

УДК 550.8.023; 519.223.4

ТИПИЗАЦИЯ ТЕРРИГЕННЫХ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ МЕТОДА НАКОПЛЕННОЙ КОРРЕЛЯЦИИ И ИНДИВИДУАЛЬНЫХ ВЕРОЯТНОСТНЫХ МОДЕЛЕЙ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ИМ. СУХАРЕВА

Путилов Иван Сергеевич¹,
Ivan.Putilov@pnn.lukoil.com

Юрьев Александр Вячеславович¹,
Aleksandr.Yuriev@pnn.lukoil.com

Винокурова Екатерина Евгеньевна¹,
Ekaterina.Vinokurova@pnn.lukoil.com

¹ Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми,
Россия, 614015, г. Пермь, ул. Пермская, 3а.

Актуальность исследования обусловлена необходимостью совершенствования методов типизации пород-коллекторов при интерпретации петрофизических данных, полученных в лабораторных условиях. Типизация пород-коллекторов по структуре порового пространства является важным этапом в интерпретации петрофизических данных, полученных в лабораторных условиях, но по сложившейся практике осуществляется лишь экспертным методом, основываясь на литологическом описании образцов керн, и по зависимостям газопроницаемости от пористости.

Цель: апробация метода накопленной корреляции и индивидуальных вероятностных моделей в комплексе с данными фациального анализа для типизации терригенных пород-коллекторов по структуре порового пространства.

Объект: образцы керн из пяти скважин месторождения им. Сухарева, представленные отложениями тульского горизонта визейского яруса нижнего карбона. При проведении исследований использовалось 165 образцов керн диаметром и длиной 30 мм.

Методы: современные методы изучения фильтрационно-емкостных и литолого-петрографических свойств, методы математической статистики для анализа экспериментальных исследований.

Результаты. Показано, что при помощи индивидуальных вероятностных моделей, построенных как функции от коэффициента открытой пористости и учитывающих информацию о типе поровой структуры, литологии и фации, можно охарактеризовать изменения углов наклона и другие эффекты, выявленные на графиках накопленной корреляции во всем диапазоне расчетов. Также впервые установлено, что применение метода накопленной корреляции в комплексе с индивидуальными вероятностными моделями и данными фациального анализа позволяет с достаточно высокой степенью достоверности типизировать терригенные породы-коллекторы по структуре порового пространства. На основе проведенного линейного дискриминантного анализа была решена практическая задача разделения по типам коллектора для объекта $C_{11_{\text{пер}}}$ месторождения им. Сухарева. Полученные результаты показывают, что использование принципа зональности при выделении коллекторов позволяет с высокой степенью точности подобрать коллекцию образцов для фильтрационных исследований, которые будут наиболее корректно отражать физико-гидродинамическую картину пласта.

Ключевые слова:

образцы стандартного размера, порода-коллектор, фильтрационно-емкостные свойства, тип коллектора, фации, индивидуальные вероятностные модели, линейно-дискриминантный анализ.

Введение

Для подсчета запасов, построения геолого-гидродинамических моделей в проектах и технологических схемах разработки месторождений важно иметь сведения о фильтрационно-емкостных свойствах (ФЕС) вмещающих пород. Их достоверность в значительной степени зависит от обеспеченности петрофизической информацией [1–4]. Существует только один прямой способ получения такой информации – лабораторные исследования керн [5, 6]. Немаловажным этапом при интерпретации петрофизических данных, полученных в лабораторных условиях, является разделение коллекторов по типам в зависимости от структуры порового пространства. В настоящее время на практике чаще всего типизация пород осуществляется экспертным методом, основываясь на литологическом описании образцов керн, и по зависимостям газопроницаемости от пористости.

Целью данной работы является апробация метода накопленной корреляции и индивидуальных вероятностных моделей в комплексе с данными фациального анализа для типизации терригенных пород по структуре порового пространства на примере объекта $C_{11_{\text{пер}}}$ (тульские терригенные отложения визейского яруса нижнего карбона) месторождения им. Сухарева.

Материалы и методы

Месторождение им. Сухарева расположено на севере Пермского края, в 155 километрах от г. Перми, территориально юго-западнее города Березники, является крупным месторождением. В тектоническом отношении месторождение приурочено к крупному куполовидному (Зырянскому) поднятию, расположенному на юго-западе Березниковского палеовыступа центральной части Соликамской впадины во внутренней бортовой зоне Камско-Кинельской системы палеопрогибов [7–9].

Пласт $C_{1d_{тер}}$ сложен песчаниками мелкозернистыми, алевролитами разномзернистыми и аргиллитами.

Отложения тульского горизонта визейского яруса нижнего карбона вскрыты пятью скважинами. При проведении исследований использовалось 165 образцов керн диаметром и длиной 30 мм, приуроченных к объекту $C_{1d_{тер}}$ месторождения им. Сухарева.

Образование тульских отложений происходило в прибрежно-морских (переходных) обстановках. На прибрежные обстановки осадконакопления указывают структурно-текстурные особенности пород, наличие обедненного комплекса фауны в сочетании со значительным количеством мелких растительных остатков, наличие карбонатного цемента, присутствие в породах раковин ракообразных, биотурбация отложений. Поро-

ды, слагающие разрез исследуемых отложений, можно сгруппировать в два основных фациальных комплекса: заливно-лагунного побережья (ЗЛ) и прибрежно-аккумулятивных отложений (ПАО). Фациальный комплекс заливов и лагун сложен глинисто-алевритовыми отложениями с подчиненными прослоями песчаников. Фациальный комплекс прибрежно-аккумулятивных отложений представлен мелко-среднезернистыми песчаниками с прослоями алевролитов.

На основании литолого-петрофизических исследований выборка образцов керн, используемая в исследованиях, была разделена на несколько групп в зависимости от тех или иных признаков или свойств пород: по типу коллектора, по литологическим свойствам, по фациальному комплексу (таблица).

