically significant functions were obtained for typing samples according to the type of void space. Based on the results of multiple regression analysis of open porosity for carbonate reservoir rocks, statistically significant multiple regression models of the separate and combined influence of different geological factors on porosity were obtained. Based on the conducted research and comprehensive analysis, it was established and confirmed that the integrated use of accumulated correlation and individual probabilistic models is an informative analytical and mathematical tool for typing carbonate reservoir rocks and assessing the connections and mutual influence of geological factors in the rock.

Keywords: type of void space, facies, reservoir properties, individual probabilistic models, cumulative correlation method, stepwise multiple regression

For citation: Putilov I.S., Zhemchugova T.A. Typing carbonate reservoir rocks using the accumulated correlation method and individual probabilistic models on the example of fields in the Yuzhno-Khoreyverskaya area. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2025, vol. 336, no. 7, pp. 56–68. DOI: 10.18799/24131830/2025/7/4755

Введение

Продуктивные отложения месторождений Южно-Хорейверского участка представлены сложно-построенными карбонатными коллекторами со сложной структурой пустотного пространства, изучение которых является до сих пор актуальной и остро стоящей задачей. Сложнопостроенные карбонаты определяют проблемы в уверенном прогнозе ухудшенных и улучшенных свойств пород-коллекторов, в понимании закономерностей распределения типов пустотного пространства, лито-фациальных зон и истории формирования залежей [1–5]. Понимание обстановки осадконакопления и закономерностей изменения структуры пустотного

пространства, а также учет фациальной дифференциации позволят в полной мере отразить достоверное геологическое строение [6–15], а значит более уверенно планировать разведку, доразведку месторождений и структур, а также разработку и эксплуатацию продуктивных отложений.

Целью данной работы является комплексное применение индивидуальных вероятностных моделей и метода накопленной корреляции для детального описания закономерностей изменения структуры порового пространства и типизации карбонатных пород с привлечением литологического и фациального анализа на примере объекта D₃fm_{1zd} месторождений Южно-Хорейверского участка.

Материалы и методы

Южно-Хорейверская площадь в административном отношении расположена в Усинском районе республики Коми, в 35 км севернее г. Усинска. В тектоническом плане площадь расположена в области сочленения Сандивейского поднятия, Сынянурдской депрессии и Макариха-Салюкинской антиклинальной зоны Хорейверской впадины. Район работ включает четыре месторождения: *Восточно-Мастерьевское*, *Среднемичаельское*, *Центрально-мичаельское* и *Мичаельское*, а также перспективные структуры. Задонские отложения D_3fm_1zd сложены преимущественно микробияльно-детритовыми и граноморфными известняками, вторичными доломитами и незначительным количеством песчаников. Продуктивные отложения вскрыли 37 скважин на текущий момент. При проведении исследований использовались 1622 образца керн диаметром и длиной 30 и 100 мм и 425 шлифов, приуроченных к продуктивным задонским отложениям.

Задонские отложения сформировались во франско-фаменское время Южно-Баганской карбонатной банки, имеющей сложное атолловое строение, согласно концептуальной модели которой подразумевается наличие отдельных периферийных островов, внутриостровных лагун и межрифовых проливов [16–18]. На атолловое строение продуктивных отложений указывают структурно-текстурные особенности пород, результаты литолого-фациального анализа керн, структурной интерпретации данных сейсморазведки 3D и инверсионных исследований, различие флюидалных контактов, результаты анализа гидродинамических исследований (трассерных исследований) и текущее состояние разработки залежей (по накопленным отборам и энергетическому состоянию залежей). Породы были сгруппированы в пять фациальных комплексов, таких как: органогенная постройка, рифовый шлейф, зарифовое мелководье, врезовой канал, склон органогенной постройки, с характерными для них литотипами, и две группы литотипов, не привязанных к фациям ввиду вторичных преобразований, но отнесенных к фациальным комплексам в рамках исследования, включающие вторичные доломиты и глинисто-карбонатную породу. Фация органогенной постройки сложена известняками микробияльными, микробияльно-детритовыми и сферово-узорчатыми. Фация рифового шлейфа – известняками граноморфными пелоидными, интракластово-пелоидными. Фация зарифового мелководья – известняками микробияльными ооидными (оолитовыми) и интракластово-ооидными. Фация врезового канала сложена кварцевыми песчаниками мелкозернистыми и алевропесчаниками с карбонатным цементом, склон по-

стройки – вторичными доломитами и брекчией крупнощебневой литокластической. Фация вторичных доломитов представлена вторичными кристаллическими, средне- и крупнозернистыми доломитами. Фация глинисто-карбонатной породы сложена ангидритом.

Для оценки связи и закономерностей изменения структуры пустотного пространства сложнопостроенных карбонатных отложений выборка образцов керн была разделена на несколько групп по разным признакам и свойствам пород: по типу коллектора (типу пустотного пространства), по литологическим свойствам, по фациальному комплексу (табл. 1) [19–22].

По результатам лабораторных исследований основных фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) образцы керн по типу коллектора разделены на трещинный (Т1) в количестве 396, трещинно-каверново-поровый (Т2) в количестве 288 и поровый и каверново-поровый (Т3) в количестве 995 по коэффициенту открытой пористости. Количество образцов с данными по открытой пористости и газопроницаемости различается, что и отображено в табл. 1. Отметим, что при оценке типизации пустотного пространства, выполненного лабораторным путем, были привлечены результаты метода капилляриметрии (соотношение пор различных размеров, средний радиус пор) [23, 24]. По результатам анализа отмечается увеличение содержания крупных пор в северо-восточном направлении Южно-Хорейверского участка, а также влияние среднего радиуса пор на газопроницаемость с учетом типов коллекторов (пустотного пространства), что подтверждает деление выборки на разные группы по данному признаку. По литологическим свойствам образцы керн разделены на три группы: известняк (Lito1) в количестве 1476; группа, включающая брекчию, ангидрит и доломит (Lito2), в количестве 123; песчаник (Lito3) в количестве 20. По результатам фациальной диагностики литотипов пород было выделено пять фациальных комплексов: органогенная постройка (F1) в количестве 1186, рифовый шлейф (F2) – 259, зарифовое мелководье (F3) – 47, врезовой канал (F4) – 20 и склон постройки (F5) – 25 и две группы литотипов, не привязанные к фациальным комплексам ввиду вторичных преобразований: вторичные доломиты (F6) в количестве 97 и глинисто-карбонатная порода (F7) – 7 образцов. Органогенная постройка преобладает в разрезах скважин, что отчетливо видно и по соотношению образцов в выборке.

Отмечаются различия в средних значениях по $K_{пр}$ – коэффициенту проницаемости по газу, и $K_{п}$ – коэффициенту открытой пористости по выборкам различных групп образцов по типу коллектора, литологии и фациальному комплексу.

