

# ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ, РАЗВЕДКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК553.98

## Дифференциация петрофизических типов коллекторов нижнефаменской залежи Тимано-Печорской провинции по гидравлическим единицам потока

**С.Н. Кривошеков, Д.О. Ширинкин**

Пермский национальный исследовательский политехнический университет  
614990, Пермь, Комсомольский пр., 29. E-mail: krivoshchekov@gmail.com;  
shirinkindo.40@mail.ru

(Статья поступила в редакцию 19 августа 2022 г.)

В нефтегазопромысловой геологии актуальна проблема неопределенности распределения геологических характеристик в межскважинном пространстве залежи. В данной работе предложена методика уточнения пространственного распределения проницаемости в объеме залежей Восточно-Ламбейшорского месторождения путем классификации кернового материала и выделения петрофизических зависимостей проницаемости от пористости для каждого класса в отдельности. Выделение петрофизических типов для сложнопостроенных карбонатных коллекторов позволяет дифференцировать пустотное пространство и более точно описать модель фильтрации, где большую роль в продвижении флюида к забою скважины играет наличие трещин в теле породы. В ходе работы произведена классификация кернового материала по параметру *flowzoneindicator* несколькими способами, лучший из которых определен при помощи попарного сравнения *t*-критериев Стьюдента и коэффициентов детерминации.

Ключевые слова: *петрофизическая зависимость, flowzoneindicator, карбонатный коллектор, неоднородность проницаемости.*

DOI: 10.17072/psu.geol.21.2.282

### Введение

Неправильная оценка геологических свойств в объеме залежи может привести к ошибочному пониманию, как протекает фильтрация и вытеснение флюида, что может привести к снижению эффективности разработки объекта. В особенности данная проблема приобретает актуальность при решении вопроса пространственного распределения проницаемости для сложнопостроенных карбонатных коллекторов, в которых особую роль при циркуляции флюида играет трещинная фильтрация (Мартюшев, 2015;

Fonta, 2007; Nelson, 2000). В таком случае для отображения реальной картины вытеснения флюида появляется необходимость дифференциации коллектора на различные типы пустотного пространства с присущими им типам фильтрации. К коллектору сложнопостроенного типа относятся нижнефаменские карбонатные отложения Восточно-Ламбейшорского месторождения, в объеме которых содержатся задонская и елецкая залежи нефти. Керн, отобранный из интервалов этих залежей, стал исходным материалом в данной работе.

### Общая информация об объекте исследования

Восточно-Ламбейшорское месторождение по величине извлекаемых запасов относится к категории крупных и на текущую дату является одним из приоритетных объектов разработки углеводородов, располагающихся в республике Коми. В тектоническом отношении Восточно-Ламбейшорская структура находится в юго-восточной части Лайского вала, относящегося к Денисовскому прогибу. Согласно принципам нефтегазогеологического районирования, площадь исследований относится к Лайско-Лодминскому

нефтегазоносному району Печоро-Колвинской нефтегазоносной области Тимано-Печорской провинции. Залежи нефти Восточно-Ламбейшорского месторождения (D3zdi D3el, рис. 1) залегают в объеме нижнефаменских рифовых построек, сформированных в ходе задонского сиквенса IV порядка и трех елецких сиквенсов V порядка.

Коллекторы фациально отождествлены с отложениями, собственно, рифогенных построек и отложениями зарифового шельфа. Покрышкой, разделяющей залежи, являются микритовые мелкозернистые карбонаты, отлагавшиеся в условиях накопления трансгрессивной пачки.