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

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

Параметры Options		Количество образцов, шт. Number of samples, pcs.	Пористость, % Porosity, %	t^* ; $p^{**}<$	Проницаемость, 10^{-3} мкм ² Permeability, 10^{-3} мкм ²	t^* ; $p^{**}<$
Тип коллектора Collector type	Поровый Pore	132	<u>5,29–19,24</u> 11,57	–10,75; 0,0004	<u>0,080–1455,44</u> 135,62	$-2,42; 10^{-10}$
	Трещинно-поровый Fissure-porous	33	<u>0,95–9,28</u> 4,75		<u>0,060–94,39</u> 15,937	
Литология Lithology	Песчаник Sandstone	77	<u>1,02–19,24</u> 12,82	–6,25; 0,08	<u>0,07–1445,44</u> 221,39	$-5,29; 10^{-10}$
	Алевролит, алевропесчаник, аргиллит Siltstone silty, sandstone, mudstone	88	<u>0,95–14,04</u> 7,79		<u>0,06–94,04</u> 6,84	
Фациальный комплекс Facies complex	Прибрежно-аккумулятивные отложения Coastal-accumulative deposits	44	<u>0,95–19,24</u> 13,63	–5,41; 0,02	<u>0,10–1445,44</u> 328,77	$-7,68; 10^{-10}$
	Заливы и лагуны Bays and lagoons	121	<u>1,02–16,52</u> 8,92		<u>0,06–1220,25</u> 29,68	

Примечание: * – критерий Стьюдента; ** – уровень статистической значимости.

Note: * – Student's criterion; ** – level of statistical significance.

По типу коллектора образцы делятся на поровые в количестве 132 и трещинно-поровые в количестве 33. Отметим, что в соответствии с литологическим описанием шлифов образцы характеризуются наличием трещин как естественного, так и техногенного происхождения, что позволило выделить трещинно-поровый тип коллектора (рис. 1).

По литологии образцы делятся на песчаник в количестве 77 и группу образцов алевролита, алевропесчаника, аргиллита в количестве 88.

По фациальным признакам образцы делятся на комплексы заливов и лагун (ЗЛ) в количестве 121 и прибрежно-аккумулятивных отложений (ПАО) в количестве 44.

Анализ ФЕС по выборкам различных групп образцов показал различия в средних значениях в зависимости от типа коллектора, литологии и фациального комплекса. При анализе использовались следующие характеристики: $K_{прг}$ – коэффициент проницаемости по газу и K_n – коэффициент открытой пористости. Сравнение средних значений групп выборок выполнено на основе t-критерия, который подтвердил статистически значимое различие для всех групп по обе-

им характеристикам (таблица). Наибольшее различие по K_n отмечено для группы «тип коллектора».

Далее были построены индивидуальные вероятностные модели (ИВМ) для порового пространства, литологии и фациального комплекса (рис. 2).

Построенные ИВМ в зависимости от изменения коэффициента открытой пористости позволяют оценить вероятность появления порового типа коллектора ($P_{пор}$), вероятность литотипа песчаника ($P_{пес}$) и вероятность фациального комплекса прибрежно-аккумулятивных отложений ($P_{пао}$). Как видно на рис. 2, $P_{пор}=0,5$ соответствует значению $K_n=6\%$, $P_{пес}=0,5$ соответствует $K_n=10,5\%$, а $P_{пао}=0,5$ соответствует $K_n=15\%$. Таким образом, через индивидуальные вероятностные модели отражается последовательное увеличивающееся влияние трех различных факторов, контролирующих увеличение значения открытой пористости. При этом мы видим различие роли каждого фактора на всем диапазоне измерения открытой пористости.

Затем было проведено сопоставление результатов определения коэффициента открытой пористости и абсолютной газопроницаемости (рис. 3) [10, 11]. Соотношение характеризуется коэффициентом детер-

минации, равным 0,52 для всех образцов. Корреляционные поля по образцам фациальных комплексов ЗЛ

и ПАО описаны зависимостями с коэффициентами детерминации 0,22 и 0,8.

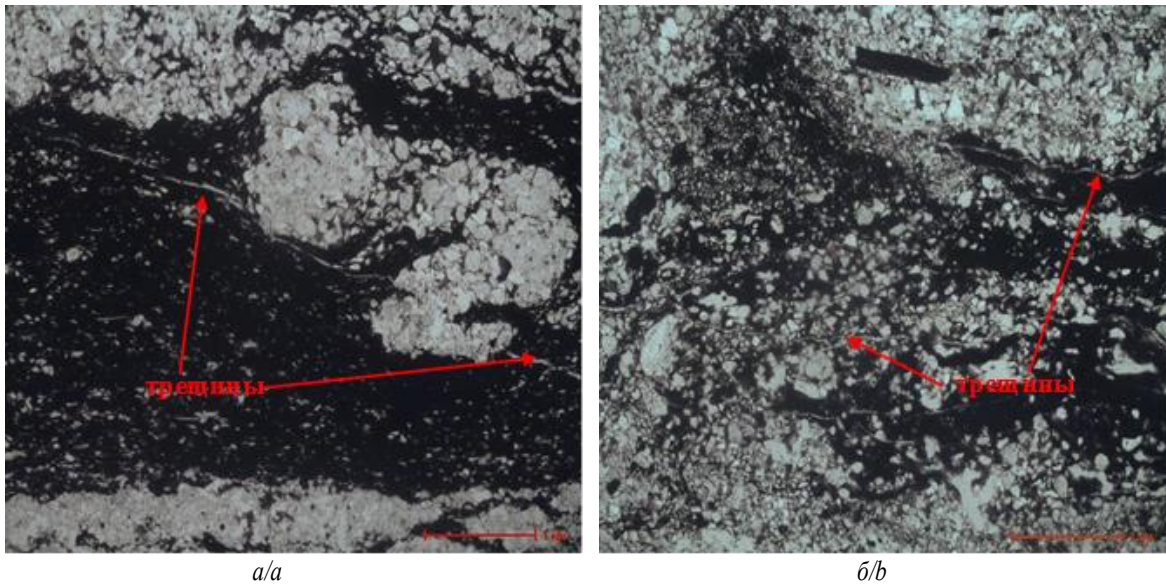


Рис. 1. (а) фотография шлифа – трещина в углистых прослойках; (б) фотография шлифа – открытые трещины по наслоению, техногенного происхождения
Fig. 1. (a) photograph of a thin section – a crack in carbonaceous interlayers; (b) photograph of a thin section – open cracks along the layering, technogenic origin