Таблица 1. Результаты лабораторных исследований основных фильтрационно-емкостных свойств и литолого-петрографического анализа

Table 1. Results of laboratory studies of the main reservoir properties and lithological and petrographic analysis

Параметры Options		Фото шлифа Thin section photo	Количество образцов, шт. Number of samples, pcs.	Пористость, % Porosity, %	Количество образцов, шт. Number of samples, pcs.	Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ² Permeability, 10 ⁻³ мкм ²
Тип коллектора Collector type	Трещинный (T1) Fractured		396	<u>0,73±0,4</u> 0,1–1,95	369	<u>0,71±20,49</u> 0,01–187,2
	Трещинно-каверново-поровый (T2) Fractured-cavernous-porous		288	<u>4,64±2,93</u> 0,51–16,93	164	<u>16,58±192,44</u> 0,95–1728,31
	Поровый и каверново-поровый (T3) Porous and cavernous-porous		995	<u>3,78±3,42</u> 0,26–17,44	798	<u>0,35±46,21</u> 0,01–603,8
Литология Lithology	Известняк (Lito1) Limestone		1476	<u>3,21±3,32</u> 0,1–17,44	1172	<u>0,7±77,13</u> 0,01–1728,31
	Брекчия+Ангидрит+Доломит (Lito2) Breccia+Anhydrite+Dolomite		123	<u>2,89±2,63</u> 0,18–14,91	96	<u>0,57±126,34</u> 0,01–869,4
	Песчаник (Lito3) Sandstone		20	<u>4,72±1,93</u> 0,88–8,91	20	<u>0,56±4,75</u> 0,12–19,88
Фациальный комплекс Facies complex	Органогенная постройка (F1) Organogenic building		1186	<u>3,09±3,17</u> 0,1–17,44	929	<u>0,76±64,53</u> 0,01–1149,05
	Рифовый шлейф (F2) Reef plume		259	<u>4,17±3,89</u> 0,24–16,57	212	<u>0,56±120,41</u> 0,01–1728,31
	Зарифовое мелководье (F3) Back-reef shallow water		47	<u>1,33±1,54</u> 0,2–7,07	43	<u>0,27±32,56</u> 0,01–179,5
	Врезовой канал (F4) Mortise channel		20	<u>4,72±1,93</u> 0,88–8,91	20	<u>0,56±4,75</u> 0,12–19,88
	Склон постройки (F5) Slope of the building		25	<u>2,09±0,73</u> 1,3–4,74	20	<u>0,49±0,57</u> 0,11–2,03
	Вторичные доломиты (вне фаций) (F6) Secondary dolomites (outside facies)		97	<u>3,07±2,93</u> 0,18–14,91	62	<u>0,84±-159,29</u> 0,01–869,4
	Глинисто-карбонатная порода (вне фаций) (F7) Clay-carbonate rock (outside facies)		5	<u>1,46±0,93</u> 0,39–2,87	2	<u>0,2±0,67</u> 0,04–0,99

Примечание: в числителе указано среднее арифметическое значение (для коэффициента проницаемости – среднее геометрическое) ± стандартное отклонение, в знаменателе – минимальное и максимальные значения параметра.

Note: the numerator indicates the arithmetic mean (for the permeability coefficient – the geometric mean) ± standard deviation, the denominator indicates the minimum and maximum values of the parameter.

Наибольшая средняя пористость отмечается у трещинно-каверново-порового, порового и каверново-порового типов. Наибольшая средняя проницаемость характерна для трещинно-каверново-порового типа. У песчаников и известняков отмечается наибольшая средняя пористость, тогда как наибольшая средняя проницаемость – для брекчий, ангидритов и доломитов, затем для известняков. Наибольшая средняя пористость характерна для фаций органогенной постройки, рифового шлейфа и врезового канала. Наибольшая средняя геометрическая проницаемость характерна для фаций органогенной постройки, рифового шлейфа и зарифового мелководья.

Для подтверждения неоднородности было выполнено сравнение средних значений групп выборок на основе t-критерия Стьюдента с учетом поправки Бонферрони и многофакторный дисперсионный анализ для параметров соседних фаций, литологических групп и типов коллекторов.

На основе t-критерия Стьюдента с учетом поправки Бонферрони было установлено между все-

ми типами коллекторов статистически значимое различие по коэффициенту открытой пористости. Для литологических групп значимое различие по пористости отмечается между песчаниками (Lito3) и брекчией, ангидритами и доломитами (Lito2). Известняки (Lito1) статистически не отличимы от других литологических групп в силу существенной выборки из общего объема. Все фациальные группы также статистически различимы по пористости, кроме фации органогенной постройки (F1) с кварцевыми песчаниками (F4), склоном постройки (F5), вторичными доломитами (F6) и глинисто-карбонатной породой (F7). Фация рифового шлейфа (F2) статистически различима только с фацией зарифового мелководья (F3). Глинисто-карбонатная порода (F7) не различима со всеми фациальными группами, кроме врезового канала (F4). Врезовой канал (F4) различим с зарифовым мелководьем (F3) и склоном постройки (F5). По коэффициенту газопроницаемости наблюдается различие между всеми типами коллекторов, статистически не различимы только трещинный (T1) и

каверно-поровый (Т3) типы. Литологические и фа-
 циальные группы статистически не различимы по $K_{прг}$, что связано со сложной структурой пустотного пространства и в целом со строением карбонатных коллекторов Тимано-Печорского региона. Соответственно, для фактора «тип коллектора» отмечается наибольшее различие по коэффициентам газопроницаемости и открытой пористости.

По результатам многофакторного (трехфакторного) дисперсионного анализа отмечено отсутствие значимого взаимосвязанного влияния трех факторов (фациального, литологического и типизации пустотного пространства) на параметры ФЕС. Для понимания различий в факторах был выполнен двухфакторный анализ и метод контрастов, согласно которым отмечается внутригрупповая дисперсия по F-критерию Фишера (статистическое различие $p < 0,05$) между элементами факторов: фаций, литологических групп и типов коллекторов, и их влияние на пористость, также для фациальных групп – на газопроницаемость. При комбинации факторов – типа пустотного пространства (типа коллектора) и фаций – отмечается межгрупповая дисперсия и влияние на два параметра: коэффициент открытой пористости и газопроницаемости. Комбинации факторов фаций и литологических групп, типов коллекторов и литологических групп, согласно проведенному анализу, не являются значимыми, что означает одинаковое проявление влияния на пористость и газопроницаемость.

Сравнением результатов статистического внутригруппового различия и влияния на параметры ФЕС с использованием F-критерия Фишера и t-критерия Стьюдента установлено, что типы коллекторов, литологические и фациальные группы статистически различаются по коэффициенту открытой пористости по обоим критериям. По коэффициенту газопроницаемости литологические группы статистически не различимы по обоим критериям. Типы коллекторов по коэффициенту газопроницаемости преимущественно статистически различимы по t-критерию Стьюдента, фациальные группы различимы по F-критерию Фишера.

Далее для оценки вероятности появления различных групп образцов керна были построены индивидуальные вероятностные модели (ИВМ) в зависимости от изменения коэффициента открытой пористости для пустотного пространства, литологии и фациального комплекса [19]. ИВМ является восстанавливающим графиком, который даже при отсутствии разделения на структуры пустотного пространства в корреляционном поле петрофизической модели позволяет получить понимание связей и закономерностей изменения свойств: вероятности появления типов коллекторов, влияния литологии и

фациальной принадлежности на структуру пустотного пространства, а также изменения основных ФЕС. Весь набор полиномиальных уравнений ИВМ ($P(x)$) представлен в табл. 2.

ИВМ можно интерпретировать по направлению тренда, размерности выборки в группах, углу наклона ИВМ, отражающего диапазон параметра $K_{п}$ влияния группы выборки образцов керна, и комплексному анализу геологических закономерностей появления типов пустотного пространства, литотипов и фациальных комплексов при изменении ФЕС. Для интерпретации ИВМ учитывалась вероятность $P=0,5$ при оценке влияния на пористость различных геологических факторов.

По результатам оценки построенных индивидуальных вероятностных моделей с учетом корректности отмечается, что при изменении $K_{п}$ (рис. 1):

- уменьшается вероятность встречи трещинного типа коллектора (Т1) при $K_{п}=2,5$ %;
- увеличивается вероятность встречи песчаника (Lito3) и отражающего его фациального комплекса – врезового канала (F4) при $K_{п}=4$ %, а также фации рифового шлейфа при $K_{п}=3,5$ %;
- уменьшается вероятность встречи зарифового мелководья (F3), склона постройки (F5) и глинисто-карбонатной породы (F7) при $K_{п}=2,5$ %.
- по пересечению трендов отмечается смена влияния фаций рифового шлейфа на врезовой канал при $K_{п}=5$ %.

