



## ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНАЯ ОЦЕНКА ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА ПОРОД ЮРСКОЙ СИСТЕМЫ РАЗЛИЧНЫХ КЛАССОВ ПРОНИЦАЕМОСТИ ШАИМСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО РАЙОНА

*Предлагается новая методическая схема дифференциальной оценки запасов углеводородов, насыщающих породы различных классов проницаемости, на основании обработки геолого-геофизических данных. Анализ лабораторных исследований керна позволяет определить функции частоты превышений ряда пороговых значений проницаемости, которые с помощью метода Монте-Карла адаптируются к масштабу пласта. Полученные материалы позволяют рассчитать гистограммы фильтрационных свойств для каждой ячейки геологической модели. Также описывается способ оценки коэффициентов нефте- и газонасыщенности пород соответствующих классов проницаемости.*

**Ключевые слова:** нефть, газ, углеводороды, запасы, проницаемость, пористость, остаточная водонасыщенность, вероятность.



**Страхов П.Н.**  
д-р геол.-минерал. наук, РУДН  
профессор департамента  
недропользования  
и нефтегазового дела  
strakhjv-pn@rudn.ru



**Богданов О.А.**  
канд. геол.-минерал. наук,  
РУДН, доцент департамента  
недропользования и  
нефтегазового дела  
bogdanov-oa@rudn.ru



**Поляков Е.Е.**  
д-р техн. наук, РУДН  
профессор департамента  
недропользования и  
нефтегазового дела  
polyakov-oa@rudn.ru



**Маркелова А.А.**  
РУДН, аспирант  
департамента  
недропользования и  
нефтегазового дела  
markelova-aa@rudn.ru



**Лексин Н.Н.**  
ООО «ЮРГЕОКОМ»  
Директор по развитию  
leksinnn@mail.ru

Результаты оценки запасов углеводородов справедливо служат основой для создания проектной документации освоения залежей нефти и газа. Тем не менее, в современных условиях практически все существующие системы не отражают в должной мере неоднородности строения продуктивных пластов, которые, в свою очередь, оказывают существенное влияние на характер фильтрации флюидов в пласте во время разработки залежей углеводородов [2, 3]. Во многом дальнейшее развития методологий геологического моделирования эксплуатационных нефтегазонасыщенных объектов могут способствовать разрешения данной проблемы.

Для улучшения существующих подходов к созданию геологических и гидродинамических моделей следует активно использовать вероятностные методы [1, 4]. В частности, с их помощью можно повысить надёжность построения кубов проницаемости и коэффициентов нефтенасыщенности (газонасыщенности). В свою очередь это позволяет оценить запасы углеводородов, которые приурочены к различным классам коллекторов.

В первую очередь интересен характер изменения фильтрационных свойств в целевом объекте. В настоящее время в качестве основного метода построения кубов проницаемости используются зависимости логарифма проницаемости от пористости, полученные на основании анализа результатов лабораторных исследований керн, по которым пересчитывают соответствующую модель пористости пласта. Корректность таких вычислений вызывает большие сомнения. Во-первых, слишком большой разброс значений. В большинстве случаев интервалы отклонения измеренных значений проницаемости от расчётных достигает одного порядка. По существу, имеется большая погрешность прогнозирования по пористости фильтрационных свойств образца. Во-вторых, результаты аппроксимации соотношений измеренных по керну фильтрационных и ёмкостных свойств пород применяют к описанию достаточно крупного тела. Как минимум объём элементарной ячейки геологической модели в 8-10 миллионов раз превышает размеры образцов, исследуемого в лабораторных условиях.

Данная оценка базируется на результатах исследований фильтрационно-ёмкостных свойств пород, выполненных в лабораторных условиях. По ним рассчитываются эмпирические функции зависимостей вероятностей превышения соответствующих критических значений проницаемости от пористости [7]. При этом наблюдается логически выраженная тенденция улучшения фильтрационных свойств пород по мере увеличения проницаемости. Отмечается последовательное увеличение вероятностей превышений некой пороговой величины по мере улучшения ёмкостных свойств пород. Таким образом появляется возможность отойти от общепринятой эмпирической зависимости проницаемости от пористости. Вместо этого следует оценивать

вероятности приуроченности фильтрационных свойств пород к определённым интервалам. В данном случае также появляется дополнительная возможность оценки рисков усложнения характера вытеснения углеводородов водой в процессе эксплуатации залежи.

В предлагаемой статье использовалась классификация коллекторов, которая была разработана А.А. Ханиным [8]. В пределах Шаимского района в составе исследуемого пласта широко распространены породы 3-6 классов, 1 и 2 классы имеют ограниченное присутствие:

- 3 (проницаемость находится в интервале от 100 до 500  $10^{-15} \text{ м}^2$ );
- 4 (проницаемость находится в интервале от 10 до 100  $10^{-15} \text{ м}^2$ );
- 5 (проницаемость находится в интервале от 1 до 10  $10^{-15} \text{ м}^2$ );
- 6 (проницаемость находится в интервале от 0,1 до 1  $10^{-15} \text{ м}^2$ ).

На начальном этапе исследования продуктивных отложений соответствующего возраста исследуемых месторождений породы были сгруппированы по их ёмкостным свойствам. Интервал изменения пористости составил 1%. Для каждой полученной таким образом выборки были рассчитаны доли образцов, для которых их проницаемость превышает рассматриваемые критические значения, разделяющие классы коллекторов:  $0,1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ ,  $10 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ ,  $10 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$  и  $0,1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ . Они рассматриваются в качестве минимальной границы соответствующий классов коллекторов: 6, 5, 4 и 3. Полученные данные позволяют оценить зависимость между пористостью и вероятностью превышения интересующего порогового значения аппроксимируются **формулой 1**.

$$P_k = 1 - \exp[-\exp(A \times K_{\text{пор}} - B)] \quad (1)$$

где  $P_k$  – вероятность превышения определённого значения проницаемости образца данной ёмкостной группы, д. ед.;

$K_{\text{пор}}$  – пористость образца, д. ед.;

$A, B$  – коэффициенты пропорциональности.

Отметим, что выполнение оценки соотношений пористости и вероятностей превышения анализируемых пороговых значений проницаемости отложений ячеек геологических моделей по формуле 1 сложно признать корректной из-за существенных изменений масштабов исследований. Для приведения полученных зависимостей к виду, который можно использовать свойства ячейки, следует использовать метод Монте-Карло [7].