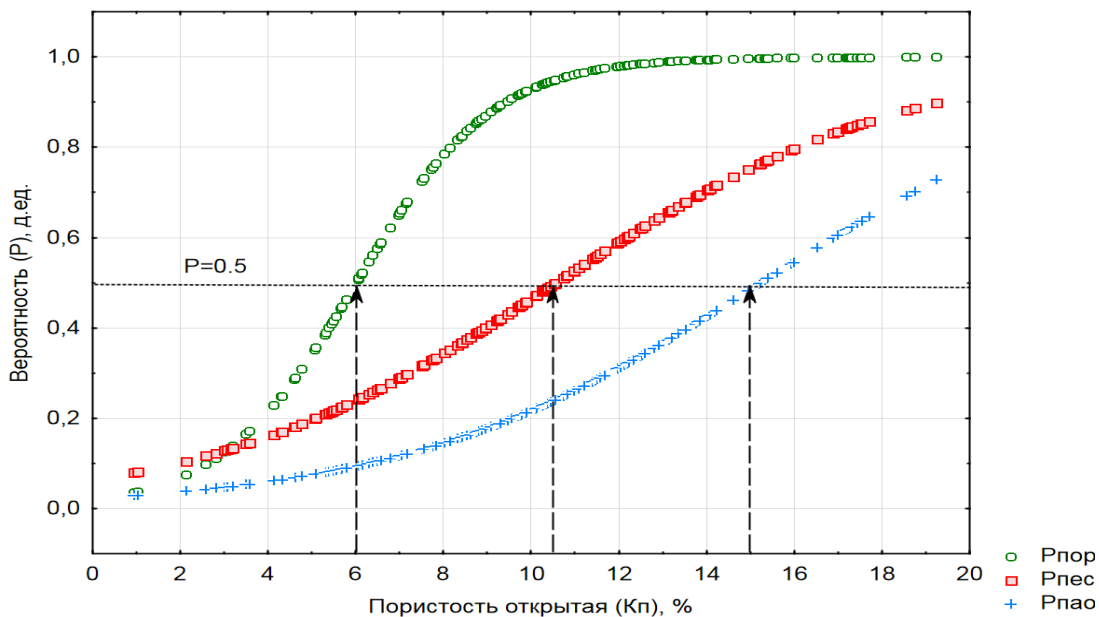


Рис. 2. Индивидуальные вероятностные модели для объекта $C_{1t_{тер}}$ месторождения им. Сухарева
Fig. 2. Individual probabilistic models for $C_{1t_{тер}}$ object of the field named after Sukharev

Полученные зависимости показывают различный характер взаимосвязи между коэффициентами открытой пористости и абсолютной газопроницаемостью в зависимости от принадлежности образцов к тому или иному фациальному комплексу. Вместе с тем основным критерием, определяющим тип коллектора, является способность породы пропускать через себя флюид, т. е. проницаемость [12, 13].

Далее на основе данных, полученных на предыдущих этапах исследования, вся выборка в зависимо-

сти от того, по каким пустотам преобладает фильтрация флюида, была разделена на два типа коллектора (рис. 4):

1. Трещинно-поровый коллектор – преобладающая роль поровых каналов в проницаемости и пористости с дополнительным увеличением проницаемости за счет микротрещиноватости.
2. Поровый коллектор – преобладающая роль открытых пор в проницаемости и пористости [1, 14].