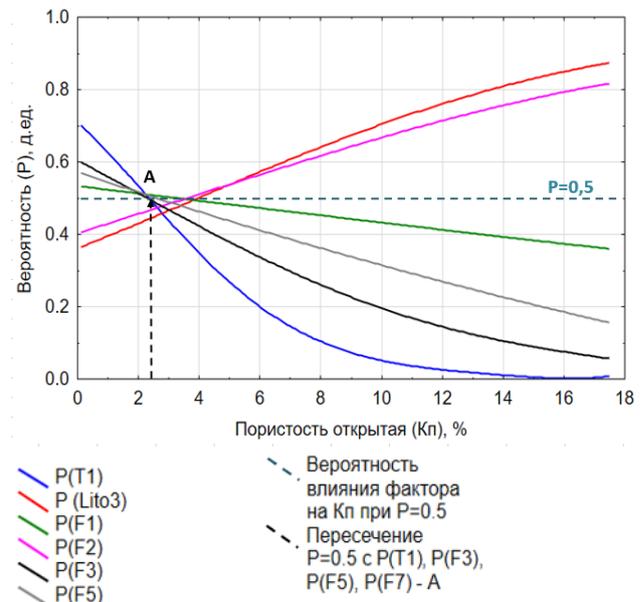


Рис. 1. Индивидуальные вероятностные модели для объекта D_{3fm1} месторождений Южно-Хорейверского участка

Fig. 1. Individual probabilistic models for object D_{3fm1} of the Yuzhno-Khoreyversky area field

Таблица 2. Набор полиномиальных уравнений индивидуальных вероятностных моделей от изменения коэффициента открытой пористости и газопроницаемости

Table 2. Set of polynomial equations of individual probability models from changes in the coefficient of open porosity and gas permeability

Параметры Options		Индивидуальные вероятностные модели от изменения открытой пористости (1 строка); диапазон изменения открытой пористости (2 строка), %; диапазон изменения вероятностей (3 строка) Individual probability models from changes in open porosity (1 line); range of changes in open porosity (2 line), %; range of probability changes (3 line)	p*	Fp/Ft**
Тип коллектора Collector type	Трещинный (Т1) Fractured	$P(T1)=0,7078-0,0719 \cdot K_n-0,012 \cdot K_n^2+0,0024 \cdot K_n^3-0,0001 \cdot K_n^4+2,8866E-6 \cdot K_n^5$	<10 ⁻⁶	373,33
		0,1–1,95		
		0–0,7		
	Трещинно-каверново-поровый (Т2) Fractured-cavernous-porous	$P(T2)=0,3435+0,038 \cdot K_n+0,0015 \cdot K_n^2-0,0002 \cdot K_n^3+3,2707E-6 \cdot K_n^4$	<10 ⁻⁶	70,65
		0,51–16,93		
		0,35–0,91		
Поровый и каверново-поровый (Т3) Porous and cavernous-porous	$P(T3)=0,3929+0,0335 \cdot K_n+0,0007 \cdot K_n^2-8,4905E-5 \cdot K_n^3+1,6272E-6 \cdot K_n^4$	<10 ⁻⁶	80,82	
	0,26–17,44			
	0,4–0,88			
Литоология Lithology	Известняк (Lito1) Limestone	$P(Lito1)=0,4948+0,0016 \cdot K_n$	0,81	0,06
		0,1–17,44		
		0,49–0,52		
	Брекчия+Ангидрит+Доломит (Lito2) Breccia+Anhydrite+Dolomite	$P(Lito2)=0,5248-0,0081 \cdot K_n+7,6154E-6 \cdot K_n^2$	0,26	1,27
		0,18–14,91		
		0,39–0,52		
	Песчаник (Lito3) Sandstone	$P(Lito3)=0,3619+0,0328 \cdot K_n+0,0009 \cdot K_n^2-8,8432E-5 \cdot K_n^3+1,529E-6 \cdot K_n^4$	0,038	4,33
		0,88–8,91		
		0,37–0,87		
Фациальный комплекс Facies complex	Органогенная постройка (F1) Organogenic building	$P(F1)=0,5335-0,0101 \cdot K_n-1,3002E-5 \cdot K_n^2+1,3328E-6 \cdot K_n^3$	0,019	5,54
		0,1–17,44 %		
		0,36–0,53		
	Рифовый шлейф (F2) Reef plume	$P(F2)=0,4033+0,0264 \cdot K_n+0,0002 \cdot K_n^2-2,1024E-5 \cdot K_n^3$	<10 ⁻⁶	26,96
		0,24–16,57		
		0,41–0,82		
	Зарифовое мелководье (F3) Back-reef shallow water	$P(F3)=0,6035-0,0435 \cdot K_n-0,0011 \cdot K_n^2+0,0002 \cdot K_n^3-4,5117E-6 \cdot K_n^4$	0,00006	16,12
		0,2–7,07		
		0,06–0,6		
	Врезовой канал (F4) Mortise channel	$P(F4)=0,3619+0,0328 \cdot K_n+0,0009 \cdot K_n^2-8,8432E-5 \cdot K_n^3+1,529E-6 \cdot K_n^4$	0,038	4,33
		0,88–8,91		
		0,37–0,87		
	Склон постройки (F5) Slope of the building	$P(F5)=0,5705-0,0261 \cdot K_n-0,0002 \cdot K_n^2+3,383E-5 \cdot K_n^3-5,2169E-7 \cdot K_n^4$	0,084	2,99
		1,3–4,74		
		0,17–0,57		
Вторичные доломиты (вне фаций) (F6) Secondary dolomites (outside facies)	$P(F6)=0,5167-0,0054 \cdot K_n$	0,55	0,36	
	0,18–14,91			
	0,42–0,52			
Глинисто-карбонатная порода (вне фаций) (F7) Clay-carbonate rock (outside facies)	$P(F7)=0,5949-0,0393 \cdot K_n-0,0008 \cdot K_n^2+0,0001 \cdot K_n^3-3,0824E-6 \cdot K_n^4$	0,23	1,44	
	0,39–2,87			
	0,08–0,59			

Примечание: * – уровень статистической значимости; ** – соотношение эмпирического и теоретического критериев Фишера.

Note: * – level of statistical significance; ** – ratio of empirical and theoretical Fisher criteria.

Можно предположить, что до 2,5 % на K_n влияет трещинный тип коллектора, начиная с 3–3,5 % влияют начинают трещинно-каверново-поровый, поровый и каверново-поровый типы коллекторов, при этом наибольшее влияние у трещинно-каверново-порового типа. По литологическим свойствам до 3 % оказывает влияние на K_n брекчия, ангидрит, доломит, более 4 % – песчаник, известняк оказывает влияние во всем диапазоне K_n (наибольшее количество образцов). По фациальной принадлежности до 2,5–3,5 % на K_n оказывают влияние органогенная постройка, зарифовое мелководье, склон построй-

ки, вторичные доломиты и глинисто-карбонатная порода, при K_n более 3,5–4 % влияют врезовой канал и рифовый шлейф, при этом наибольшее влияние у врезового канала при K_n более 5 %. Органогенная постройка и вторичные доломиты развиты повсеместно, соответственно, в целом влияют на K_n .