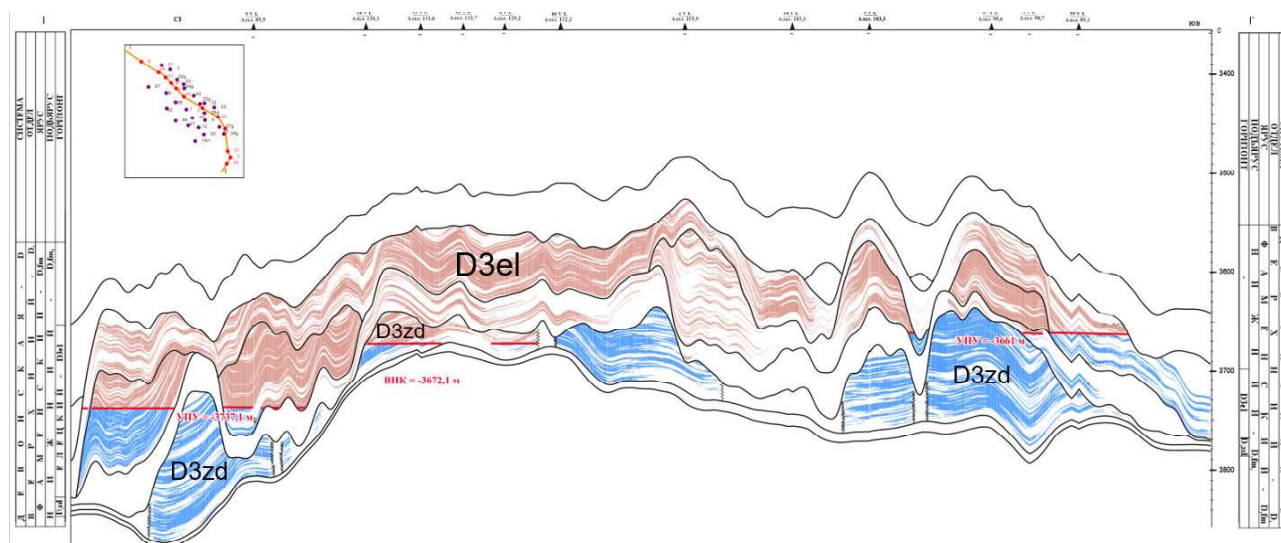


Рис. 1. Геологический профиль нижнефаменских отложений Восточно-Ламбейшорского месторождения

Отложения рифовых построек сложены детритово-водорослевыми сферово-узурчатými, органогенно-обломочными, серого, серо-коричневого цвета, неравномерно доломитизированными известняками. Отложения зарифового шельфа представлены известняками детритово-водорослевыми, сферово-узурчатými, прослоями органогенно-обломочными, неравномерно перекристаллизованными. Наблюдается присутствие ангидрита в верхней части отложений.

### Стандартный метод пространственного распределения проницаемости

Стандартным методом пространственного распределения проницаемости в объеме залежи является: расчет куба проницаемости по петрофизической зависимости «проница-

емость-пористость», полученной на основе анализа результатов лабораторных исследований ядерного материала (рис. 2).

Как можно видеть на рис. 2., распределение точек в корреляционном поле характеризуется высокой дисперсией, что подтверждается низким коэффициентом детерминации, равным 0,4122 д. ед. Отсюда можно заключить: стандартная петрофизическая зависимость преимущественно отражает распределение точек в корреляционном поле. Последствием будет являться слабая достоверность рассчитанного куба проницаемости, что влечет за собой искажение оценки процессов фильтрации флюида в пласте. Поэтому данная зависимость слабо пригодна для расчета куба проницаемости с последующим его использованием в гидродинамическом симуляторе.

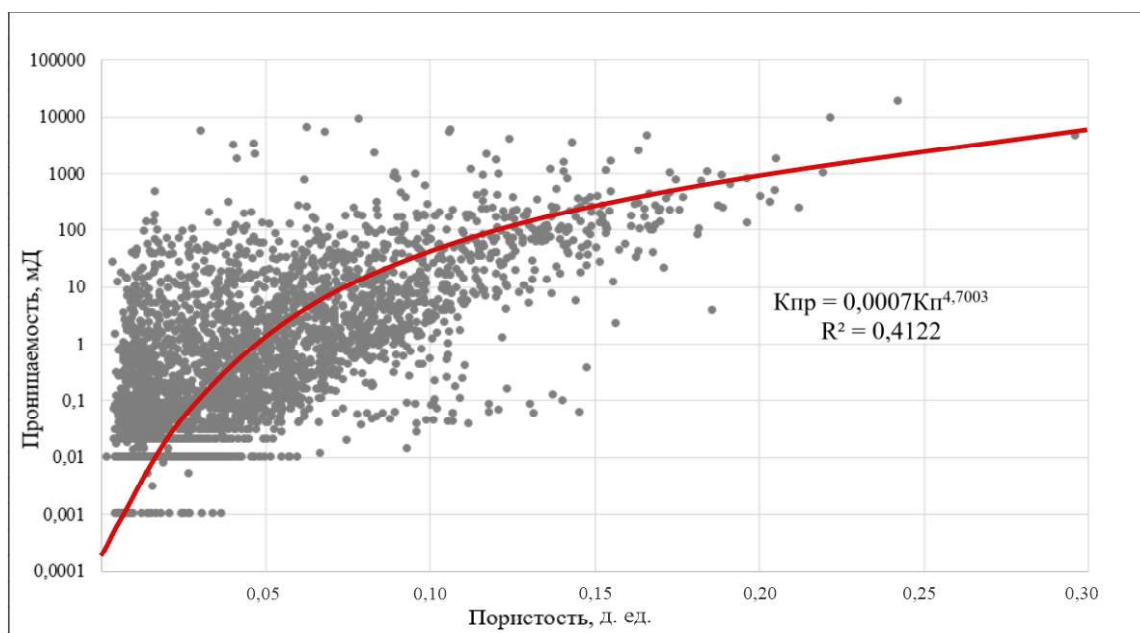


Рис. 2. Стандартная петрофизическая зависимость «проницаемость-пористость»

### Методика классификации ядра «flowzoneindicator»

Для распределения образцов ядра на различные типы была применена методика классификации ядрового материала по величине параметра «flowzoneindicator» (FZI).