В принципе отложения каждой ячейки геологической модели можно представить как набор большого количества пород, которые имеют

размеры образцов. Значения пористости данных образований каждой ячейки модели создаются генератором случайных чисел. При этом среднее значение пористости условных разностей коллекции соответствует среднему значению ёмкостных свойств соответствующей ячейки. Также использовался логнормальный закон распределения пористости, среднеквадратическое отклонение данного параметра равнялось половине значения соответствующей выборки. В последующем для всех виртуальных пород по формуле 1 рассчитывалась вероятности превышения соответствующих пороговых величин проницаемости. Затем для каждой ячейки полученные значения вероятности сопоставлялись с пористостью. В последующем выполнялась аппроксимация связи между данным данными параметрами (**формула 2, рис. 1**).

$$P_{\text{к ячейки}} = 1 - \exp[-\exp(A_2 \cdot K_{\text{пор}}^2 + B_2 \cdot K_{\text{пор}} + C)] \quad (2)$$

где  $P_{\text{к ячейки}}$  – вероятность превышения порогового значения проницаемости, д. ед.;

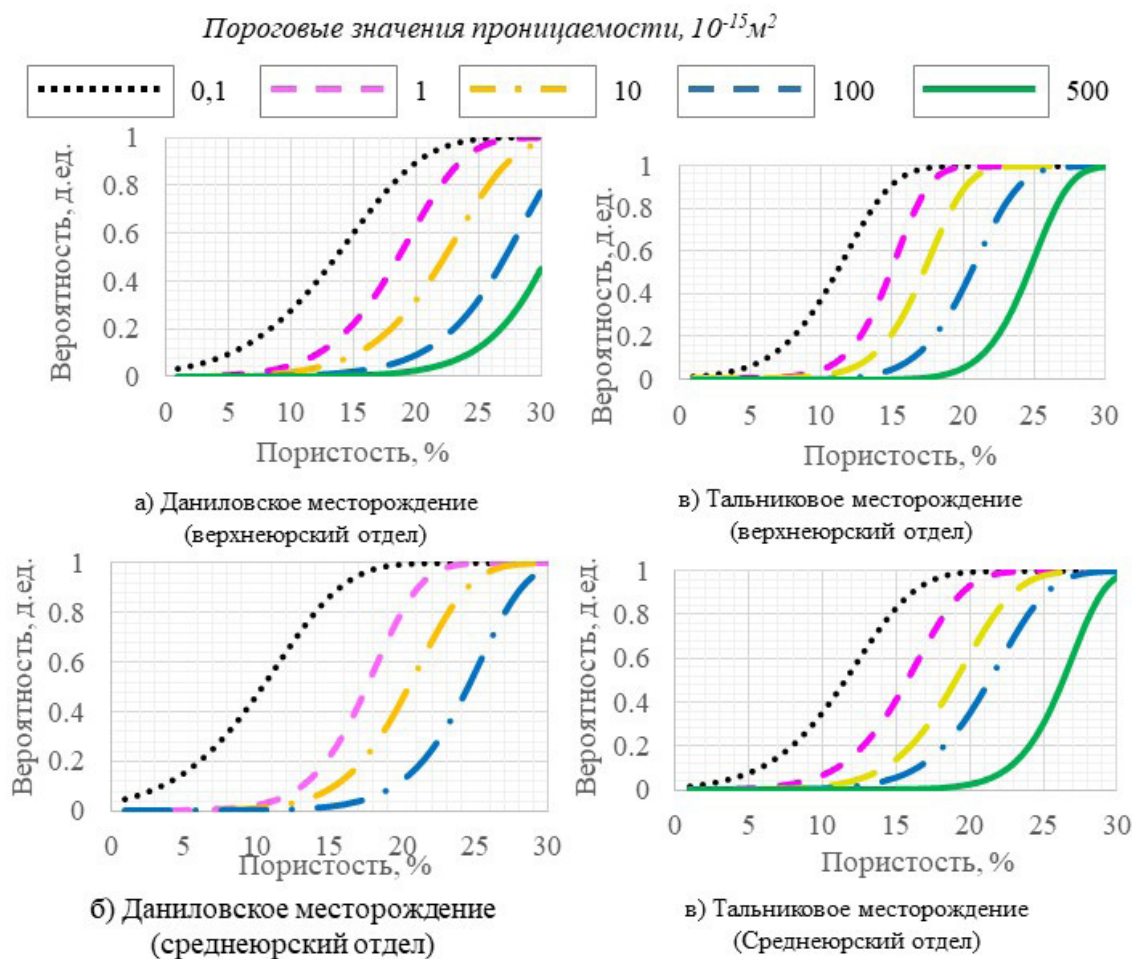
$K_{\text{пор}}$  – средняя пористость ячейки, д. ед.;

$A_2, B_2, C$  – коэффициенты пропорциональности

По формуле 2 можно пересчитать куб пористости и для каждой ячейки геологической модели получить значения вероятностей превышения соответствующих критических значений проницаемости, разница между которыми будет соответствовать прогнозируемой частоте встречаемости пород интересующих классов.

Возможность оценки объёмов пород каждого класса проницаемости геологической модели позволяет выполнить расчёты запасов углеводородов, приуроченных к отложениям с различными фильтрационными свойствами. Для данных подсчётов требуется определить коэффициенты нефтегазонасыщенности, которые, как известно, достаточно тесно связаны с проницаемостью пород. Для ячеек геологической модели, которые располагается в пределах залежей углеводородов, сумма коэффициентов нефтенасыщенности (газонасыщенности) и остаточной водонасыщенности будет равняться единицы, поэтому в сложившейся ситуации необходимо акцентировать внимание на изучение особенностей соотношений коэффициентов остаточной водонасыщенности и проницаемости целевых отложений. При этом для повышения надёжности результатов на основании увеличения объёмов выборок исследовались образцы, полученных из и пределов залежи, и водонасыщенной части пластов.

Для каждого стратиграфического диапазона месторождений на основании результат иссле-



**Рис. 1.** Примеры соотношений вероятностей превышения ряда пороговых значений проницаемости и пористости продуктивных отложений верхне- и среднеюрского отдела.

дования керна были созданы выборки образцы соответствующих классов проницаемости. Затем для всех коллекций были построены гистограммы коэффициентов остаточной водонасыщенности (рис. 2, 3), на основании которой определяется вероятностное значение данного параметра для каждого класса пород. Коэффициенты насыщенности углеводородами для ячеек в пределах залежи в первом приближении вычисляется по формуле 3.

$$K_{\text{НГН}}^i = 1 - K_{\text{ОВ}}^i \quad (3)$$

где  $K_{\text{НГН}}^i$  – коэффициент нефтегазонасыщенности пород  $i$ -го класса, д. ед.