При анализе угла наклона ИВМ и вероятности появления видно, что чем меньше угол наклона, тем меньшее различие и влияние на K_n отмечается. Так, до $K_n=2,5$ % (граница А) оказывают влияние трещинный тип коллектора, фация зарифового

мелководья, склона постройки и глинисто-карбонатная порода, при K_n более 3,5–4 % на пористость оказывают влияние трещинно-каверново-порový, порový и каверно-порový тип коллектора, литотип песчаник, фациальные комплексы – рифовый шлейф и врезовой канал. При K_n более 7 % отмечается усложнение структуры пустотного пространства фациальных групп с преобладанием поровых и каверно-поровых образцов. Для литотипа брекчии, доломита и ангидрита, фациальных комплексов органогенной постройки и вторичных доломитов оценить вероятность появления и исчезновения данных групп образцов и их влияния на изменение структуры пустотного пространства не представляется возможным в связи с инвариантностью ИВМ (в одном диапазоне близком $P=0,5$) во всем диапазоне изменения K_n , что связано с повсеместным распространением в породе. Соответственно, во всем диапазоне изменения открытой пористости до 2,5 % преимущественно влияет тип коллектора, с 2,5 до 4 % – тип коллектора, литология и фациальные комплексы, с 4 % – тип коллектора и фациальные комплексы, что наглядно отображено на рис. 1 и характеризует определенную смену влияния геологических факторов на ФЕС. Характерные точки пересечения ИВМ с вероятностью $P=0,5$ отражают зоны разных структур порового пространства. По результатам анализа выделена граница А (рис. 1), где отмечается наибольшая концентрация снижения влияния геологических факторов на коэффициент открытой пористости.

Для понимания природы изменения и усложнения структуры порового пространства был выполнен дополнительный анализ ИВМ – по набору кривизны при увеличении пористости. Принцип анализа нелинейности ИВМ заключается в учете того, что общая линейная область ИВМ между линейной математической моделью и полиномиальной не оказывает эффекта на изменение структуры пустотного пространства. При появлении искривления ИВМ (нелинейности) можно говорить об увеличении сложности структуры пустотного пространства и влиянии ее на параметр пористости (рис. 2, 3).

По результатам дополнительного анализа ИВМ на нелинейность было отмечено:

- появление нелинейности ИВМ (начало кривизны) для типов коллекторов (рис. 2) и некоторых фациальных комплексов при $K_n=4$ %, что соотносится с граничным значением пород-коллекторов открытых месторождений изучаемого района и говорит об информативности предложенного подхода;
- при достижении $K_n=7$ % (рис. 3) увеличивается влияние порового и каверно-порового типа коллектора, что говорит об изменении/усложнении структуры пустотного пространства.

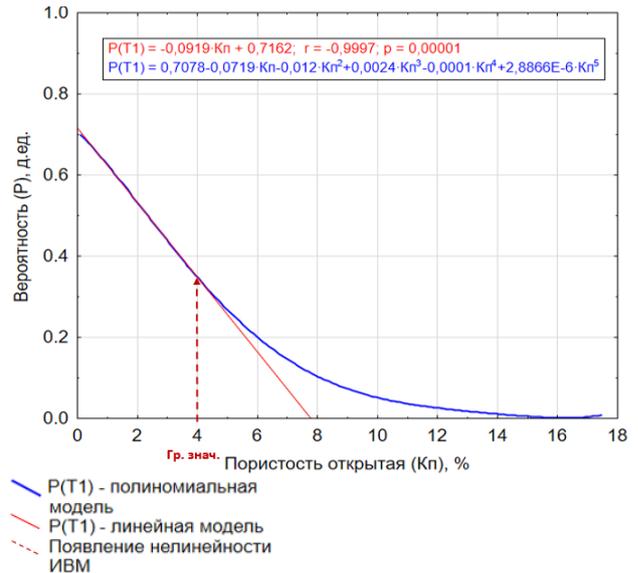


Рис. 2. Пример интерпретации индивидуальных вероятностных моделей по набору кривизны (трещинный тип)

Fig. 2. Example of interpretation of probabilistic models for the appearance of curvature (Fractured type)

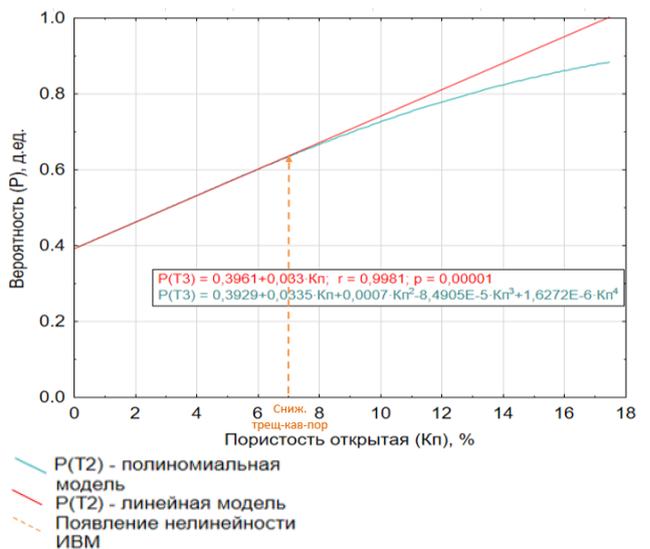


Рис. 3. Пример интерпретации индивидуальных вероятностных моделей по набору кривизны (поровый и каверно-поровый тип)

Fig. 3. Example of interpretation of probabilistic models for the appearance of curvature (porous and cavernous-porous type)

Таким образом, индивидуальные вероятностные модели способны охарактеризовать последовательное влияние на коэффициент открытой пористости трех различных факторов и в целом описывать вероятностную картину изменения структуры порового пространства.

Далее в корреляционном поле соотношения K_n и K_{npr} выполнялось разделение фациальных комплек-

сов. Отмечено, что разделение невозможно в силу сложного строения карбонатных пород (табл. 1), претерпевающих вторичные изменения. Соответственно, фации не влияют на свойства (ФЕС) пород напрямую.

Далее для понимания сложности структуры пустотного пространства в корреляционном поле зависимости газопроницаемости от пористости были привлечены результаты типизации пустотного пространства (коллекторов). Согласно типизации коллекторов лабораторным путем было выделено три типа: трещинный, трещинно-каверново-поровый, каверново-поровый и поровый (рис. 4), которые определяют способность породы пропускать через себя флюид (проницаемость) [25]. Выделенные группы образцов по средним значениям групп выборок статистически различимы по $K_{п}$ и $K_{прг}$.

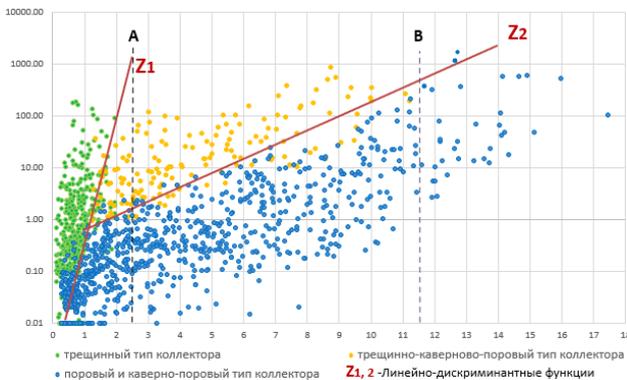


Рис. 4. Зависимость газопроницаемости от пористости по типам коллектора

Fig. 4. Gas permeability dependence on porosity by reservoir types

По исчезновению трещинно-каверново-порового типа коллектора была выделена граница В (рис. 4).