Гидравлическая единица потока (FZI) характеризует неоднородность фильтрации флюида в объеме пустотного пространства породы. Методика FZI подробно описана в работе (Амаефале, 1993). Суть данного метода сводится к расчету гидравлической единицы потока, основанной на уравнении Козени-Кармана, по формуле 1:

$$FZI = \frac{RQI}{\varphi_z}, \text{ ед.}, \quad (1)$$

где «RQI» (reservoirqualityindex) – показатель качества коллектора, мД;

« $\varphi_z$ » – показатель нормализованной пористости, д. ед.

RQI рассчитывается по формуле 2:

$$RQI = 0,0314 \sqrt{\frac{k}{\varphi}}, \text{ мД}, \quad (2)$$

где « $k$ » – коэффициент проницаемости, мД;

« $\varphi$ » – коэффициент пористости, д. ед.

« $\varphi_z$ » характеризует отношение объема пустот к объему твердой фазы породы и определяется по формуле 3:

$$\varphi_z = \frac{\varphi}{1-\varphi}, \text{ д. ед.} \quad (3)$$

Таким образом, расчет коэффициента FZI сводится к формуле 4:

$$FZI = \frac{0,0314 \sqrt{\frac{k}{\varphi}}}{1-\varphi}, \text{ ед.} \quad (4)$$

После того, как рассчитаны значения FZI для всех образцов ядра, их можно разделить на необходимое количество классов, согласно заранее выделенным граничным значениям, внутри которых геологические и петрофизические свойства, влияющие на фильтрацию жидкости, схожи и отличаются от других классов. Далее возможно выделить петрофизические зависимости «проницаемость-пористость» для каждого класса в отдельности.

В работе (Corbett, 2004) предложены глобальные классы деления образцов, основанные на анализе ядра терригенных отложений месторождений Сибири, Северного моря, Северной Африки и карбонатных отложений месторождений Среднего Востока, представленные на рис. 3.

Использование этой классификации позволяет сравнивать данные ядра, коллекторы и фациальные условия разных месторождений, а выделенные тренды и закономерности могут быть применены для прогнозирования проницаемости.

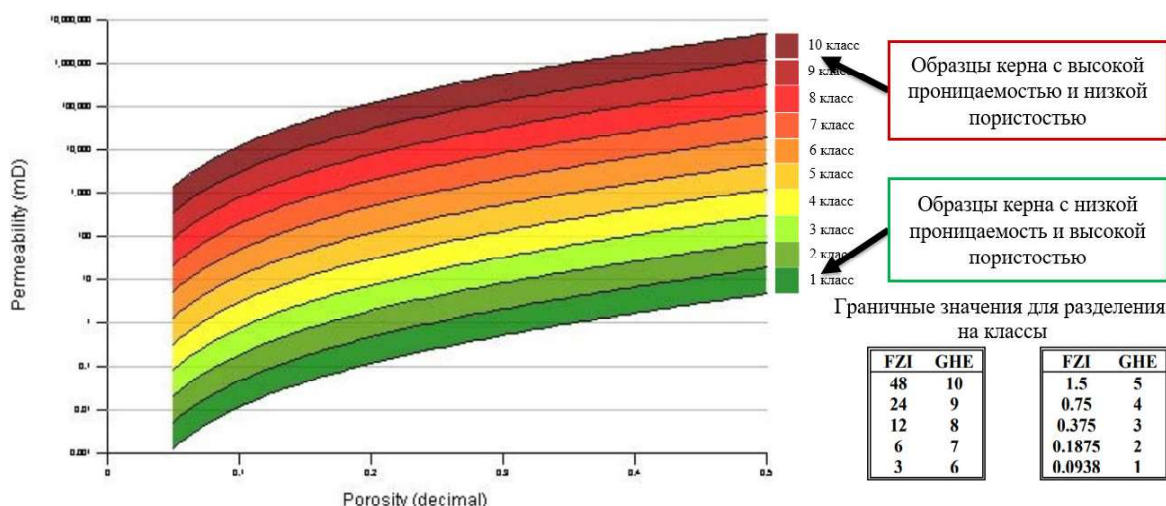


Рис. 3. Глобальные классы деления образцов ядра по FZI, представленные P.W.M. Corbett и D.K. Potter

Также методика расчета гидравлической единицы потока была использована в работе (Комова, 2018) для классификации ядра Грибного и Ватъеганского месторождений, породы которого характеризуются высокой неоднородностью и слабой согласованностью петрофизических свойств. В ходе работы при помощи параметра FZI выделены 3 петрофизических класса, характеризующихся различными фильтрационно-емкостными свойствами.

Автором установлена прямая связь параметра FZI с литологическим составом породы и размером ее зерен.