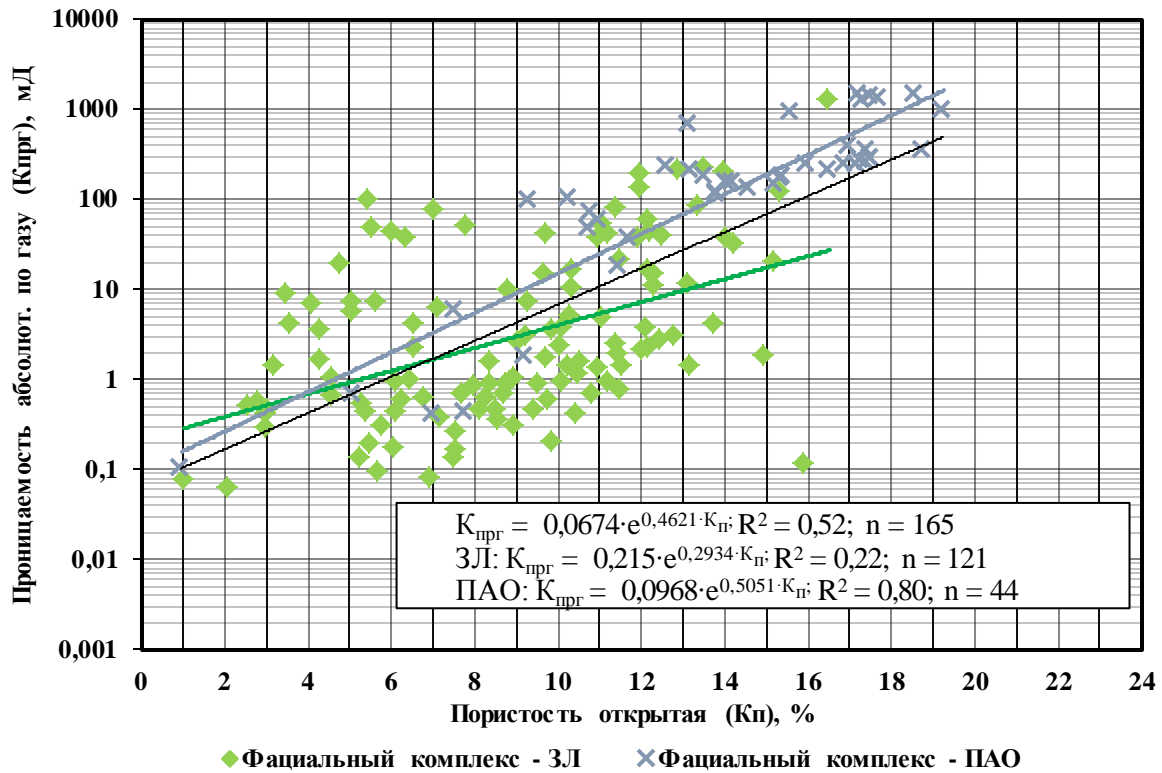


Рис. 3. Зависимость газопрооницаемости от пористости по выделенным фациальным комплексам
 Fig. 3. Gas permeability dependence on porosity for selected facies complexes

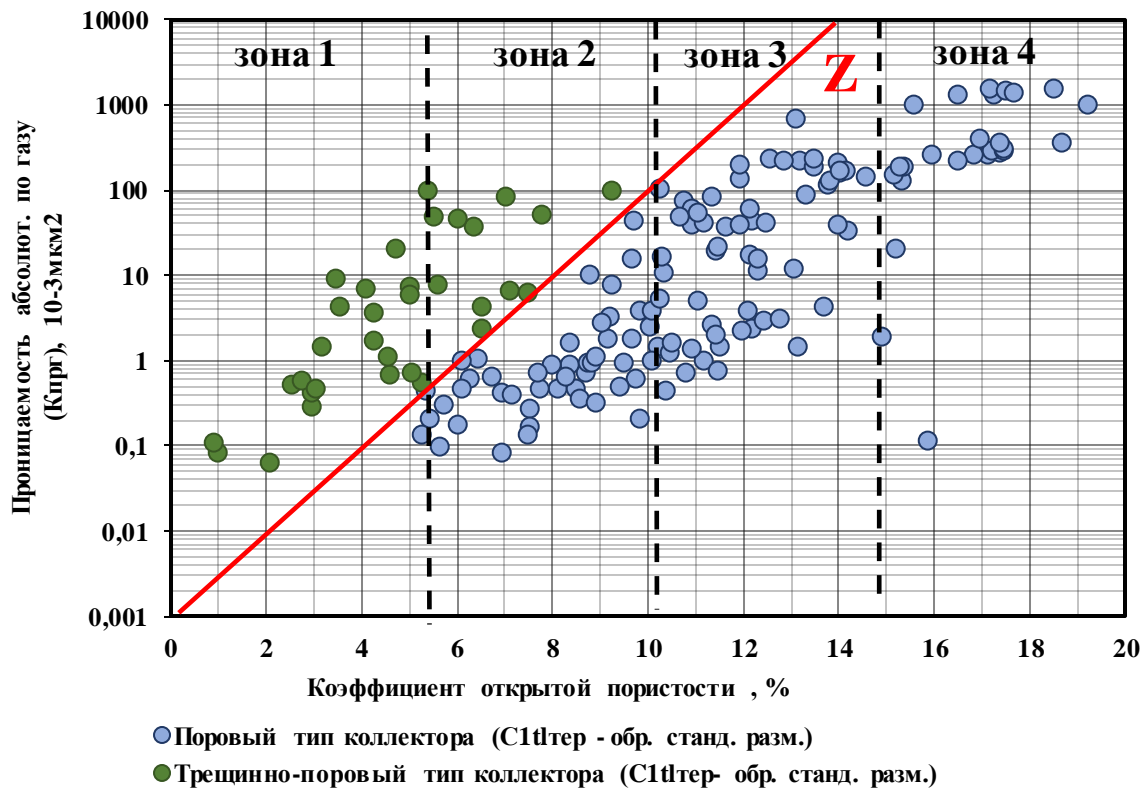


Рис. 4. Зависимость газопрооницаемости от пористости по типам коллектора
 Fig. 4. Gas permeability dependence on porosity by reservoir types

В интервалах пористости от 0 до 6 % выборка представлена только трещинно-поровым типом коллектора. В интервалах пористости от 6 до 10,5 % вы-

борка представлена как трещинно-поровым, так и поровым типами коллектора. Стоит отметить, что выборка трещинно-порового типа характеризуется более

высокими значениями коэффициента абсолютной газопроницаемости в данном интервале. После значения пористости 10,5 % представлена выборка только по поровому типу коллектора.

На основе полученных типов коллектора построена (1) линейная дискриминантная функция (ЛДФ), которая позволяет разделить пространство корреляционного поля математической моделью по всей выборке образцов на трещинно-поровый и поровый типы коллектора [15–18]. Качество классификации 92 %. Полученная ЛДФ статистически значима. ЛДФ для объекта $C_{1t_{тер}}$ месторождения им. Сухарева имеет следующий вид:

$$Z=0,548*(K_n)-1,123*(\log_{10}(K_{прг}))-4,62, \quad (1)$$

clas=92 %; $F_p/F_t=61,94$, $p<0,00001$.

Полученная ЛДФ может быть использована в будущем для классификации образцов для объекта

$C_{1t_{тер}}$ месторождения им. Сухарева, а ее статистическая значимость подтверждает экспериментальное разделение на зоны (рис. 4).