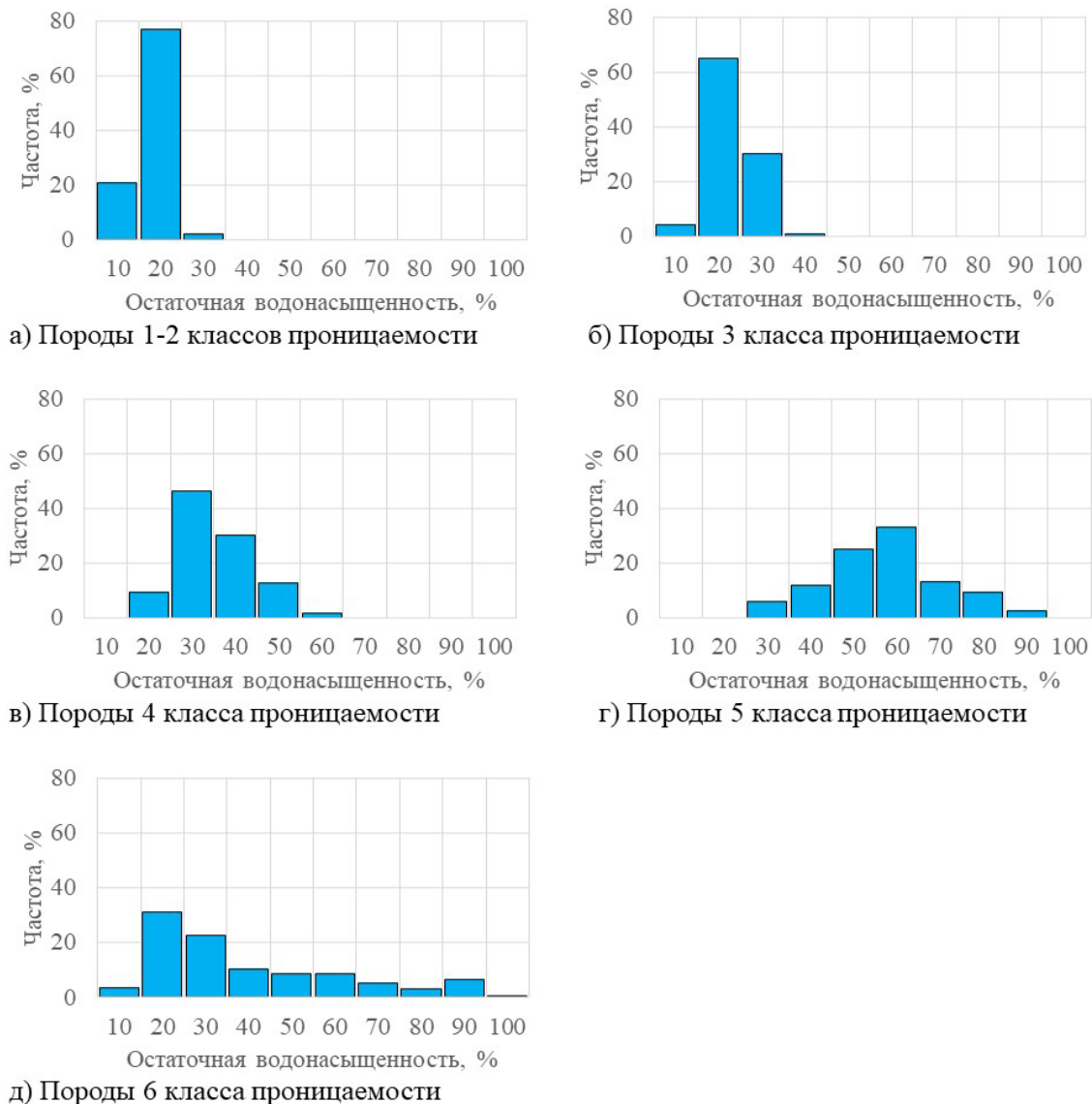
$K_{\text{ОВ}}^i$  – коэффициент остаточной водонасыщенности пород  $i$ -го класса, д. ед.

Таким образом, возникает возможность общей дифференцированной оценки запасов углеводородов, насыщающих породы различных классов проницаемости

Использование вероятностных методов позволяют выполнить дифференциальную оценку

запасов нефти и газ различных литотипов. В данном случае рассматриваются терригенные породы, сгруппированные по их фильтрационным свойствам. Выполненный анализ представительной выборки петрофизических свойств верхнеюрского и среднеюрского (тюменская свиты) отделов по 16 месторождениям позволил выполнить соответствующие вычисления запасов углеводородов отдельно для классов коллекторов, определённых по проницаемости. В статье приводятся доли запасов пород с различными ёмкостными свойствами (табл. 1, 2).

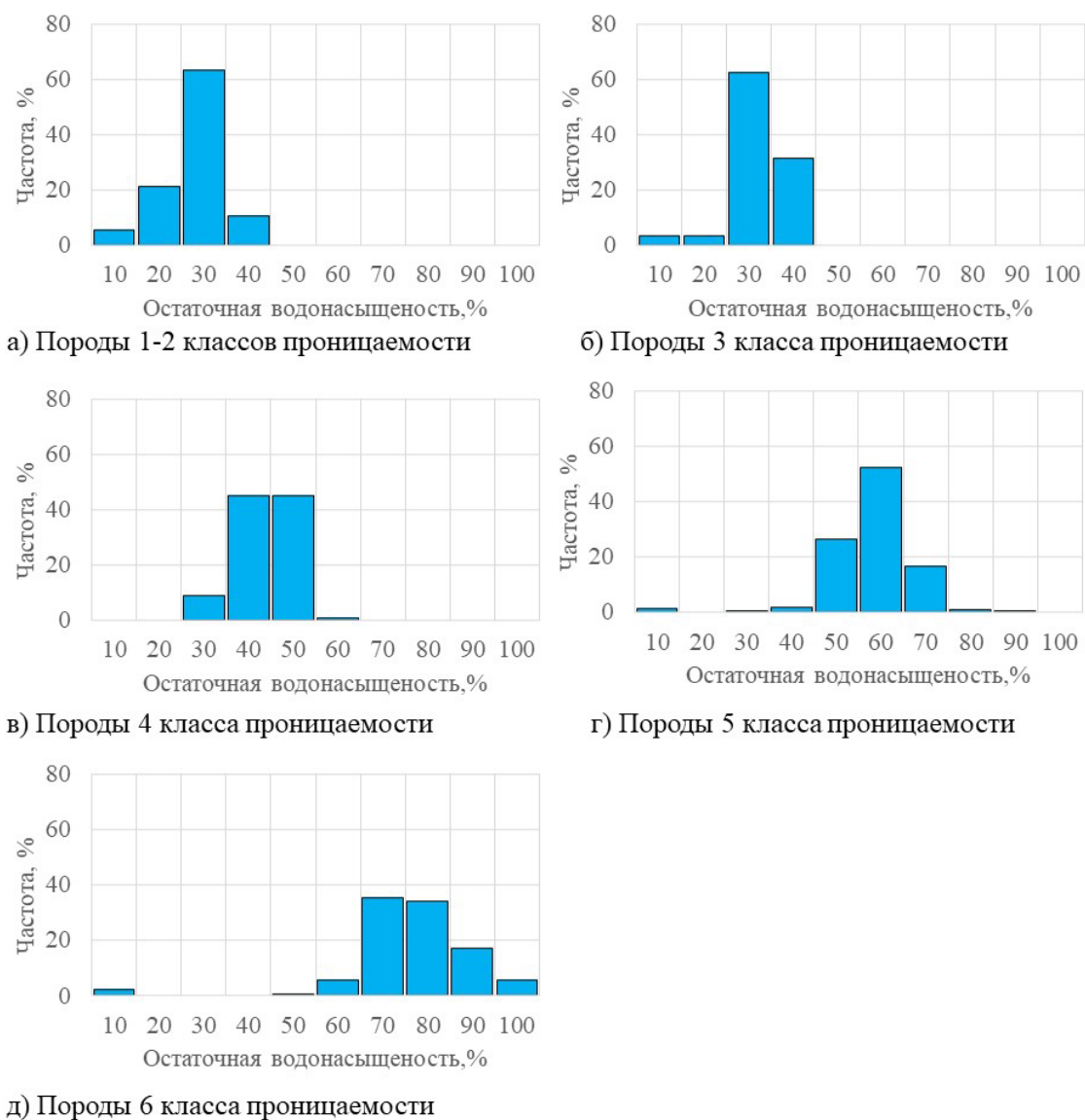
Отметим, что запасы углеводородов, насыщающие терригенные породы коллекторов 6 класса, как правило, при освоении залежей не учитываются [5]. Определено это в первую очередь сложностью извлечения из них нефти и газа. При использовании традиционных методик из скважин, вскрывших отложения, проницаемость которых не превышают  $10^{-16} \text{м}^2$ , получают притоки с нерентабельными дебитами. Очевидно, назрела необходимость пересмотра



**Рис. 2.** Гистограммы коэффициентов остаточной водонасыщенности образцов различных классов проницаемости верхнеюрского отдела на примере Трёхозёрного месторождения.