Также эта связь подтверждается в работе (Фролова, 2012), где в ходе прямого анализа ядра и шлифов терригенные коллектора тюменской свиты одного из месторождений севера Западной Сибири были разделены на 4 типа. После чего установлено увеличение параметра FZI с увеличением качества коллектора от первого типа к четвертому. Отсюда можно сделать вывод о наличии связи между фациальными условиями образования толщи и параметром гидравлической единицы потока.

### Классификация ядрового материала Восточно-Ламбейшорского месторождения по параметру FZI

Классификация коллекторов по величине параметра FZI выполнена с целью получения более корректного пространственного распределения проницаемости в геолого-технологической модели Восточно-Ламбейшорского месторождения путем получения петрофизических зависимостей «проницаемость-пористость» для каждого из петрофизических классов в отдельности, которые бы более точно описывали распределение точек в корреляционном поле и, как следствие, был более дифференцированно произведен расчет куба проницаемости.

В ходе работы были проанализированы данные лабораторных исследований 3159 образцов ядра, отобранных при бурении 12 скважин Восточно-Ламбейшорского месторождения. Для каждого из образцов рассчитано значение FZI, после чего все образцы разделены равномерно на 5 классов по 20% по возрастанию параметра FZI. Граничные межклассовые значения приведены в табл. 1.

Таблица 1. Граничные значения классификации всех образцов ядра по параметру FZI

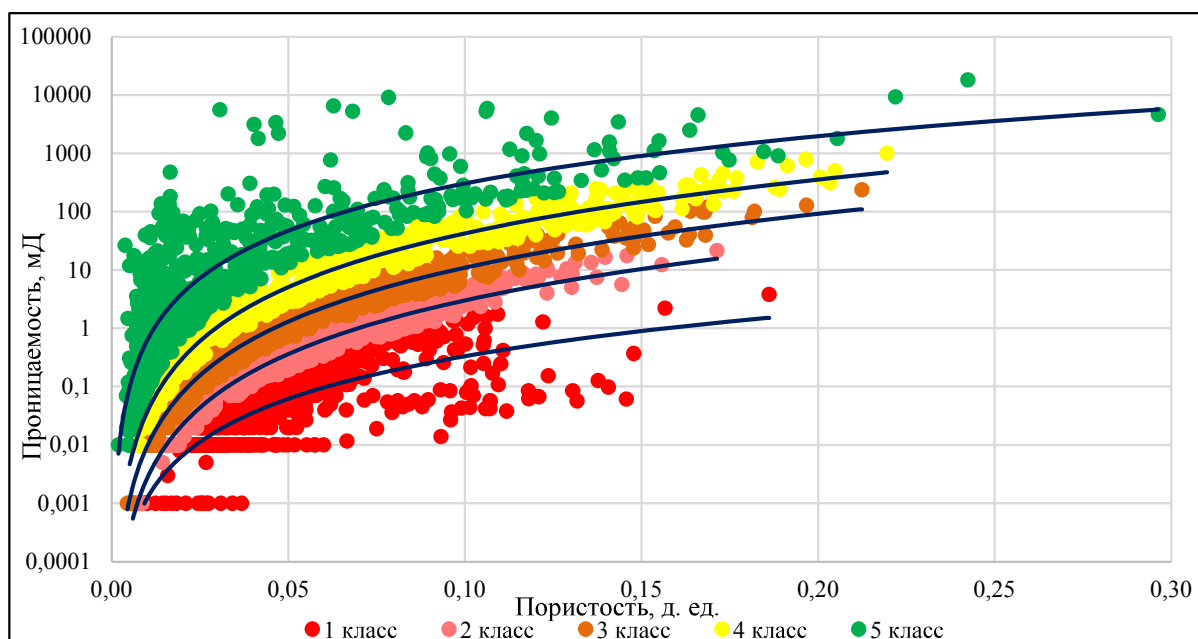
Граница между классами	1-2	2-3	3-4	4-5
Межклассовое значение FZI, ед.	1,161	2,153	4,200	8,785

Далее построен график зависимости проницаемости от пористости с учетом классификации кернового материала по параметру FZI и выделены петрофизические зависимости «проницаемость-пористость» внутри каждого из классов (рис. 4).

Уравнения петрофизических зависимостей представлены в табл. 2. Как можно видеть на рис. 4 и в табл. 2, петрофизические модели, полученные внутри каждого класса в отдельности, намного точнее описывают распределение точек в корреляционном поле, что подтверждают возросшие коэффициенты детерминации вплоть до 0,9833 д. ед. (стандартная петрофизическая зависимость – 0,4122 д. ед.), следовательно, и куб проницаемости, рассчитанный по этим петрофизическим зависимостям, будет более дифференцированным, то есть и отражение фильтрации флюида в

пласте станет более корректным в условиях сложнопостроенных коллекторов Восточно-Ламбейшорского месторождения.