На следующем этапе исследований использовались построения накопленной корреляции, позволяющие отразить взаимосвязь между двумя или несколькими параметрами по мере увеличения объема выборки, отсортированной по одному из параметров [19].

Для исследования взаимосвязи двух переменных использовался коэффициент корреляции Пирсона (r -Пирсона) [20, 21].

При использовании данного метода была рассчитана накопленная корреляция ($r(n)$) между коэффициентом открытой пористости и коэффициентом газопроницаемости (рис. 5), отсортированная по всей выборке образцов по K_n .

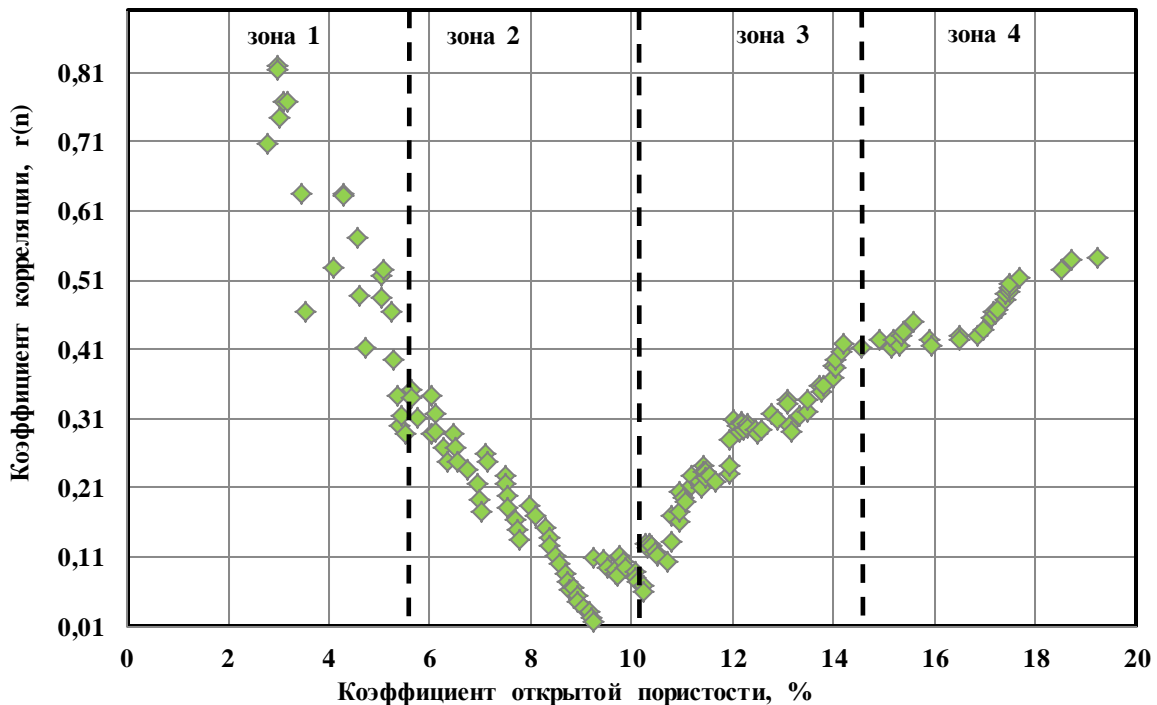


Рис. 5. График изменения коэффициента корреляции от коэффициента открытой пористости
 Fig. 5. Graph of the change in the correlation coefficient from the coefficient of open porosity

График накопленной корреляции специфически характеризует взаимосвязь коэффициента открытой пористости и газопроницаемости в разных диапазонах пористости. Разрывы, перерывы и кривизна на графиках отражают изменение структуры порового пространства в разных диапазонах [20, 21].

Как видно из рис. 5, в диапазоне открытой пористости от 2 до 6 % (зона 1) наблюдается разброс точек и снижение $r(n)$ с увеличением K_n . После 6 % значения пористости, согласно $P_{пор}>0,5$, начинает превалировать поровый тип коллектора. Изменения связаны с изменением свойств и типов породы в пределах диапазона коэффициента открытой пористости. Повышенные значения коэффициента проницаемости в данной зоне обусловлены наличием микротрещин,

что согласуется с литолого-петрографическими исследованиями данных отложений (рис. 1). В данном диапазоне вероятность порового коллектора сведена к минимуму и преобладает трещинно-поровый тип коллектора. Вероятность появления «чистого песчаника» и фациального комплекса ПАО минимальна по $P_{пес}$.

Далее можно выделить зону 2, охарактеризованную фациальными комплексами ПАО и ЗЛ. В данной зоне можно наблюдать стабилизацию накопленной корреляции. При рассмотрении $P_{пор}$ стоит отметить увеличивающуюся вероятность появления порового типа коллектора. При значении пористости больше 10,5 % вероятность появления «чистого песчаника» больше 0,5.

При значении коэффициента открытой пористости 9 % наблюдается разрыв значений $\tau(n)$ и можно наблюдать начало их роста с увеличением K_n . Все эти эффекты связаны с тем, что роль трещин в эффективном пустотном пространстве сводится к минимуму и проявляется специфический характер фильтрации для литотипов «чистого песчаника». По излому графика накопленной корреляции (рис. 5) можно четко выделить зону 3. В пределах зоны 3 отмечается резкий подъем и незначительное выполаживание графика накопленной корреляции, обусловленное участием в большей степени открытых пор в пустотном пространстве. По $P_{пор}$ можно сказать о том, что вероятность порового типа коллектора значительно увеличивается, а по $P_{пес}$ наблюдается плавный рост вероятности «чистого песчаника».

Зону 4 можно выделить по $P_{пао} > 0,5$. Вероятность порового типа коллектора максимальна и наблюдается увеличение значений $P_{пес}$ до 0,9.