В интервалах пористости от 0 до 2,5 % (зона до А) выборка представлена всеми типами коллектора: трещинным, трещинно-каверново-поровым и каверново-поровым и поровым. В интервалах пористости от 2,5 до 11,5 % (зона между А и В) выборка представлена как трещинно-каверново-поровым, так и поровым и каверново-поровым типами коллектора, исчезает трещинный тип (подтверждается ИВМ, рис. 2). При пористости более 11,5 % (зона после В) выборка представлена только одним типом коллектора – поровым и каверново-поровым, отражая преобладание и влияние на пористость открытых пор и кавернозности. Исчезает трещинно-каверново-поровый тип коллектора, что отражено и на рис. 4. Выборка трещинно-каверново-порового и каверново-порового типов обладает более высокими значениями коэффициента абсолютной газопроницаемости, также в корреляционном поле

с 7 % наблюдается снижение количества образцов, представляющих трещинно-каверново-поровый тип коллектора, что подтверждается и по кривизне ИВМ (рис. 3). В результате наблюдается наследуемая зональность в ИВМ и распределении типов коллекторов в корреляционном поле, что говорит о тесной взаимосвязи геологических факторов и информативности инструментов.

Для описания математическими моделями типов образцов по всей выборке был выполнен линейно-дискриминантный анализ [22, 26–32]. Получены линейно-дискриминантные функции (1), (2) (ЛДФ), качество классификации которых 76 и 71 %, что указывает на их статистическую значимость. ЛДФ для объекта D_{3fm_1} месторождений Южно-Хорейверского участка представлены ниже:

$$Z_1 = 0,0028 \cdot (\log_{10}(K_{прг})) - 0,36 \cdot K_{п} + 1,15, \quad (1)$$

$$\text{clas} = 76 \% ; Fp/Ft = 116,43, p < 10^{-6},$$

$$Z_2 = 0,049 \cdot K_{п} - 0,0135 \cdot (\log_{10}(K_{прг})) + 0,043, \quad (2)$$

$$\text{clas} = 71 \% ; Fp/Ft = 49,38, p < 10^{-6}.$$

Полученные ЛДФ в будущем могут быть использованы для классификации образцов месторождений Южно-Хорейверского участка.

На следующем этапе был построен график накопленной корреляции Пирсона [31, 32] от коэффициента открытой пористости и полиномиальные тренды (функции) в зонах до перегибов, отражая изменение структуры порового пространства за счет влияния различных факторов в разных диапазонах параметра (рис. 5). Графики накопленной корреляции Пирсона отсортировываются по одному из параметров (ФЕС) и по мере увеличения выборки позволяют зафиксировать взаимосвязь между двумя или несколькими параметрами, что делает данный метод взаимодополняющим для анализа и изучения структуры пустотного пространства пород.

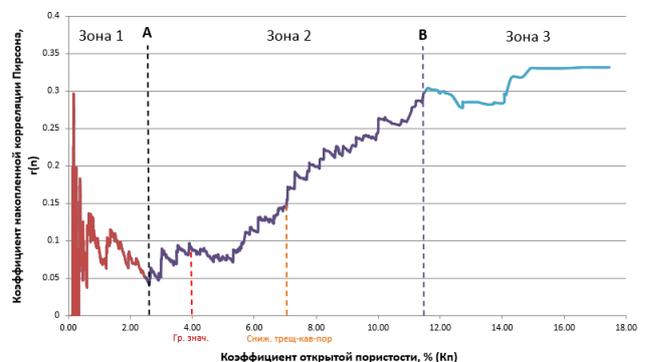


Рис. 5. График изменения коэффициента накопленной корреляции Пирсона от коэффициента открытой пористости

Fig. 5. Graph of the change in the cumulative Pearson correlation coefficient from the open porosity coefficient

График накопленной корреляции для выборки образцов месторождений Южно-Хорейверской площади позволил выделить три зоны изменения пустотного пространства, отображая взаимосвязь коэффициента открытой пористости и коэффициента газопроницаемости в разных диапазонах пористости. Зональность выполнена с учетом разрывов, перерывов и кривизны на графике [31, 32]. Также с помощью данных графиков можно оценить граничное значение ($K_{п}=4\%$) независимо от расчетных параметров для оценки запасов и выделения коллекторов по ГИС по уменьшению флуктуаций на графике накопленной корреляции (рис. 5) и по интерпретации нелинейности ИВМ (по кривизне) (рис. 2).

В диапазоне изменения пористости от 2,5 до 11,5 % по графику накопленной корреляции была выделена граница при $K_{п}=7\%$ по разрыву и значительному росту накопленной корреляции. Данная граница подтверждается интерпретацией нелинейности ИВМ (рис. 3) и по снижению трещинно-каверново-поровых образцов в корреляционном поле (рис. 4).

Исходя из наличия характерных границ изменения коэффициента открытой пористости (границ А, В) были выделены зоны 1–3 (рис. 5).

Зоны разных структур порового пространства по пористости: зона 1 – до 2,5 %, зона 2 – от 2,5 до 11,5 %, зона 3 – более 11,5 %. Для каждой зоны построены полиномиальные линии тренда с полиномом 5 и 6 порядков.

Зона 1:

$$r(n) = -0,0551 \cdot K_{п}^6 - 0,5015 \cdot K_{п}^5 + 1,8143 \cdot K_{п}^4 - 3,3051 \cdot K_{п}^3 + 3,1732 \cdot K_{п}^2 - 1,5081 \cdot K_{п} + 0,1787$$

$$R^2 = 0,1716$$

Зона 2:

$$r(n) = 0,0001 \cdot K_{п}^5 - 0,0045 \cdot K_{п}^4 + 0,0591 \cdot K_{п}^3 - 0,3637 \cdot K_{п}^2 + 1,0522 \cdot K_{п} - 1,0779$$

$$R^2 = 0,9854$$

Зона 3:

$$r(n) = 0,0001 \cdot K_{п}^6 - 0,0095 \cdot K_{п}^5 + 0,3607 \cdot K_{п}^4 - 7,2662 \cdot K_{п}^3 + 81,719 \cdot K_{п}^2 - 486,39 \cdot K_{п} - 1196,7$$

$$R^2 = 0,9332$$

Как видно из рис. 5, в зоне 1 наблюдается высокая дисперсия накопленных значений корреляции, где коэффициент детерминации составляет 0,17 – самый низкий из выделенных зон. В диапазоне пористости зоны 1 присутствуют все типы структур пустотного пространства, что видно и в корреляционном поле зависимости $K_{пр}$ от $K_{п}$ по типам коллекторов (рис. 4). Согласно ИВМ, до 2,5 % пористости оказывают влияние трещинный тип коллектора (рис. 2) и фациальные комплексы – зарифовое мелководье (P(F3)), склон постройки (P(F5)) и глинисто-карбонатная порода (P(F7)).

В диапазоне пористости с 2,5 до 11,5 % зоны 2 отмечается уменьшение дисперсий корреляции до 4 %, незначительное уменьшение и затем рост накопленной корреляции. Коэффициент детерминации аппроксимирующего полинома уравнения составил 0,99. Для второй зоны характерно отсутствие образцов с трещинным типом коллектора, что подтверждается ИВМ трещинного типа коллектора (P (T1)) (рис. 1, 2) и влиянием трещинно-каверново-порового, порового и каверново-порового типов коллекторов. Для данной зоны, согласно ИВМ, отмечается влияние на пористость литотипа песчаника, фациальных комплексов – рифового шлейфа и врезового канала. 2 зона может быть разделена на подзоны в связи с характерными геологическими предпосылками при $K_{п}=4\%$ и $K_{п}=7\%$. При $K_{п}=4\%$ отмечается явное снижение дисперсии накопленной корреляции практически по линейному закону, что соотносится с граничным значением пород-коллекторов открытых месторождений и отмечено при интерпретации ИВМ по появлению ее нелинейности (набору кривизны) (рис. 2, 5). При $K_{п}=7\%$ наблюдается значительный рост накопленной корреляции, что объясняется снижением количества образцов, представляющих трещинно-каверново-поровый тип коллектора (рис. 3, 4). Согласно ИВМ (рис. 1) при более 7 % пористости также оказывает влияние рифовый шлейф с усложненной структурой пустотного пространства.