Поскольку фильтрация флюида возможна сугубо в породах-коллекторах, а также по причине того, что низкие значения пористости и проницаемости для образцов, отнесенных к неколлектору, занижают межклассовое значение FZI, рассчитанное равномерно, исходя из процентилей, равным 20, из генеральной совокупности всех образцов керна были исключены образцы, одновременно обладающие пористостью меньше 3,6% и проницаемостью меньше 0,6 мД. Кондиционные значения для неколлектора определены по данным оперативного подсчета запасов углеводородов Восточно-Ламбейшорского месторождения» от 2018 года.



**Рис. 4.** График зависимости проницаемости от пористости с учетом классификации всех образцов керна по параметру FZI

**Таблица 2.** Уравнения петрофизических зависимостей с учетом классификации всех образцов керна по параметру FZI

Петрофизический класс	Уравнение зависимости «проницаемость-пористость»	Коэффициент детерминации, д. ед.
1	$K_{пр} = 92,134 * K_{п}^{2,4404}$	0,6604
2	$K_{пр} = 343 * K_{п}^{3,0531}$	0,9728
3	$K_{пр} = 12727 * K_{п}^{3,0642}$	0,9781
4	$K_{пр} = 49318 * K_{п}^{3,0638}$	0,9833
5	$K_{пр} = 149186 * K_{п}^{2,6900}$	0,7472

Уточненная выборка из оставшихся 1989 образцов разделана на 5 петрофизических классов по снова рассчитанным межклассовым значениям FZI, которые представлены в табл. 3.

**Таблица 3.** Граничные значения классификации коллектора по параметру FZI

Граница между классами	1-2	2-3	3-4	4-5
Межклассовое значение FZI, ед.	1,170	2,284	4,800	10,986

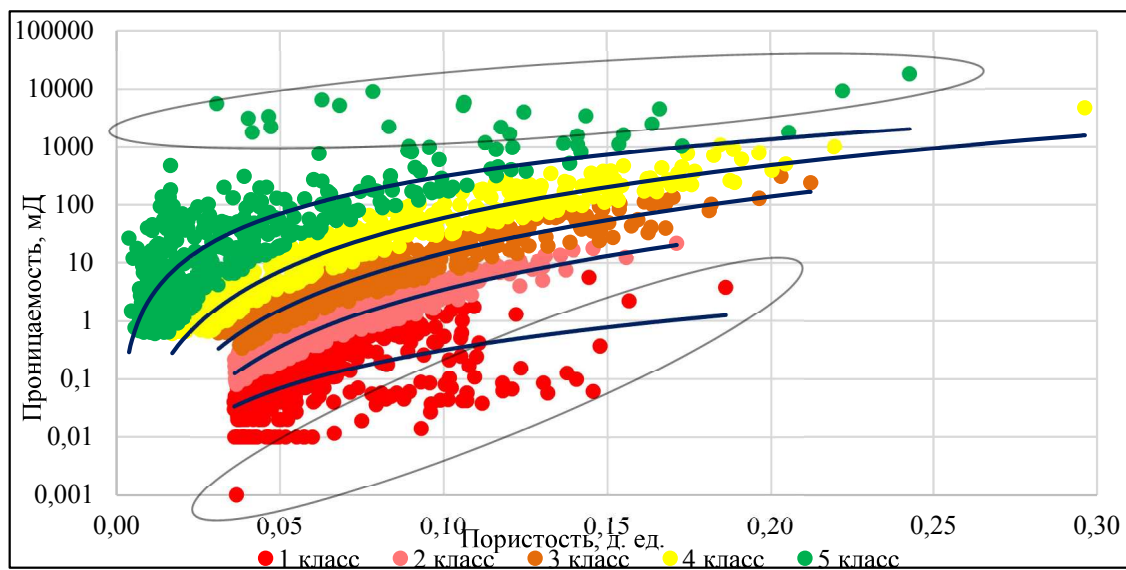
При сравнении данных, приведенных в табл. 1 и 3, можно отметить, что межклассовые значения FZI для коллектора выше, чем аналогичные значения для всех образцов керн.

График зависимости проницаемости от пористости Восточно-Ламбейшорского

месторождения с учетом выделенных петрофизических классов коллектора представлен на рис. 5. Уравнения петрофизических зависимостей представлены в табл. 4.

Анализируя график, представленный на рис. 5, стоит сказать: проблематично выделяются 1 и 5 петрофизические классы, о чем свидетельствуют относительно низкие коэффициенты детерминации, равные 0,3587 д. ед. и 0,6233 д. ед. соответственно. Также о низком качестве выделения этих классов говорит наличие внутренней дифференциации, т.е. самые нижние точки 1 класса и самые верхние точки 5 класса визуальнo выделяются в самостоятельные группы (на рис. 5 выделены овалами серого цвета).