подхода к созданию технологий разработки залежей нефти и газа. В частности, одним из способов следует создания условий для работы пород с плохой проницаемостью в пласт. Например, это может достигаться благодаря периодическому прекращению поддержания пластового

давления [6]. В результате давление в данных коллекторах на определённое время будет больше, чем в дренирующей системе, что определит поступление углеводородов в хорошо проницаемые породы, по которым они смогут перемещаться к добывающим скважинам. XXI



**Рис. 3.** Гистограммы коэффициентов остаточной водонасыщенности образцов различных классов проницаемости тюменской свиты на примере Яхлинского месторождения.

Литература

1. Варламов А.И., Гогоненков Г.Н., Мельников П.Н., Черемисина Е.Н. Состояние и перспективы развития цифровых технологий в нефтегазовой геологии и недропользовании России. // Геология нефти и газа. 2021. N 3. С. 5–20.
2. Дроздов, А. Н., Горелкина, Е. И. Параметры эксплуатации насосно-эжекторной системы при водогазовом воздействии на Самодуровском месторождении // SOCAR Proceedings. 2022. S2. С. 9–18.
3. Дроздов Н. А. Фильтрационные исследования на кернах и насыпных моделях Уренгойского месторождения для определения эффективности водогазового воздействия на пласт при извлечении конденсата из низконапорных коллекторов и нефти из нефтяных оторочек. // Записки Горного института, 2022.Т. 257. 783–794.
4. Мельник И.А. Определение статистической интенсивности вторичных геохимических процессов по материалам геофизических исследований скважин. // Нефтяное хозяйство. 2022. N1. С. 16–20.
5. Сапожников А.Б. Необходимость обновления принципов постановки геологоразведочных работ с целью оптимизации выявления и разработки залежей углеводородов // Недропользование XXI век. 2019. № 3(79). С. 20–24.
6. Страхов П.Н., Колосков В.Н., Богданов О.А., Сапожников А.Б. Исследование неоднородностей нефтегазоносных отложений. М.: Изд-во: ИЦ РГУ нефти и газа. 2018. 189 с.
7. Страхов П. Н., Маркелова А. А. Вероятностная оценка проницаемости отложений верхней части Тюменской свиты Шаимского нефтегазоносного района. // Вестник российского университета дружбы народов серия: инженерные исследования. 2022. Том 23. № 3. С. 224–231.
8. Ханин А.А. Породы коллекторы и их изучение. Издательство «Недра». 1969. 369

Таблица 1.

Дифференциальные запасы углеводородов пород различных классов проницаемости отложений верхнеюрского отдела.

№	Месторождение	Относительные первоначальные запасы углеводородов пород классов проницаемости, %				
		6 класс	5 класс	4 класс	3 класс	1-2 классы
1	Андреевское	12.9	39.2	42.9	4.1	0.9
2	Верхнекондинское	37.2	32.9	24.2	4.9	0.8
3	Восточно-Толумское	3.3	41.3	27.5	22.8	5.1
4	Даниловское	28.2	34.7	29.3	4.4	3.4
5	Западно-Семивидовское	7.9	58.4	31.5	2.1	0.1
6	Каюмовское	37.3	28.7	20.5	11.4	2.1
7	Лумутинское	35.3	29.3	21.1	13	1.3
8	Мортымья-Тетеревское	1.1	13.5	77.3	4.9	3.2
9	Мулымьинское	17	55.4	21.6	4.6	1.4
10	Польемское	3	53.5	39.9	3.5	0.1
11	Потанайское	47.5	39	8.5	4.4	0.6
12	Северо-Даниловское	18	34.3	36.5	7.5	3.7
13	Северо-Семивидовское	7.9	58.4	31.5	1.9	0.3
14	Среднемулымьинское	0.9	44.9	48.5	5.6	0.1
15	Супринское	51.3	27.6	17.4	-0.4	4.1
16	Тальниковое	40.3	31.9	22.6	2.8	2.4
17	Тангинское	0	0.3	20.1	73.8	5.8
18	Толумское	1.2	23	61.9	12.5	1.4
19	Трехозерное	2.2	47.1	40.7	5.4	4.6
20	Убинское	18.2	41.3	27.9	12.5	0.1
21	Узбекское	28.1	44.7	22.4	4.3	0.5
22	Хултурское	10.9	37.8	46.1	4.1	1.1
23	Экутальское	0.2	4.3	40.8	49.5	5.2

Таблица 2.

Дифференциальные запасы углеводородов пород различных классов проницаемости отложений тюменской свиты среднеюрского отдела.

	Месторождение	Относительные первоначальные запасы углеводородов пород классов проницаемости, %				
		6 класс	5 класс	4 класс	3 класс	1-2 классы
1	Даниловское	32.8	34.2	25.3	1.6	6.1
2	Лазаревское	30.5	31.7	12.1	17.6	8.1
3	Ловинское	64.5	27.5	6.3	1.6	0.1
4	Лумутинское	26.4	37.4	19.4	16.5	0.3
5	Малопотанайское	49.4	40.6	8.8	1.1	0.1
6	Мансингьянское	18.8	38.8	22.3	19.7	0.4
7	Мортымья-Тетеревское	25.6	45.7	13.9	7.2	7.6
8	Онтохское	73.3	23.4	1.1	2.2	0
9	Пайтыхское	63.3	28.2	6.7	1.7	0.1
10	Потанайское	95.6	2.2	1.8	0.4	0
11	Северо-Даниловское	14.6	49.6	30.2	4.9	0.7
12	Славинское	2.2	25.8	38.2	32.8	1
13	Среднекондинское	0.4	11.8	37.9	39.9	10
14	Супринское	70.7	21.5	4.9	2.9	0
15	Сыморьяхское	33.3	41.9	18.5	5.9	0.4
16	Тальниковое	15.5	39	22.9	19.6	3
17	Толумское	75.2	18.8	4	1.8	0.2
18	Трехозерное	26.4	46.8	16.8	9.9	0.1
19	Убинское	50.9	30.5	9.4	8.6	0.6
20	Узбекское	57.2	28.2	7.9	6.3	0.4
21	Урайское	23.4	38.1	20.5	17.7	0.3
22	Филипповское	22.5	38.3	20.9	18	0.3
23	Хултурское	9.1	41	29.7	18.7	1.5
24	Шушминское	26.6	49.2	21.2	2.5	0.5
25	Яхлинское	55.7	37.1	5.8	1.1	0.3