В зоне 3 после 11,5 % пористости наблюдается уменьшение темпов роста накопленной корреляции с просадкой параметра и дальнейшим инвариантным поведением до конца установленного диапазона пористости с коэффициентом детерминации 0,93. Зона 3 представлена преимущественно одним типом коллектора – поровым и каверново-поровым, что подтверждается типизацией в корреляционном поле (рис. 4).

Выделенные зоны на графике накопленной корреляции отражают последовательное изменение структуры порового пространства с увеличением коэффициента открытой пористости за счет влияния различных петролитотипов и фациальной принадлежности.

По результатам исследований отмечается, что ИВМ и накопленная корреляция являются информативными инструментами анализа и типизации взаимосвязи структуры порового пространства с фациями, литотипами и типами пустотного пространства. ИВМ позволяют восстановить, дополнить и объяснить кривые накопленных корреляций. Графики накопленной корреляции математически описывают изменение структуры пустотного пространства и позволяют уточнить границы ранее выделяемых зон, включая определение дополнительной зональности. Комплексное использование ИВМ и накопленной корреляции усиливает их ана-

литическую значимость и информативность. Взаимосвязь этих инструментов подтверждена результатами приведенного выше анализа.

Для количественного описания взаимосвязи геологических факторов (типа коллектора – P1, литологической – P2 и фациальной – P3 группы) применен множественный регрессионный анализ (пошаговая множественная регрессия). Пошаговая множественная регрессия позволяет определить влияние каждого критерия на каждом этапе на зависимый параметр. Впервые для сложнопостроенных карбонатных пород получены статистически значимые уравнения множественной корреляционной связи. Множественные регрессионные модели по открытой пористости представлены в табл. 3.

Таблица 3. Результаты множественного регрессионного анализа каждого геологического фактора и его совокупности

Table 3. Results of multiple regression analysis of each geological factor and its totality

Множественная регрессионная модель Multiple regression model	R	p	Fp/Ft
$K_p = 2,1 - 1,56 \cdot P(T2) + 1,17 \cdot P(T1) - 4,12 \cdot P(F5)$	0,813	$<10^{-6}$	1087,03
$K_p = -1,6 + 1,15 \cdot P(T1) - 0,71 \cdot P(T2) + 2,63 \cdot P(T3)$	0,813	$<10^{-6}$	1085,55
$K_p = 5,69 - 9,49 \cdot P(Lito2) - 1,8 \cdot P(Lito3)$	0,739	$<10^{-6}$	1077,19
$K_p = -28,07 + 37,3 \cdot P(F6) + 6,41 \cdot P(F3) + 13,9 \cdot P(F4)$	0,812	$<10^{-6}$	1143,92

Примечание: R – коэффициент множественной регрессии; p – уровень статистической значимости; Fp/Ft – соотношение эмпирического и теоретического критериев Фишера.

Note: R – multiple regression coefficient; p – level of statistical significance; Fp/Ft – ratio of empirical and theoretical Fisher criteria.

По результатам множественного регрессионного анализа отмечается высокий и статистически значимый коэффициент множественной регрессии – 0,81, по влиянию каждого геологического фактора отдельно и в совокупности на пористость полученных моделей. На пористость наибольшее влияние оказывает тип коллектора (трещинно-каверново-поровый, затем трещинный), затем уже фациальный комплекс (склон постройки). В табл. 3 также можно оценить степень влияния каждого критерия в геологическом факторе (типе коллектора, литологии и фациальном комплексе).

Впервые для карбонатных пород на графике накопленной корреляции во всем диапазоне параметра с помощью ИВМ от коэффициента открытой пористости были описаны и объяснены изменения углов наклона и другие эффекты. Учет геологических характеристик породы позволил почти полностью восстановить график накопленной корреля-

ции. По результатам выполненных исследований для карбонатных отложений отмечается смена влияния типа породы (пустотного пространства), затем литологии и фации на ФЕС.

Заключение

Выполнено разделение образцов керна на несколько групп по разным признакам и свойствам пород (геологическим факторам): по типу коллектора (типу пустотного пространства) на три группы, по литологическим свойствам на три группы, по фациальному комплексу на семь групп. Статистически значимое различие отмечается по K_p для всех групп, по $K_{прг}$ только для типов коллекторов. Группы по литологии и фациальным комплексам по $K_{прг}$ статистически не различимы, что связано со сложной структурой пустотного пространства. Построены индивидуальные вероятностные модели для пустотного пространства, литологии и фациального комплекса, согласно которым отмечаются закономерности влияния геологических групп на ФЕС. Для понимания природы изменения и усложнения структуры порового пространства выполнен дополнительный анализ нелинейности ИВМ от изменения K_p по набору кривизны при увеличении пористости. По результатам линейно-дискриминантного анализа для типов коллекторов были получены статистически значимые ЛДФ, позволяющие выполнить в дальнейшем типизацию образцов по пустотному пространству. С помощью графика накопленной корреляции Пирсона между открытой пористостью и газопроницаемостью, отсортированной по пористости, отмечены три зоны преобладания различных структур пустотного пространства, также получены полиномиальные функции. Метод накопленной корреляции также позволяет выполнять типизацию карбонатных пород-коллекторов по структуре порового пространства. Для сложнопостроенных карбонатных пород впервые выполнен множественный регрессионный анализ, отражающий совокупное и отдельное влияние на ФЕС геологических факторов: типа пустотного пространства, литологии и фациального комплекса. Множественные регрессионные модели для K_p имеют статистически значимый коэффициент множественной регрессии (0,81). Установлено, что комплексное использование накопленной корреляции и ИВМ является информативным аналитическим и математическим инструментом для типизации карбонатных пород-коллекторов и оценки связей и взаимовлияния геологических факторов в породе.