Для решения вышеописанных проблем разработан другой способ выделения межклассовых границ: межклассовое граничное значение FZI рассчитывается не напрямую по образцам керн, а опосредованно по процентам пористости и проницаемости.



**Рис. 5.** График зависимости проницаемости от пористости с учетом классификации коллектора по параметру FZI

**Таблица 4.** Уравнения петрофизических зависимостей с учетом классификации коллектора по параметру FZI

Петрофизический класс	Уравнение зависимости «проницаемость-пористость»	Коэффициент детерминации, д. ед.
1	$K_{пр} = 49,896 * K_p^{2,1955}$	0,3587
2	$K_{пр} = 6424,4 * K_p^{3,2660}$	0,8975
3	$K_{пр} = 25098 * K_p^{3,2376}$	0,9113
4	$K_{пр} = 63280 * K_p^{3,0319}$	0,9321
5	$K_{пр} = 42202 * K_p^{2,1370}$	0,6233

То есть, например, в формуле вычисления значения FZI между 1 и 2 классами, равному процентилю 20, участвуют значения пористости и проницаемости, равные процентилем 80 и 20 соответственно. В табл. 5 представлены

граничные значения классификации коллектора по параметру FZI, определенные опосредованно по процентилем пористости и проницаемости.

**Таблица 5.** Граничные значения классификации коллектора по параметру FZI, определенные опосредованно по процентилем пористости и проницаемости

Граница между классами	1-2	2-3	3-4	4-5
Межклассовое значение FZI, ед.	0,564	1,854	5,555	22,211
Пористость, процентиль, ед.	80	60	40	20
Пористость, %	9,533	6,899	5,260	3,862
Проницаемость, процентиль, ед.	20	40	60	80
Проницаемость, мД	0,280	1,320	5,075	31,186

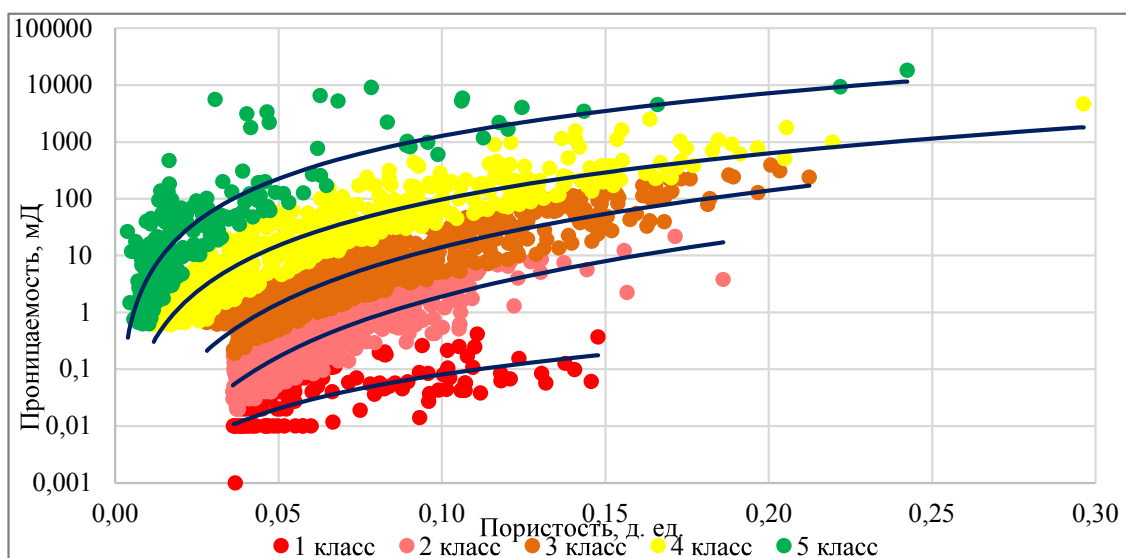
Сравнивая межклассовые значения FZI для коллектора, определенные напрямую (табл. 3) и опосредованно по процентилем пористости и проницаемости (табл. 5), можно отметить: наибольшая разница наблюдается на границах между 1 и 2 классами (было – 1,170, стало – 0,564, разница в 2,07 раза), а также между 4 и 5 классами (было – 10,986,

стало – 22,211, разница в 2,02 раза), что позволяет 1 и 5 классы выделить более корректно. Разница между 2 – 3 и 3 – 4 классами составляет всего 1,23 и 1,16 раз.

На рис. 6 приведен график зависимости проницаемости от пористости с учетом

классификации коллектора по параметру FZI, определенном по процентилем пористости и проницаемости. Уравнения петрофизических зависимостей представлены в табл. 6.

Как можно увидеть на рис. 6, определяя межклассовые значения FZI опосредованно по процентилем пористости и проницаемости, модель описывает расположение точек в корреляционном поле 1 и 5 класса более точно, о чем также свидетельствуют возросшие коэффициенты детерминации (было – 0,3587 и 0,6233, стало – 0,5782 и 0,7171 (табл. 4 и 6)).