Накопленные корреляции и индивидуальные вероятностные модели сами по себе являются информативными инструментами для анализа и типизации взаимосвязи структуры порового пространства с фациальными комплексами, литотипами и типами пустотного пространства. Совместное использование этих инструментов дополняет и усиливает их аналитическую значимость и информативность. Стоит отметить, что графики накопленной корреляции позволяют уточнить границы ранее выделяемых зон, кроме того, разделить их на «подзоны» для более детального рассмотрения. При этом из выше приведенного анализа очевидна взаимосвязь накопленных значений корреляции $\tau(n)$ и построенных по различным геологическим факторам индивидуальных вероятностных моделей $P_{пес}=f(K_n)$, $P_{пао}=f(K_n)$ и $P_{пор}=f(K_n)$. Для количественного описания этой взаимосвязи применен множественный регрессионный анализ. Впервые получено статистически значимое уравнение множественной корреляционной связи (2):

$$\tau(n) = -1,526 * P_{пор} + 2,672 * P_{пес} - 1,313 * P_{пао} + 0,572; \quad (2)$$
$$R = 0,97, \quad p < 10^{-5} \quad F_r/F_l = 223,4.$$

Уравнение (2) характеризуется высоким и статистически значимым коэффициентом множественной корреляции – 0,97. Впервые показано, что при помощи ИВМ, построенных как функции от K_n и учитывающих информацию о типе поровой структуры, литологии и фации, можно охарактеризовать изменения углов наклона и другие эффекты, выявленные на графиках накопленной корреляции во всем диапазоне расчетов. Таким образом, информация, которую обеспечивает $K_{прг}$ при расчете $\tau(n)$, практически пол-

ностью восстанавливается за счет учета геологических характеристик породы, выраженных через $P_{пес}=f(K_n)$, $P_{пао}=f(K_n)$ и $P_{пор}=f(K_n)$. Все это наглядно показывает, что изменение $K_{прг}$ в терригенных отложениях в значительной степени контролируется типом породы, литологией и принадлежностью к фациальному комплексу.

В целом можно сказать, что применение ИВМ в комплексе с фациальным анализом на графике накопленной корреляции для отдельных параметров четко характеризует и выделяет границы разделения по типам коллектора в представленном разрезе. Данный эффект установлен впервые. Однако необходимо подчеркнуть, что применение результатов фациального анализа в комплексе с другими методами для выделения коллекторов требует дальнейших исследований и научной проработки.

Таким образом, используя предложенный подход, можно с достаточной степенью достоверности типизировать породы тульских отложений месторождения им. Сухарева.

Заключение

В результате выполненных исследований было научно обосновано применение метода накопленной корреляции для типизации терригенных пород-коллекторов по структуре порового пространства.

Впервые показано, что при помощи индивидуальных вероятностных моделей, построенных как функции от коэффициента открытой пористости и учитывающих информацию о типе поровой структуры, литологии и фации, можно охарактеризовать изменения углов наклона и другие эффекты, выявленные на графиках накопленной корреляции во всем диапазоне расчетов.

Установлено, что применение метода накопленной корреляции в комплексе с индивидуальными вероятностными моделями и данными фациального анализа позволяет с достаточно высокой степенью достоверности типизировать терригенные породы-коллекторы по структуре пустотного пространства.

На основе проведенного линейного дискриминантного анализа была решена практическая задача разделения по типам коллектора для объекта $C_{14}T_{пр}$ месторождения им. Сухарева.

Использование принципа зональности при выделении коллекторов позволяет наиболее точно подобрать коллекцию образцов для фильтрационных исследований, которые будут наиболее корректно отражать физико-гидродинамическую картину пласта.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гурбатова И.П., Мелехин С.В., Юрьев А.В. Особенности изучения петрофизических и упругих свойств ядра в сложно построенных коллекторах нефти и газа при моделировании термобарических пластовых условий // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2010. – № 5. – С. 67–72. DOI: 10.15593/2224-9923/2019.3.2
2. Костин Н.Г., Губайдуллин М.Г. Влияние размеров исследуемых образцов ядра на величину коэффициента пористости карбонатных и терригенных коллекторов // Геологические
3. Петерсилье В.И., Рабиц Э.Г., Белов Ю.Я. Методы и аппаратура для изучения фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов на образцах большого размера. – М.: Недра, 1980. – 53 с.
4. Anderson M.A., Brent D., McLin R. Core truth in formation evaluation // Oilfield Review. – 2013. – V. 2. – P. 16–25.
5. Алексин Г.А., Клещев А.А., Россихин Ю.А. Перспективы поисков нефти и газа на севере Тимано-Печорской провинции. – М.: ВНИИОЭНГ, 1982. – 44 с.