# DIFFERENTIAL ASSESSMENT OF OIL AND GAS RESERVES OF ROCKS OF THE JURASSIC SYSTEM OF VARIOUS CLASSES OF PERMEABILITY OF THE SHAIM OIL AND GAS REGION

*A new methodological scheme is proposed for the differential assessment of hydrocarbon reserves those saturate rocks of various permeability classes, based on the processing of geological and geophysical data. The analysis of laboratory studies of the core makes it possible to determine the functions of the frequency of exceeding a number of permeability threshold values, which, using the Monte Carl method, are adapted to the reservoir scale. The obtained materials make it possible to calculate the histograms of filtration properties for each cell of the geological model. A method for estimating the coefficients of oil and gas saturation of rocks of the corresponding permeability classes is also described.*

**Key words:** oil, gas, hydrocarbons, reserves, permeability, porosity, residual water saturation, probability.



**Strakhov P.N.**  
*Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor of the Department of Subsoil Use and Oil and Gas Engineering of the Peoples' Friendship University of Russia named after Patrice Lumumba*  
strakhov-pn@rudn.ru



**Bogdanov O.A.**  
*Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Associate Professor of the Department of Subsoil Use and Oil and Gas Engineering of the Peoples' Friendship University of Russia named after Patrice Lumumba*  
bogdanov-oo@rudn.ru



**Polyakov E.E.**  
*Doctor of Technical Sciences, Professor of the Department of Subsoil Use and Oil and Gas Engineering of the Peoples' Friendship University of Russia named after Patrice Lumumba*  
polyakov-oo@rudn.ru



**Markelova A.A.**  
*graduate student of the Department of Subsoil Use and Oil and Gas Engineering of the Peoples' Friendship University of Russia named after Patrice Lumumba*  
markelova-aa@rudn.ru



**Lexin N.N.**  
*Development Director of YURGEOKOM LLC*  
leksinnn@mail.ru



The results of the assessment of hydrocarbon reserves fairly serve as the basis for creating project documentation for the development of oil and gas deposits. However, in modern conditions, almost all existing systems do not adequately reflect the heterogeneity of the structure of productive reservoirs, which, in turn, have a significant impact on the nature of fluid filtration in the reservoir during the development of hydrocarbon deposits [2, 3]. However, in modern conditions, almost all existing systems do not adequately reflect the heterogeneity of the structure of productive reservoirs, which, in turn, have a significant impact on the nature of fluid filtration in the reservoir during the development of hydrocarbon deposits.

Probabilistic methods should be actively used to improve existing approaches to creating geological and hydrodynamic models [1, 4]. In particular, they can be used to improve the reliability of constructing cubes of permeability and coefficients of oil saturation (gas saturation). In particular, they can be used to improve the reliability of constructing cubes of permeability and coefficients of oil saturation (gas saturation).

First of all, we are interested in the nature of changes in filtering properties in the target object. Currently, the main method for constructing permeability cubes is the dependence of the logarithm of permeability on porosity, obtained based on the analysis of the results of laboratory core studies, according to which the corresponding model of reservoir porosity is recalculated. The correctness of such calculations is highly questionable. First, the spread of values is too large. In most cases, the deviation intervals of the measured permeability values from the calculated ones reach one order of magnitude. Essentially, there is a large error in predicting the porosity of the filtration properties of the sample. Secondly, the results of approximation of the ratios of the filtration and reservoir properties of rocks measured from the core are applied to the description of a sufficiently large body. At a minimum, the unit cell volume of the geological model is 8-10 million times larger than the size of the samples studied in the laboratory.

This assessment is based on the results of studies of the filtration and reservoir properties of rocks performed in laboratory conditions. They are used to calculate empirical functions of the dependences of the probabilities of exceeding the corresponding critical values of permeability on porosity [7]. At the same time, there is a logically pronounced tendency to improve the filtration properties of rocks with increasing permeability. There is a consistent increase in the probability of exceeding a certain threshold value as the reservoir

properties of rocks improve. Thus, it becomes possible to move away from the generally accepted empirical dependence of permeability on porosity. Instead, we should evaluate the probabilities that the filtration properties of rocks are confined to certain intervals. In this case, there is also an additional opportunity to assess the risks of complicating the nature of hydrocarbon displacement by water during the operation of the deposit.

The proposed article uses the classification of reservoirs, which was developed by A. A. Khanin [8]. Within the Shimsky district, rocks of classes 3-6 are widely distributed in the studied reservoir, while classes 1 and 2 have a limited presence:

- 3 (the permeability is in the range from  $100$  to  $500 \cdot 10^{-15} \text{m}^2$ );
- 4 (the permeability is in the range from  $10$  to  $100 \cdot 10^{-15} \text{m}^2$ );
- 5 (the permeability is in the range from  $1$  to  $10 \cdot 10^{-15} \text{m}^2$ );
- 6 (the permeability is in the range from  $0,1$  до  $1 \cdot 10^{-15} \text{m}^2$ ).

At the initial stage of the study of productive deposits of the corresponding age of the studied deposits, rocks were grouped according to their capacity properties. The porosity change interval was 1%. For each sample obtained in this way, the fractions of samples for which their permeability exceeds the considered critical values separating the reservoir classes were calculated:  $0,1 \cdot 10^{-15} \text{m}^2$ ,  $10 \cdot 10^{-15} \text{m}^2$ ,  $100 \cdot 10^{-15} \text{m}^2$  и  $0,1 \cdot 10^{-15} \text{m}^2$ . They are considered as the minimum boundary of the corresponding classes of reservoirs: 6, 5, 4 and 3. The obtained data allows us to estimate the relationship between porosity and the probability of exceeding the threshold value of interest and are approximated by **formula 1**.