Результаты исследования лягут в основу типизации коллекторов по специальным методам ГИС и уверенного прогнозирования свойств пород-коллекторов при построении трехмерной геологической модели.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Экспериментальное изучение фильтрационных свойств анизотропных коллекторов углеводородного сырья / Н.М. Дмитриев, А.Н. Кузьмичев, Н.Н. Михайлов, В.М. Максимов // Бурение и нефть. – 2015. – № 11. – С. 6–9.
2. Fluid flow through carbonate rock systems / V.F. Samaniego, G.V. Chilingarian, S.J. Mazzullo, H.H. Rieke // Carbonate Reservoir Characterization: A Geologic-Engineering Analysis. P. I. – NY: Elsevier, 1992. – P. 439–503. DOI: 10.1016/S0376-7361(09)70133-5.
3. Kelton F. C. Analysis of fractured limestone cores, trans // AIME. – 1949. – P. 189–225.
4. McPhee C.A., Arthur K.G. Relative permeability measurements: an inter-laboratory comparison // European Petroleum Conference. – London, United Kingdom, 25–27 October, 1994. – P. 199–211. DOI: 10.2118/28826-MS.
5. Anderson M.A., Brent D., McLin R. Core truth in formation evaluation // Oilfield Review. – 2013. – Vol. 2. – P. 16–25.
6. Жемчугова В.А. Резервуарная седиментология карбонатных отложений. – М.: ЕАГЕ Геомодель, 2014. – 232 с.
7. Антошкина А.И. Рифообразование в палеозое (север Урала и сопредельные области). – Екатеринбург: Изд-во УрО РАН, 2003. – 303 с.
8. Багринцева К.И. Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа. – М.: Изд-во РГГУ, 1999. – Ч. II. – 285 с.
9. Чехович П.А. Карбонатные платформы в раннепалеозойских осадочных бассейнах. Седиментационные характеристики и методы изучения // Жизнь Земли. Геология, геодинамика, экология, музеология: сб. науч. тр. Музея земледования. – М.: МГУ, 2010. – Т. 32. – С. 104–132.
10. Матвеева Н.А. Строение и условия образования фаменских карбонатных отложений Центрально-Хорейверской рифогенной зоны: автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. – Сыктывкар, 2016. – 20 с.
11. Пармузина Л.В. Строение, условия формирования верхнедевонского комплекса Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции и прогноз коллекторов: автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. – СПб, 2005. – 55 с.
12. Современные и ископаемые рифы. Термины и определения: Справочник / И.Т. Журавлева, В.Н. Космынин, В.Г. Кузнецов, Г.В. Беляева, К.Н. Волкова, Н.М. Задорожная, Г.Д. Исаев, И.К. Королюк, Е.В. Краснов, В.А. Лучинина, М.В. Михайлова, Е.И. Мягкова, Б.В. Преображенский, Т.А. Пунина, Ю.И. Тесаков, В.Г. Хромых, В.П. Шуйский. – М.: Недра, 1990. – 184 с.
13. Максимович Г.А., Быков В.Н. Карст карбонатных нефтегазоносных толщ. – Пермь: Пермский ун-т, 1978. – 96 с.
14. Maurice E.T., Wright V.P. Carbonate sedimentology. – Oxford; Boston: Blackwell Science Ltd, 1990. – 484 p.
15. Путилов И.С., Козлова И.А., Филькина Н.А. Использование методов литолого-фациального анализа для уточнения геологического строения карбонатных залежей месторождений Соликамской депрессии // Нефтепромысловое дело. – 2010. – № 7. – С. 32–36.
16. Комплексный подход к созданию трехмерных геологических моделей на примере месторождений Тимано-Печорского региона / С.В. Ладейщиков, А.П. Фадеев, Н.В. Дорофеев, И.С. Сабельников, Т.А. Жемчугова, А.П. Южаков // Бурение и нефть. – 2022. – № 12. – С. 14–21.
17. Повышение достоверности оценки запасов и ресурсов карбонатных отложений Южно-Хорейверского участка на основе новой концептуальной геологической модели / Т.А. Жемчугова, С.В. Ладейщиков, Н.В. Дорофеев, И.А. Юнин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2023. – № 7 (379). – С. 19–26.
18. Жемчугова Т.А., Ладейщиков С.В., Дорофеев Н.В. Создание комплексной концептуальной модели рифовых отложений для повышения достоверности оценки запасов и ресурсов на территории Тимано-Печорской провинции // Геомодель-2023: сборник материалов конференции. – Геленджик: ЕАГЕ Геомодель, 2023. – С. 361–364.
19. Путилов И.С., Юрьев А.В., Винокурова Е.Е. Типизация терригенных пород-коллекторов с применением метода накопленной корреляции и индивидуальных моделей на примере месторождения им. Сухарева // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334. – № 1. – С. 75–83. DOI: 10.18799/24131830/2023/1/3797.
20. Повышение достоверности результатов физико-гидродинамических исследований / И.С. Путилов, И.П. Гурбатова, Н.А. Попов, Д.Б. Чижов, А.В. Юрьев // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2019. – Т.19. – № 3. – С. 216–227. DOI: 10.15593/2224-9923/2019.3.2.
21. Разницын А.В. Повышение эффективности изучения карбонатных пород нефтегазовых залежей методом ядерного магнитного резонанса: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – Пермь, 2021. – 19 с.
22. Попов Н.А. Разработка методов дифференциации пород-коллекторов по их петрофизическим свойствам для пермокарбонатовой залежи Усинского месторождения нефти: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – Пермь, 2023. – 20 с.
23. Рыжов А.Е., Перунова Т.А., Орлов Д.М. Структура порового пространства пород-коллекторов Ботуобинского горизонта Чаяндинского месторождения // Научно-технический сборник Вести газовой науки. – 2011. – № 1. – С. 162–174.
24. Pore geometry of carbonate rocks and capillary pressure curves / R.L. Jodry, G.V. Chilingarian, S.J. Mazzullo, H.H. Rieke // Carbonate Reservoir Characterization: A Geologic-Engineering Analysis. P. I. – Amsterdam: Elsevier, 1992. – 670 p. DOI: 10.1016/S0376-7361(09)70129-3.
25. Rabbani A., Babaei M., Javadpour F. A Triple Pore Network Model (T-PNM) for gas flow simulation in fractured, microporous and meso-porous media // Transp Porous Med. – 2020. – Vol. 132. – P. 707–740. DOI: 10.1007/s11242-020-01409-w.
26. Montgomery D.C., Peck E.A. Introduction to linear regression analysis. – New York: John Wiley & Sons, 1982. – 504 p.
27. Девис Дж.С. Статистический анализ данных в геологии. – М.: Недра, 1990. – Кн. 1. – 319 с.
28. Armstrong M. Basic linear geostatistics. – Berlin; Heidelberg: Springer, 1998. – 155 p.
29. Johnson N.L., Leone F.C. Statistics and experimental design. – New York, London, Sydney, Toronto: John Wiley & Sons, 1977. – 606 p.
30. Montgomery D.C., Peck E.A. Introduction to linear regression analysis. – New York: John Wiley & Sons, 1982. – 504 p.

31. Pearson K. On lines and planes of closest fit to systems of points in space. *Philosophical Magazine*. – 1901. – Ser. 6. – Vol. 2. – № 11. – P. 559–572.
32. Kork J.O. Examination of the Chayes–Kruskal procedure for testing correlations between proportions // *Journal of the International Association for Mathematical Geology*. – 1977. – Vol. 9. – № 6. – P. 543–562.

Информация об авторах

Иван Сергеевич Путилов, доктор технических наук, руководитель проекта (Геология, Пермский регион и Республика Коми) ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Россия, 614015, г. Пермь, ул. Пермская, За; профессор кафедры нефтегазового инжиниринга Пермского национального исследовательского политехнического университета, Россия, 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29. Ivan.Putilov@lukoil.com; <https://orcid.org/0009-0004-2265-6980>

Татьяна Анатольевна Жемчугова, аспирант Пермского национального исследовательского политехнического университета, Россия, 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29; геолог 1-й категории отдела геологического моделирования месторождений Республики Коми, Управление геологического моделирования, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Россия, 614015, г. Пермь, ул. Пермская, За. Zhemchugova.tan@mail.ru; <https://orcid.org/0009-0007-7363-8151>.