6. Глушков Д.В., Попов Н.А., Родионова А.Л. Современные технологии профильных исследований керна и интерпретация результатов исследований // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2010. – № 5. – С. 73–78.
7. Галкин В.И., Пономарев И.Н., Мартюшев Д.А. Прогноз пластового давления и исследование его поведения при разработке нефтяных месторождений на основе построения многоуровневых многомерных вероятностно-статистических моделей // Георесурсы. – 2021. – Т. 23 (3). – С. 73–82. DOI: 18599/grs.2021.3.10
8. Желанов А.В., Чалова П.О. Разработка математической модели прогноза времени восстановления давления в скважине, остановленной на исследование (на примере месторождения им. Сухарева) // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых: Материалы XII Всероссийской научно-технической конференции. – Пермь, 2019. – Т. 1. – С. 133–135.
9. Плюнин А.В., Карасева Т.В. Характеристика коллекторов фаменских отложений Соликамской впадины // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. – 2015. – № 2 (27). – С. 85–92. DOI: 10.17072/psu.geol.27.85
10. Повышение достоверности результатов физико-гидродинамических исследований / И.С. Путилов, И.П. Гурбатов, 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. 219–232. DOI: 10.1559/3/2224-9923/2019.3.2.
11. Scale effect on the reservoir permeability and porosity over a wide range of void structure (example of the Tedinskoye oil field) / I. Putilov, A. Yuriev, N. Popov, D. Chizhov // Arctic Environmental Research. – 2019. – V. 19. – № 3. – P. 93–98. DOI: 10.3897/issn2541-8416.2019.19.3.93.
12. Гудок Н.С., Богданович Н.Н., Мартынов В.Г. Определение физических свойств нефтеводосодержащих пород. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. – 592 с.
13. Rabbani A., Babaei M., Javadpour F. A Triple Pore Network Model (T-PNM) for gas flow simulation in fractured, micro-porous and meso-porous media. Transp Porous Med. – 2020. – V. 132. – P. 707–740. DOI: 10.1007/s11242-020-01409-w.
14. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов объемными методами / под ред. В.И. Петерилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. – М.; Т: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. – 130 с.
15. Johnson N.L., Leone F.C. Statistics and experimental design. – New York; London; Sydney; Toronto: John Wiley & Sons, 1977. – 606 p.
16. Montgomery D.C., Peck E.A. Introduction to liner regression analysis. – New York: John Wiley & Sons, 1982. – 504 p.
17. Watson G.S. Statistic on spheres. – New York: John Wiley and Sons, Inc., 1983. – 238 p.
18. Yarus J.M. Stochastic modeling and geostatistics. – Tulsa, Oklahoma: John Wiley & Sons, 1994. – 231 p.
19. Чекрыгин И.И., Фараонов А.А. Статистический анализ геофизических сигналов с использованием параллельный вычислений // Вестник КРАУНЦ. Физико-математические науки. – 2019. – Т. 27. – № 2. – С. 74–94.
20. Pearson K. On lines and planes of closest fit to systems of points in space // Philosophical Magazine. – 1901. – Ser .6. – V. 2. – № 11. – P. 559–572.
21. Kork J.O. Examination of the Chayes-Kruskal procedure for testing correlations between proportions // Journal of the International Association for Mathematical Geology. – 1977. – V. 9. – № 6. – P. 543–562.

Поступила 03.08.2022 г.

Прошла рецензирование 13.10.2022 г.

Информация об авторах

Путилов И.С., доктор технических наук, доцент, заместитель директора филиала по научной работе в области геологии Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми.

Юрьев А.В., кандидат технических наук, ведущий инженер управления проектного и технологического сопровождения лабораторных исследований центра исследования керна и пластовых флюидов Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми.

Винокурова Е.Е., начальник отдела литолого-седиментологических исследований управления комплексных исследований керна центра исследования керна и пластовых флюидов Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми.

UDC 550.8.023; 519.223.4

TYPING OF TERRIGENOUS RESERVOIR ROCKS USING THE CUMULATED CORRELATION METHOD AND INDIVIDUAL PROBABILISTIC MODELS ON THE EXAMPLE OF FIELD NAMED AFTER SUKHAREV

Ivan S. Putilov¹,
Ivan.Putilov@pnn.lukoil.com

Aleksandr V. Yuriev¹,
Aleksandr.Yuriev@pnn.lukoil.com

Ekaterina E. Vinokurova¹,
Ekaterina.Vinokurova@pnn.lukoil.com

¹ Branch of OOO LUKOIL-Engineering PermNIPIneft in Perm,
3a, Permskaya street, Perm, 614015, Russia.

The relevance of the study is caused by the need to improve the methods of typing reservoir rocks in interpretation of petrophysical data obtained in the laboratory. Typing of the reservoir rocks according to the structure of the pore space is an important step in the interpretation of petrophysical data obtained in the laboratory, but according to established practice, it is carried out only by an expert method, based on the lithological description of core samples and on the dependences of gas permeability on porosity.

Purpose: approbation of the accumulated correlation method and individual probabilistic models in combination with facies analysis data for typing terrigenous reservoir rocks according to the structure of the pore space.

Object: core samples from five wells of the field named after Sukharev, represented by deposits of the Tula horizon of the Visian stage of the Lower Carboniferous. When conducting research, 165 core samples were used, with a diameter and length of 30 mm.

Methods: modern methods for studying porosity-permeability and lithological-petrographic properties, methods of mathematical statistics for the analysis of experimental studies.

Results. It is shown that with the help of individual probabilistic models built as a function of the open porosity coefficient and taking into account information about the type of pore structure, lithology and facies, it is possible to characterize changes in dip angles and other effects identified on the graphs of the accumulated correlation in the entire range of calculations. It was established as well that the use of the accumulated correlation method in combination with individual probabilistic models and facies analysis data makes it possible to typing terrigenous reservoir rocks according to the structure of the pore space with a sufficiently high degree of reliability. On the basis of the linear discriminant analysis carried out, the practical problem of separation by reservoir type was solved for the C1_{16er} object of the field named after Sukharev. The obtained results show that the use of the principle of zoning when identifying reservoirs allows, with a high degree of accuracy, selecting a collection of samples for filtration studies that will most correctly reflect the physical and hydrodynamic picture of the reservoir.

Key words:

samples of standard size, reservoir rock, reservoir properties, reservoir type, facies, individual probabilistic models, linear discriminant analysis.