**Рис. 6.** График зависимости проницаемости от пористости с учетом классификации коллектора по параметру FZI, определенном по процентилем пористости и проницаемости

**Таблица 6.** Уравнения петрофизических зависимостей с учетом классификации коллектора по параметру FZI, определенном по процентиям пористости и проницаемости

Петрофизический класс	Уравнение зависимости «проницаемость-пористость»	Коэффициент детерминации, д. ед.
1	$K_{пр} = 7,9093 \cdot 1,9892$	0,5782
2	$K_{пр} = 6447,3 K_{п}^3,5274$	0,7733
3	$K_{пр} = 28297 K_{п}^3,3031$	0,8285
4	$K_{пр} = 48321 K_{п}^2,6969$	0,8680
5	$K_{пр} = 401829 K_{п}^2,4994$	0,7171

**Таблица 7.** Результат расчета t-критерия Стьюдента

Сравнение классов		1-2	2-3	3-4	4-5
Классификация коллектора напрямую	t-критерий* (проницаемость)	<u>11,76</u> <10 <sup>-5</sup>	<u>9,12</u> <10 <sup>-5</sup>	<u>5,13</u> <10 <sup>-5</sup>	<u>3,52</u> 0,00046
	t-критерий (пористость)	<u>4,05</u> 0,00006	<u>4,83</u> <10 <sup>-5</sup>	<u>0,32</u> 0,75	<u>13,77</u> <10 <sup>-5</sup>
Классификация коллектора опосредованно	t-критерий (проницаемость)	<u>5,08</u> <10 <sup>-5</sup>	<u>10,42</u> <10 <sup>-5</sup>	<u>7,18</u> <10 <sup>-5</sup>	<u>4,62</u> <10 <sup>-5</sup>
	t-критерий (пористость)	<u>2,92</u> 0,0036	<u>9,19</u> <10 <sup>-5</sup>	<u>4,59</u> <10 <sup>-5</sup>	<u>11,33</u> <10 <sup>-5</sup>

\*Под линией приведен достигаемый уровень значимости *p*

Проблема с наличием внутренней дифференциацией также решена, 1 и 5 классы выделены более однородно. Промежуточные 2, 3 и 4 классы выделяются по-прежнему равномерно, но в более широком диапазоне.

Для сравнения классификаций коллекторов по параметру FZI, где межклассовые значения выделены напрямую по 20 процентов и опосредованно по процентиям пористости и проницаемости, рассчитан t-критерий Стьюдента.

Результаты приведены в табл. 7, из которой можно увидеть, что большее количество значений t-критериев Стьюдента выше для классификации коллектора по параметру FZI, определенном опосредованно по процентиям пористости и проницаемости, и все значения *p-value* меньше 0,05. Отсюда можно сделать вывод о том, что классы, выделенные этим способом, более дифференцированы и больше отличаются своими петрофизическими характеристиками, следовательно, фильтрация флюида в условиях сложнопостроенного коллектора найдет более корректное отражение в модели, рассчитанной с использованием петрофизических зависимостей данных классов.

### Заключение

Основываясь на результатах лабораторных исследований кернового материала, отобранного при бурении скважин Восточно-Ламбейшорского месторождения, выделены 5 петрофизических типов при помощи классификации коллектора различными способами, лучший из которых определен путем попарного сравнения t-критериев Стьюдента и коэффициентов детерминации.

Таким образом произведена дифференциация сложнопостроенного коллектора согласно их петрофизическим особенностям, благодаря которой появилась возможность выделить участки залежи с преобладающим трещинным, поровым или кавернозным типом пустотного пространства. Расчет зависимостей «проницаемость-пористость» данным способом позволит описать перемещение флюида в условиях пласта, обладающего смешанным типом фильтрации, более корректно. Исходя из этого, их использование в гидродинамических симуляторах сократит время на адаптацию и повысит точность расчета прогнозных вариантов.



### Благодарности

Исследование выполнено в рамках гранта Президента Российской Федерации для государственной поддержки ведущих научных школ Российской Федерации (номер гранта НШ-1010.2022.1.5).

### Библиографический список

Комова А.Д. Эмпирические исследования снижения удельного электрического сопротивления верхнеюрских низкоомных нефтенасыщенных коллекторов Ватьеганского и Грибного месторождений / «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе». 2018. 79 с.

Мартюшев Д.А., Мордвинов В.А. Особенности разработкисложнопостроенной залежи нефти- условиях трещиновато-порового коллектора. *Нефтяное хозяйство*, 3, 2015. С. 22–24.

Фролова Е.В. Выделение гидравлических единиц потока – ключевое направление для классификации терригенных коллекторов (на примере одного из месторождений севера Западной Сибири) / Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета.

Геология. Нефтегазовое игорное дело. 2012. Т. 11. № 2. С. 25–31.