$$P_k = 1 - \exp[-\exp(A \times K_{\text{пор}} - B)] \quad (1)$$

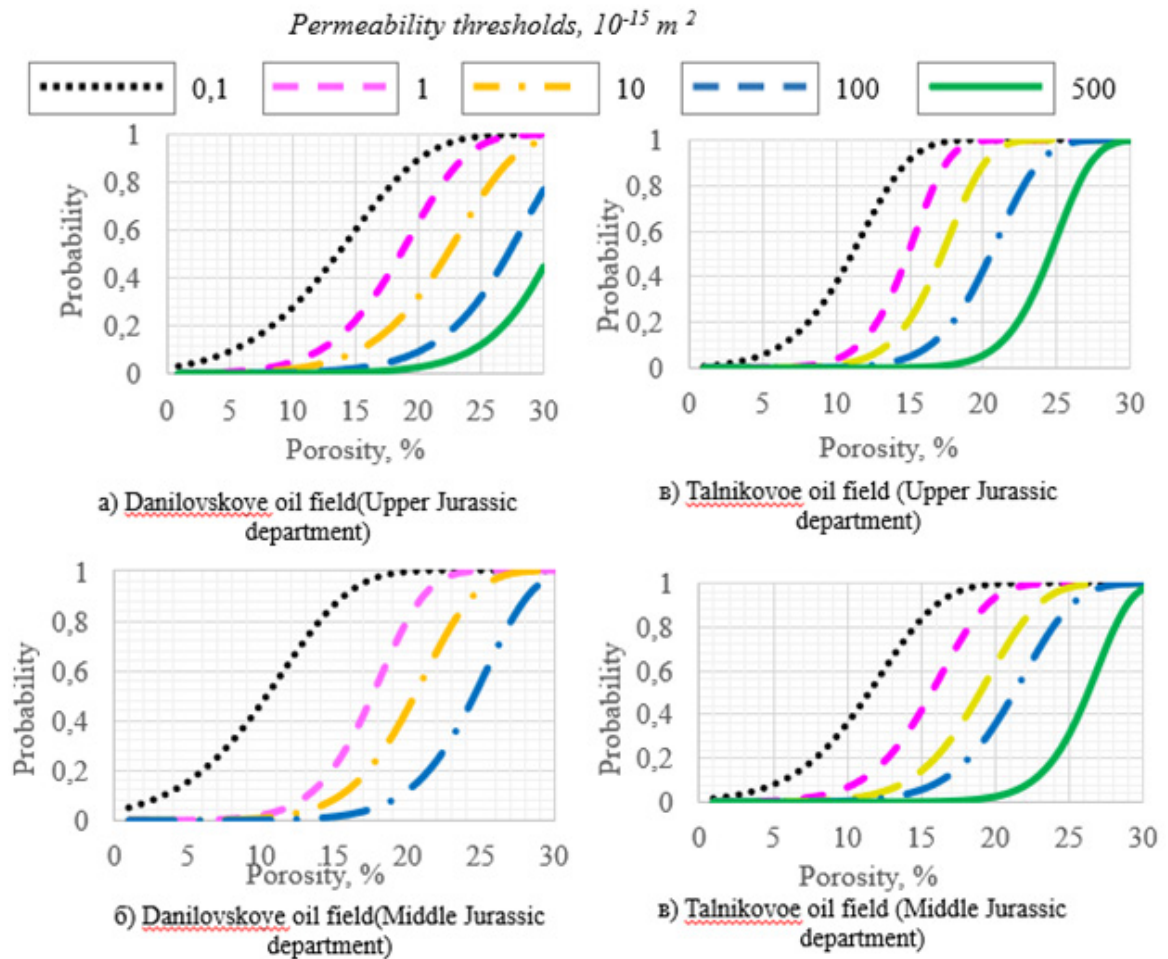
where  $P_k$  – is the probability of assigning a sample of the corresponding capacitive group to collectors, d. units.;

$K_p$  – the average porosity of the samples of the capacitive group,

A, B – coefficients of proportionality.

It should be noted that the estimation of porosity ratios and probabilities of exceeding the analyzed threshold values of sediment permeability in the cells of geological models using formula 1 is difficult to recognize as correct due to significant changes in the scale of research. To reduce the obtained dependencies to the form that can be used for cell properties, use the Monte Carlo method [7].

In principle, the deposits of each cell of the geological model can be represented as a set of a large number of rocks that have the size of samples. The porosity values of these formations in each



**Fig. 1.** Examples ratios of probabilities exceeding a number of threshold values permeability and porosity productive sediments of the Upper and Middle Jurassic.

model cell are generated by a random number generator. In this case, the average porosity value of the conditional collection differences corresponds to the average value of the capacitance properties of the corresponding cell. The lognormal law of porosity distribution was also used; the standard deviation of this parameter was equal to half the value of the corresponding sample. Subsequently, for all virtual rocks, the probabilities of exceeding the corresponding permeability thresholds were calculated using formula 1. Then, for each cell, the obtained probability values were compared with porosity. Subsequently, the relationship between these parameters was approximated (**Formula 2, Fig. 1**).

$$P_{K}^{cell} = 1 - \exp[-\exp(A_2 \cdot K_{por\_cell}^2 + B_2 \cdot K_{por\_cell} + C)] \quad (2)$$

where  $P_{K}^{cell}$  – probability of existence of a cell permeability not less than a certain critical value, d. units.;

$K_{por\_cell}$  – cell porosity, units.;

$A_2, B_2, C$  – coefficients of proportionality  
Using formula 2, you can recalculate the porosity cube and for each cell of the geological model get the values of probabilities of exceeding the corresponding critical values of permeability, the difference between which will correspond to the predicted frequency of occurrence of rocks of the classes of interest.

The ability to estimate the volume of rocks of each class of permeability of the geological model makes it possible to calculate hydrocarbon reserves associated with deposits with different filtration properties. For these calculations, it is necessary to determine the coefficients of oil and gas saturation, which, as is known, are quite closely related to the permeability of rocks. For the cells of the geological model that are located within hydrocarbon deposits, the sum of the coefficients of oil saturation (gas saturation) and residual water saturation will be equal to one. Therefore, in this situation, it is necessary to focus on studying the features of the ratios of the coefficients of