REFERENCES

1. Putilov I.S., Gurbatova I.P., Popov N.A., Chizhov D.B., Yuriev A.V. Increasing the reliability of results of physical and hydrodynamic tests. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2019, vol. 19, no. 3, pp. 216–227. In Rus. DOI: 10.15593/2224-9923/2019.3.2
2. Kostin N.G., Gubaidullin M.G. Vliyaniye razmerov issleduemyykh obraztsov kerna na velichinu koeffitsienta poristosti karbonatnykh i terrigennykh kollektorov [Influence of the sizes of the studied core samples on the value of the porosity coefficient of carbonate and terrigenous reservoirs]. *Geologicheskie opasnosti. Materialy XV Vserossiyskoy konferentsii s mezhdunarodnym uchastiem* [Geological hazards. Materials of the XV All-Russian conference with international participation]. Arkhangelsk, 2009. pp. 248–250.
3. Petersile V.I., Rabits E.G., Belov Yu.Ya. *Metody i apparatura dlya izucheniya filtratsionno-emkostnykh svoystv porod-kollektorov na obraztsakh bolshogo razmera* [Methods and equipment for studying the reservoir properties of reservoir rocks on large samples]. Moscow, Nedra Publ., 1980. 53 p.
4. Anderson M. A., Brent D., McLin R. Core truth in formation evaluation. *Oilfield Review*. *Oilfield Review*, 2013, vol. 2, pp. 16–25.
5. Aleksin G. A., Kleshchev A. A., Rossikhin Yu. A. *Perspektivy poiskov nefi i gaza na severe Timano-Pechorskoy provintsii* [Prospects for prospecting for oil and gas in the north of the Timan-Pechora province]. Moscow, VNIIOENG Publ., 1982. 44 p.
6. Glushkov D.V., Popov N.A., Rodionova A.L. Modern technologies of core research and interpretation of research results. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2010, no. 5, pp. 73–78. In Rus.
7. Galkin V.I., Ponomareva I.N., Martyshev D.A. Forecast of reservoir pressure and study of its behavior in the development of oil fields based on the construction of multilevel multidimensional probabilistic-statistical models. *Georesources*, 2021, no. 23 (3), pp. 73–82. In Rus. DOI: 10.18599/grs.2021.3.10
8. Zhelanov A.V., Chalova P.O. Razrabotka matematicheskoy modeli prognoza vremeni vosstanovleniya davleniya v skvazhine, ostanovlennoy na issledovanie (na primere mestorozhdeniya im. Suhareva) [Development of a mathematical model for predicting the time of pressure recovery in a well stopped for research (on the example of the Sukharev field)]. *Problemy razrabotki mestorozhdeniy uglevodorodnykh i rudnykh poleznykh iskopaemykh. Materialy XII Vserossiyskoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii* [Materials of the XII All-Russian Scientific and Technical Conference]. 2019, vol. 1, pp. 133–135.
9. Plyusnin A.V., Karaseva T.V. Reservoir characteristic of Famennian deposits of the Solikamsk depression. *Bulletin of the Perm National Research Polytechnic University. Geology*, 2015, no. 2 (27), pp. 85–92. In Rus. DOI: 10.17072/psu.geol.27.85
10. Putilov I.S., Gurbatova I.P., Popov N.A., Chizhov D.B., Yuriev A.V. Increasing the reliability of results of physical and hydrodynamic tests. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*

- neering, 2019, vol. 19, no. 3, pp. 216–227. In Rus. DOI: 10.15593/2224-9923/2019.3.2
11. Putilov I., Yuriev A., Popov N., Chizhov D. Scale effect on the reservoir permeability and porosity over a wide range of void structure (example of the Tedinskoe oil field). *Arctic Environmental Research*, 2019, vol. 19, no. 3, pp. 93–98. In Rus. DOI: 10.3897/issn2541-8416.2019.19.3.93
 12. Gudok N.S., Bogdanovich N.N., Martynov V.G. *Opredele nie fizicheskikh svoystv neftevodosoderzhashchikh porod* [Determination of the physical properties of oil-bearing rocks: Textbook for universities]. Moscow, Nedra, Business Center LLC Publ., 2007. 592 p.
 13. 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
 14. *Metodicheskie rekomendatsii po podschetu geologicheskikh zapasov obemnymi metodami* [Guidelines for the calculation of geological reserves by volumetric methods]. Eds. V.I. Petersilie, V.I. Poroskuna, G.G. Yatsenko. Moscow, Tver, VNIGNI, SPC «Tver-geofizika» Publ., 2003. 130 p.
 15. Johnson N.L., Leone F.C. *Statistics and experimental design*. New York, London, Sydney, Toronto, John Wiley & Sons, 1977. 606 p.
 16. Montgomery D.C., Peck E.A. *Introduction to liner regression analysis*. New York, John Wiley & Sons, 1982. 504 p.
 17. Watson G.S. *Statistic on spheres*. New York, John Wiley and Sons, Inc., 1983. 238 p.
 18. Yarus J.M. *Stochastic modeling and geostatistics*. Tulsa, Oklahoma, John Wiley & Sons, 1994. 231 p.
 19. Chekrygin I.I., Faraonov A.A. Statisticheskiy analiz geofizicheskikh signalov s ispolzovaniem paralelnykh vychisleniy [Statistical analysis of geophysical signals using parallel computing]. *Vestnik KRAUNC. Fiziko-matematicheskie nauki*, 2019, vol. 27, no. 2, pp. 74–94.
 20. 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.
 21. 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.

*Received: 3 August 2022.
Reviewed: 13 October 2022.*

Information about the authors

Ivan S. Putilov, Dr. Sc., associate professor, deputy director, branch for scientific work in the field of geology of the Branch of OOO LUKOIL-Engineering PermNIPIneft in Perm.

Aleksandr V. Yuriev, Cand. Sc., leading engineer Center for Research of Core and Reservoir Fluids of the Branch of OOO LUKOIL-Engineering PermNIPIneft in Perm.

Ekaterina E. Vinokurova, head of the Department of Lithological and Sedimentological Research of the Integrated Core Research Department of the Center for Core and Reservoir Fluid Research of the Branch of OOO LUKOIL-Engineering PermNIPIneft in Perm.