Amaefule J.O., Altunbay M., Tiab D., Kersey D.G., Keelan D.K. Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/Wells / The 68th Annual 125 Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers. Houston, Texas, the USA. 1993. P. 205–220.

Corbett P.W.M., Potter D.K. Petrotyping: a Base-map and Atlas for Navigating through Permeability and Porosity Data for Reservoir Comparison and Permeability Prediction / The International Symposium of the Society of Core Analysts. Abu Dhabi, UAE, 2004. P. 1–12.

Fonta O., Verma N., Matar S., Divry V. & Al-Qalaf H. The Fracture Characterization and Fracture Modeling of a Tight Carbonate Reservoir - The Najmah-Sargelu of West Kuwait. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering -SPE RESERV EVAL ENG*, 10(6), 2007. P. 695–710.

Nelson R.A., Moldovanyi E.P., Matcek C.C., Azpirixaga I. & Bueno E. Production characteristics of the fractured reservoirs of the La Paz field, Maracaibo basin, Venezuela. *AAPG Bulletin*, 84(11), 2000. P. 1791–1809.

## Differentiation of Petrophysical Reservoir Types of the Lower Famennian Deposit of the Timan-Pechora Province by Hydraulic Flow Units

S.N. Krivoshchekov, D.O. Shirinkin

Perm National Research Polytechnic University, 29 Komsomolsky Ave, Perm 614990, Russia.

E-mail:krivoshchekov@gmail.com; shirinkindo.40@mail.ru

In oil and gas geology, the problem of uncertainty of the distribution of geological characteristics in the inter-well space of the deposit is relevant. In this paper, we propose a technique to clarify the permeability spatial distribution in the deposits of the Vostochno-Lambeysorskoye field by classifying core material and allocation petrophysical dependences of permeability on porosity for each class separately. The identification of petrophysical types for complex carbonate reservoirs makes it possible to differentiate the void space and more accurately describe the filtration model, where the presence of cracks in the rock body plays an important role in the fluid moving to the bottom of the well. In the course of the work, the core material was classified according to the flow zone indicator parameter in several ways, the best of which was determined using a pairwise comparison of the Student's t-criteria and determination coefficients.

Keywords: *petrophysical dependence; flow zone indicator; carbonate reservoir; heterogeneity; permeability*

### References

Комова А.Д. 2018. Empiricheskie issledovaniya snizheniya udelnogo elektricheskogo soprotivleniuya verkhne-yurskikh nizkoomnykh neftenasyschenykh kollektorov Vatyuganskogo i Gribnogo mestorozhdeniy [Empirical studies of reducing the

electrical resistivity of the Upper Jurassic low-resistance oil-saturated reservoirs of the Vatyeganskiy and Gribnoye deposits]. *Sergo Ordzhonikidze Russian State Geological Exploration University*, p. 79. (in Russian)

*Martyushev D.A., Mordvinov V.A.* 2015. Osobnosti razrabotki slozhnopostroyennoy zalezhi nefi v usloviyakh trshchinovato-porogovogo kollektora [Features of the development of the complex structure oil deposit in a fractured-pore reservoir]. *Neftyanoe khozyaystvo*. 3:22-24. (in Russian)

*Frolova, E.V.* 2012. Vydelenie gidravlicheskih edinit potoka – klyuchevoe napravlenie dlya klassifikatsii terrigenykh kollektorov (na primere odnogo iz mestorozhdeniy severa Zapadnoy Sibiri) [Application of hydraulic flow units is a key direction for the classification of terrigenous reservoirs (on the example of the deposit in the north of Western Siberia)]. *Vestnik Permskogo Natsionalnogo Issledovatel'skogo Politekhnicheskogo Universiteta. Geologiya. Neftgazovoe i gornoe delo*. 11(2):25-31. (in Russian)

*Amaefule J.O., Altunbay M., Tiab D., Kersey D.G., Keelan D.K.* 1993. Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/Wells. *In: Proc. of the 68th Annual*

125 Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers. Houston, Texas, pp. 205-220.

*Corbett P.W.M., Potter D.K.* 2004. Petrotyping: a Basemap and Atlas for Navigating through Permeability and Porosity Data for Reservoir Comparison and Permeability Prediction. *In: The International Symposium of the Society of Core Analysts*. Abu Dhabi, UAE, pp. 1-12.

*Fonta O., Verma N., Matar S., Divry, V., Al-Qallaf H.* 2007. The Fracture Characterization and Fracture Modeling of a Tight Carbonate Reservoir - The Najmah-Sargelu of West Kuwait. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering -SPE RESERV EVAL ENG*, 10(6):695-710.

*Nelson R.A., Moldovanyi E.P., Matcek C.C., Azpirixaga I., Bueno E.* 2000. Production characteristics of the fractured reservoirs of the La Paz field, Maracaibo basin, Venezuela. *AAPG Bulletin*, 84(11):1791-1809.