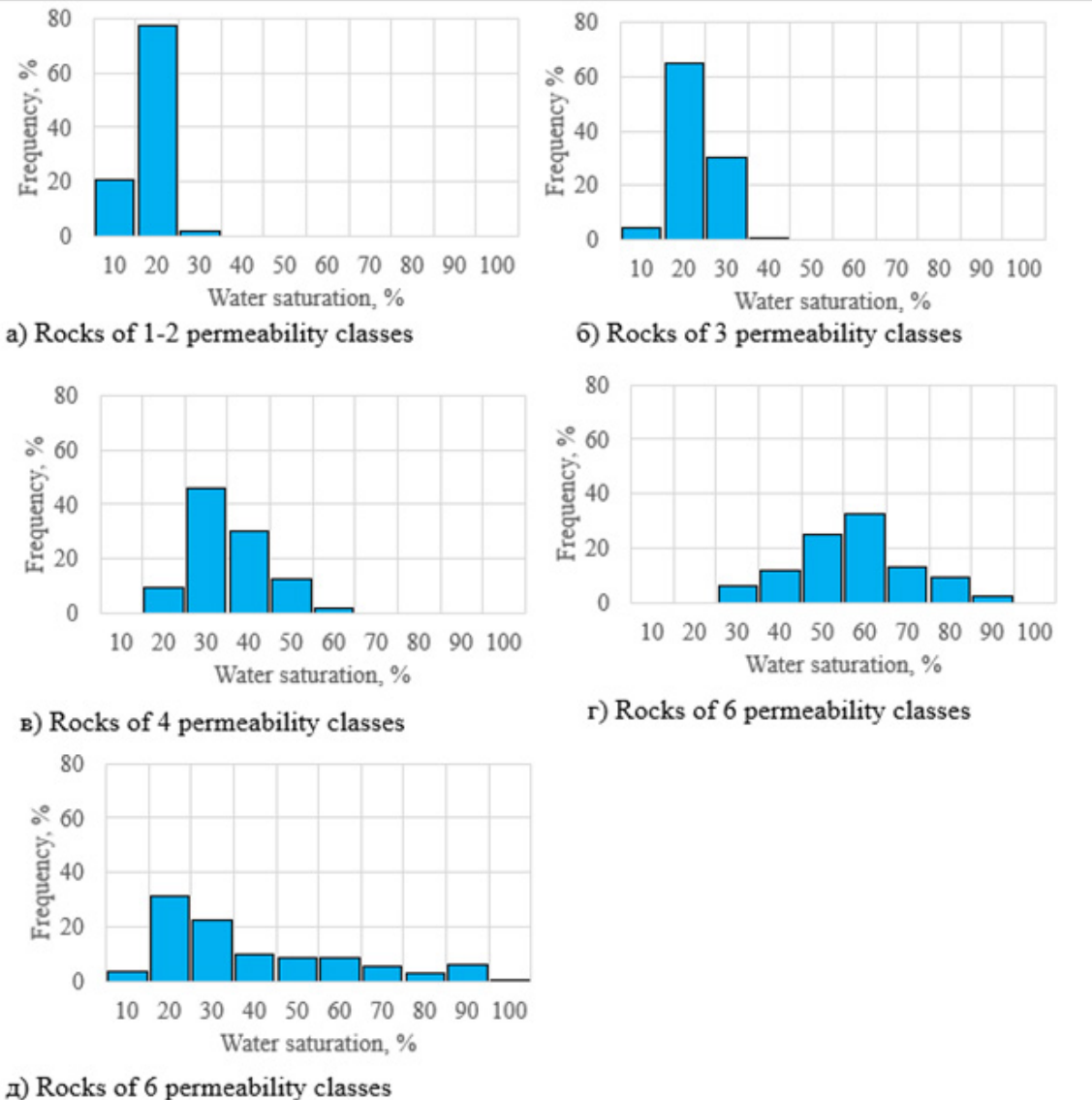


Fig. 2. Histogram's coefficients of residual water saturation samples of various permeability classes the Upper Jurassic department on the example the Trekhozernoye deposit.

residual water saturation and the permeability of target deposits. At the same time, to increase the reliability of the results, based on an increase in the volume of samples, samples obtained from both the reservoir limits and the water-saturated part of the layers were studied.

For each stratigraphic range of deposits, samples of the corresponding permeability classes were created based on the results of core research. Then, histograms of residual water saturation coefficients were plotted for all the collections (Figs. 2, 3), on the basis of which the probability value of this parameter for each rock class is determined. The coefficients of hydrocarbon saturation for cells within the deposit are calculated in the first approximation by formula 3.

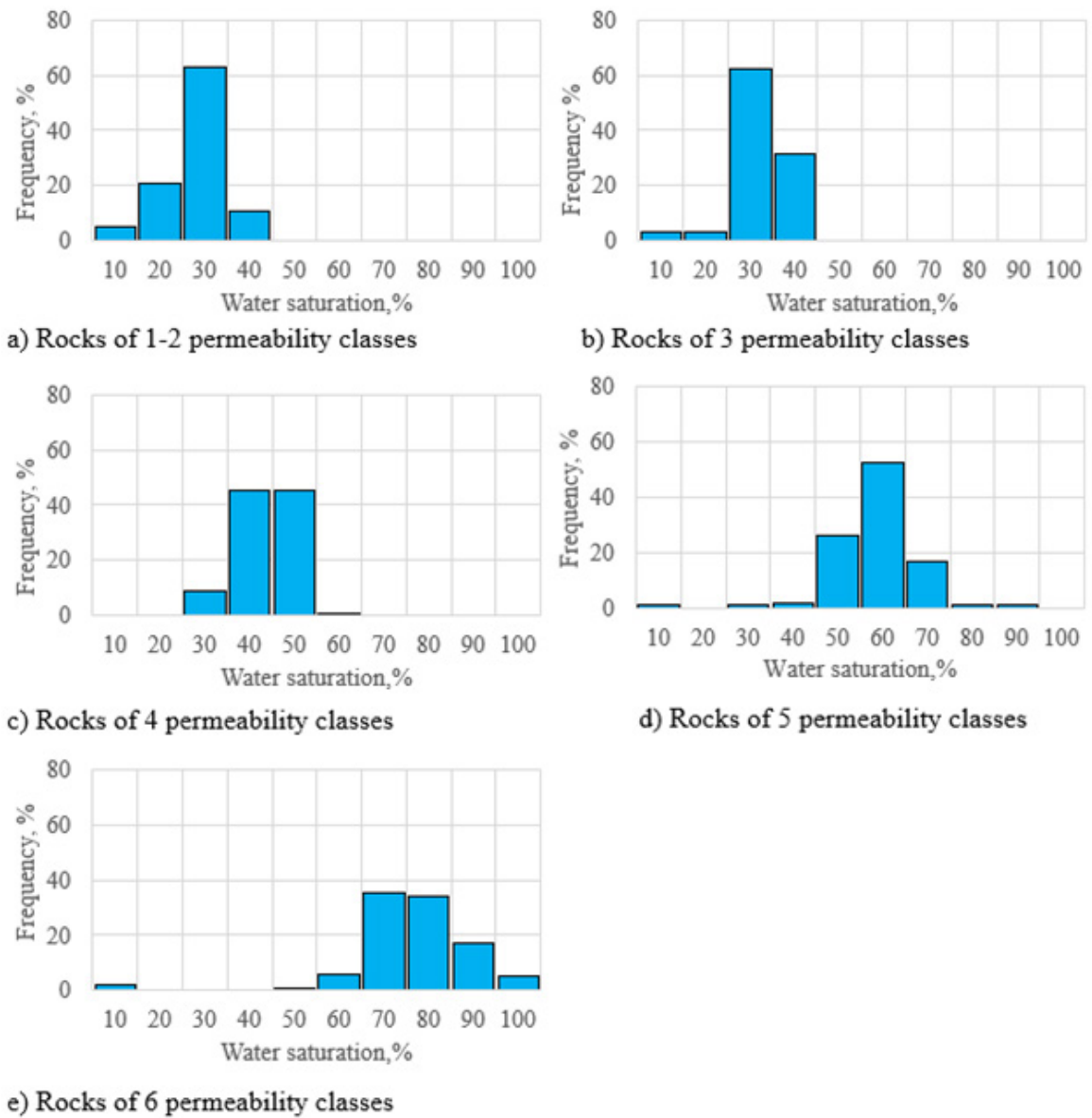
$$K_s^i = 1 - K_{ws}^i \quad (3)$$

где  $K_s^i$  – coefficient of oil and gas saturation of rocks of the i-th class, d. units.

$K_{ws}^i$  – coefficient of residual water saturation of rocks of the i-th class, d. units.

Thus, there is a possibility of a general differentiated assessment of hydrocarbon reserves saturating rocks of different permeability classes.

The use of probabilistic methods allows performing differential estimation of oil and gas reserves of various lithotypes. In this case, we consider terrigenous rocks grouped by their filtration properties. The analysis of a representative sample of petrophysical properties of the Upper Jurassic



**Fig. 3.** Histogram's coefficients of residual water saturation samples of various permeability classes the Upper Jurassic department on the example the Trekhozernoye deposit.