Поступила в редакцию: 27.06.2024

Поступила после рецензирования: 23.10.2024

Принята к публикации: 21.04.2025

REFERENCES

1. Dmitriev N.M., Kuzmichev A.N., Mikhaylov N.N., Maksimov V.M. Experimental study of filtration properties of anisotropic hydrocarbon reservoirs. *Burenie i neft*, 2015, no. 11, pp. 6–9. (In Russ.)
2. Samaniego V.F., Chilingarian G.V., Mazzullo S.J., Rieke H.H. Fluid flow through carbonate rock systems. *Carbonate Reservoir Characterization: A Geologic-Engineering Analysis*. P. I. New York, Elsevier, 1992. pp. 439–503. DOI: 10.1016/S0376-7361(09)70133-5.
3. Jodry R.L., Ciniangarian G.V., Mazzullo S.J., Rieke H.H. Pore geometry of carbonate rocks and capillary pressure curves. *Carbonate Reservoir Characterization: A Geologic-Engineering Analysis*. P. I. Amsterdam, Elsevier, 1992. 670 p. DOI: 10.1016/S0376-7361(09)70129-3.
4. McPhee C.A., Arthur K.G. Relative permeability measurements: an inter-laboratory comparison. *European Petroleum Conference*. London, United Kingdom, 25–27 October, 1994. pp. 199–211. DOI: 10.2118/28826-MS.
5. Anderson M.A., Brent D., McLin R. Core truth in formation evaluation. *Oilfield Review*, 2013, vol. 2, pp. 16–25.
6. Zhemchugova V.A. *Reservoir sedimentology of carbonate sediments*. Moscow, EAGE Geomodel Publ., 2014. 232 p. (In Russ.)
7. Antoshkina A.I. *Reef formation in the Paleozoic (northern Urals and adjacent areas)*. Ekaterinburg, UrO RAN Publ., 2003. 303 p. (In Russ.)
8. Bagrintseva K.I. *Conditions for the formation and properties of carbonate oil and gas reservoirs*. Moscow, RGGU Publ., 1999. Part II. 285 p. (In Russ.)
9. Chekhovich P.A. Carbonate platforms in early Paleozoic sedimentary basins. Sedimentation characteristics and study methods. *Life of the Earth. Geology, geodynamics, ecology, museology. Collection of scientific materials of the Museum of Geography*. Moscow, MGU Publ., 2010. Vol. 32, pp. 104–132. (In Russ.)
10. Matveeva N.A. *Structure and conditions of formation of Famennian carbonate deposits of the Central Khoreyver reef zone*. Cand. Diss. Abstract. Syktyvkar, 2016. 20 p. (In Russ.)
11. Parmuzina L.V. *Structure, formation conditions of the Upper Devonian complex of the Timan-Pechora oil and gas province and reservoir forecast*. Cand. Diss. Abstract. St Peterburg, 2005. 55 p. (In Russ.)
12. Zhuravleva I.T., Kosmyinin V.N., Kuznetsov V.G., Belyaeva G.V., Volkova K.N., Zadorozhnaya N.M., Isaev G.D., Korolyuk I.K., Krasnov E.V., Luchinina V.A., Mikhaylova M.V., Myagkova E.I., Preobrazhenskiy B.V., Punina T.A., Tesakov Yu.I., Khromykh V.G., Shuyskiy V.P. *Modern and fossil reefs. Terms and definitions: Directory*. Moscow, Nedra Publ., 1990. 184 p. (In Russ.)
13. Maksimovich G.A., Bykov V.N. *Karst of carbonate oil and gas-bearing series*. Perm, Perm State Gorky University Publ., 1978. 96 p. (In Russ.)
14. Maurice E.T., Wright V.P. *Carbonate sedimentology*. Oxford, Boston, Blackwell Science Ltd, 1990. 484 p.
15. Putilov I.S., Kozlova I.A., Filkina N.A. *Application of lithological-facies analysis methods to refine the geological structure of carbonate reservoirs in the Solikamsk Depression*. *Oilfield Engineering*, 2010, no. 7, pp. 32–36. (In Russ.)
16. Ladeyshchikov S.V., Fadeev A.P., Dorofeev N.V., Sabelnikov I.S., Zhemchugova T.A., Yuzhakov A.P. An integrated approach to creating three-dimensional geological models using the example of deposits in the Timan-Pechora region. *Burenie i neft*, 2022, no. 12, pp. 14–21. (In Russ.)
17. Zhemchugova T.A., Ladeyshchikov S.V., Dorofeev N.V., Yunin I.A. Increasing the reliability of the assessment of reserves and resources of carbonate deposits of the Yuzhno-Khoreyversky area based on a new conceptual geological model. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2023, no. 7 (379), pp. 19–26. (In Russ.)
18. Zhemchugova T.A., Ladeyshchikov S.V., Dorofeev N.V. Creation of a comprehensive conceptual model of reef sediments to improve the reliability of reserves and resources assessment in the Timan-Pechora province. *Geomodel-2023. Collection of conference materials*. Gelendzhik, EAGE Geomodel Publ., 2023. pp. 361–364. (In Russ.)

19. Putilov I.S., Yurev A.V., Vinokurova E.E. Typing of terrigenous reservoir rocks using the accumulated correlation method and individual probabilistic models on the example of field named after Sukharev. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2023, vol. 334, no. 1, pp. 75–83. (In Russ.) DOI: 10.18799/24131830/2023/1/3797.
20. Putilov I.S., Gurbatova I.P., Popov N.A., Chizhov D.B., Yurev A.V. Increasing the reliability of the results of physical and hydrodynamic studies. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2019, vol. 19, no. 3, pp. 216–227. (In Russ.) DOI: 10.15593/2224-9923/2019.3.2.
21. Raznitsyn A.V. *Increasing the efficiency of studying carbonate rocks of oil and gas deposits using nuclear magnetic resonance*. Cand. Diss. Abstract. Perm, 2021. 19 p. (In Russ.)
22. Popov N.A. *Development of methods for differentiating reservoir rocks by their petrophysical properties for the Permocarbon reservoir of the Usinsk oil field*. Cand. Diss. Abstract. Perm, 2023. 20 p. (In Russ.)
23. Ryzhov A.E., Perunova T.A., Orlov D. M. Structure of the pore space of reservoir rocks of the Botuobinsky horizon of the Chayandinskoye field. *Scientific and technical collection of Vesti gazovoy nauki*, 2011, no. 1, pp. 162–174. (In Russ.)
24. Jodry R.L., Cinilingarian G.V., Mazzuloand S.J., Rieke H.H. Pore geometry of carbonate rocks and capillary pressure curves. *Carbonate Reservoir Characterization: A Geologic-Engineering Analysis*. Part I. Amsterdam, Elsevier, 1992. 670 p.
25. Rabbani A., Babaei M., Javadpour F. A Triple Pore Network Model (T-PNM) for gas flow simulation in fractured, microporous and meso-porous media. *Transp Porous Med*, 2020, vol. 132, pp. 707–740. DOI: 10.1007/s11242-020-01409-w.
26. Montgomery D.C., Peck E.A. *Introduction to liner regression analysis*. New York, John Wiley & Sons, 1982. 504 p.
27. Devis Dzh.S. *Statistic and data analysis in geology*. Moscow, Nedra Publ., 1990. Vol. 1. 319 p. (In Russ.)
28. Armstrong M. *Basic linear geostatistics*. Berlin, Heidelberg, Springer, 1998. 155 p.
29. Johnson N.L., Leone F.C. *Statistics and experimental design*. New York, London, Sydney, Toronto, John Wiley & Sons, 1977. 606 p.
30. Montgomery D.C., Peck E.A. *Introduction to linear regression analysis*. New York, John Wiley & Sons, 1982. 504 p.
31. Pearson K. On lines and planes of closest fit to systems of points in space. *Philosophical Magazine*, 1901, Ser. 6, vol. 2, no. 11, pp. 559–572.
32. Kork J.O. Examination of the Chayes–Kruskal procedure for testing correlations between proportions. *Journal of the International Association for Mathematical Geology*, 1977, vol. 9, no. 6, pp. 543–562.

Information about the authors

Ivan S. Putilov, Dr. Sc., Associate Professor, Project Manager (Geology, Perm region and Komi Republic) OOO LUKOIL-Engineering, 3a, Permskaya street, Perm, 614015, Russian Federation; Professor, Perm National Research Polytechnic University, 29 Komsomolskiy avenue, Perm, 614990, Russian Federation; Ivan.Putilov@lukoil.com; <https://orcid.org/0009-0004-2265-6980>

Tatyana A. Zhemchugova, Postgraduate Student, Perm National Research Polytechnic University, 29 Komsomolskiy avenue, Perm, 614990, Russian Federation; geologist of the 1st category, OOO LUKOIL-Engineering, 3a, Permskaya street, Perm, 614015, Russian Federation; Zhemchugova.tan@mail.ru; <https://orcid.org/0009-0007-7363-8151>.

Received: 27.06.2024

Revised: 23.10.2024

Accepted: 21.04.2025