**Table 1.**

*Differential hydrocarbon reserves of rocks of various classes of permeability of deposits of the Upper Jurassic department.*

No.	Oil field	Relative hydrocarbon reserves of rocks of permeability classes, %				
		6th class	5th class	4th class	3rd class	1-2 class
1	Andreevskoe	12.9	39.2	42.9	4.1	0.9
2	Verkhnekondinskoe	37.2	32.9	24.2	4.9	0.8
3	East Tolumskoe	3.3	41.3	27.5	22.8	5.1
4	Danilovskoe	28.2	34.7	29.3	4.4	3.4
5	West Semivodovskoe	7.9	58.4	31.5	2.1	0.1
6	Kayumovskoe	37.3	28.7	20.5	11.4	2.1
7	Lumutinskoe	35.3	29.3	21.1	13	1.3
8	Mortymya-Teterevskoe	1.1	13.5	77.3	4.9	3.2
9	Mulyminskoe	17	55.4	21.6	4.6	1.4
10	Polemskoe	3	53.5	39.9	3.5	0.1
11	Potanayskoe	47.5	39	8.5	4.4	0.6
12	Severo-Danilovskoe	18	34.3	36.5	7.5	3.7
13	Severo-Semivodovskoe	7.9	58.4	31.5	1.9	0.3
14	Srednemulyminskoe	0.9	44.9	48.5	5.6	0.1
15	Suprinskoye	51.3	27.6	17.4	-0.4	4.1
16	Talnikovoe	40.3	31.9	22.6	2.8	2.4
17	Tanginskoye	0	0.3	20.1	73.8	5.8
18	Tolumskoe	1.2	23	61.9	12.5	1.4
19	Three-grain	2.2	47.1	40.7	5.4	4.6
20	Ubinskoe	18.2	41.3	27.9	12.5	0.1
21	Uzbek	28.1	44.7	22.4	4.3	0.5
22	Khulturskoye	10.9	37.8	46.1	4.1	1.1
23	Ekutalskoe	0.2	4.3	40.8	49.5	5.2

and Middle Jurassic (Tyumen Suite) divisions for 16 oil fields allowed us to perform the corresponding calculations of hydrocarbon reserves separately for reservoir classes determined by permeability. The article presents the shares of reserves of rocks with different capacity properties (**Tables 1, 2**).

It should be noted that hydrocarbon reserves saturating the terrigenous rocks of Class 6 reservoirs are usually not taken into account during the development of deposits [5]. This is determined primarily by the complexity of extracting oil and gas from them. When using traditional methods, wells that have opened sediments with a permeability

of no more than  $10^{-16} \text{m}^2$ , produce inflows with unprofitable flow rates. Obviously, there is a need to review the approach to creating technologies for developing oil and gas deposits. In particular, one of the ways is to create conditions for the operation of rocks with poor permeability to the formation. For example, this can be achieved by periodically stopping reservoir pressure maintenance [6]. As a result, the pressure in these reservoirs will be greater for a certain time than in the drainage system, which will determine the flow of hydrocarbons into well-permeable rocks, through which they can move to production wells. **XXI**

**Table 2.**

*Differential hydrocarbon reserves of rocks of different classes of permeability of deposits of the Tyumen formation of the Middle Jurassic department.*

	Oil field	Relative hydrocarbon reserves by rock permeability classes, %				
		6 Class	5 Class	4 Class	3 Class	1-2 classes
1	Danilovskoe	32.8	34.2	25.3	1.6	6.1
2	Lazarevskoe	30.5	31.7	12.1	17.6	8.1
3	Lovinskoe	64.5	27.5	6.3	1.6	0.1
4	Lumutinskoe	26.4	37.4	19.4	16.5	0.3
5	Malopotanayskoe	49.4	40.6	8.8	1.1	0.1
6	Mansingyanskoe	18.8	38.8	22.3	19.7	0.4
7	Mortymya-Teterevskoe	25.6	45.7	13.9	7.2	7.6
8	Ontokhskoe	73.3	23.4	1.1	2.2	0
9	Paytykhskoe	63.3	28.2	6.7	1.7	0.1
10	Potanayskoe	95.6	2.2	1.8	0.4	0
11	Severo-Danilovskoe	14.6	49.6	30.2	4.9	0.7
12	Slavinskoe	2.2	25.8	38.2	32.8	1
13	Srednekondinskoe	0.4	11.8	37.9	39.9	10
14	Suprinskoe	70.7	21.5	4.9	2.9	0
15	Symoryakhskoe	33.3	41.9	18.5	5.9	0.4
16	Talnikovoe	15.5	39	22.9	19.6	3
17	Tolumskoe	75.2	18.8	4	1.8	0.2
18	Trehozernoye	26.4	46.8	16.8	9.9	0.1
19	Ubinskoe	50.9	30.5	9.4	8.6	0.6
20	Uzbekskoe	57.2	28.2	7.9	6.3	0.4
21	Urayskoe	23.4	38.1	20.5	17.7	0.3
22	Filippovskoe	22.5	38.3	20.9	18	0.3
23	Khulturskoe	9.1	41	29.7	18.7	1.5
24	Shushminskoe	26.6	49.2	21.2	2.5	0.5
25	Yakhlinskoe	55.7	37.1	5.8	1.1	0.3

**Literature**

1. Varlamov A.I., Gogonenkov G.N., Melnikov P.N., Cheremisina E.N. State and prospects for the development of digital technologies in oil and gas geology and subsoil use in Russia. // Geology of oil and gas. 2021. No. 3. S. 5-20.
2. Drozdov, A. N., Gorelkina, E. I. Operating parameters of the pump-ejector system under water-gas impact at the Samodurovskoye field // SOCAR Proceedings. S2. C. 9-18.
3. Drozdov N. A. Filtration studies on cores and bulk models of the Urengoy field to determine the effectiveness of water-gas treatment of the reservoir when extracting condensate from low-pressure reservoirs and oil from oil rims. // Notes of the Mining Institute, 2022.T. 257. 783-794.
4. Melnik I.A. Determination of statistical intensity of secondary geochemical processes based on well logging data. // Oil industry. 2022. N1. pp. 16-20.
5. Sapozhnikov A.B. The need to update the principles of geological exploration in order to optimize the discovery and development of hydrocarbon deposits // Subsurface use of the XXI century. 2019. No. 3(79). pp. 20-24.
6. Strakhov P.N., Koloskov V.N., Bogdanov O.A., Sapozhnikov A.B. Study of heterogeneities of oil and gas deposits. M.: Publishing house: ITs RGU of oil and gas. 2018. 189 p.
7. Strakhov P. N., Markelova A. A. Probabilistic assessment of the permeability of the deposits of the upper part of the Tyumen suite of the Shaim oil and gas region. // Bulletin of the Russian University of Peoples' Friendship series: engineering research. 2022. Volume 23. No. 3. S. 224-231.
8. Khanin A.A. Breeds collectors and their study. Publishing house «Nedra». 1969. 369 p.