**Недропользование. 2025. Т. 25, № 2. С.59-65. DOI: 10.15593/2712-8008/2025.2.1**

ISSN 2712-8008
Том / Volume 25 №2 2025
Домашняя страница журнала: http://vestnik.pstu.ru/geo/

НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ

УДК 622 + 553.9
Статья / Article
© ПНИПУ / PNRPU, 2025

# Построение моделей прогноза значений смачиваемости после экстракции на месторождениях Тимано-Печорской провинции

**А.Д. Саетгараев[1], И.С. Путилов[2]**

[1]ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (Российская Федерация, 614068, г. Пермь, ул. Ленина, 62)
[2]ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» (Российская Федерация, 614015, г. Пермь, ул. Пермская, 3а)

# Construction of models for predicting wettability values after extraction at the fields of the Timan-Pechora province

**Almir D. Saetgaraev[1], Ivan S. Putilov[2]**

[1]LUKOIL-PERM LLC (62 Lenina st., Perm, 614068, Russian Federation)
[2]LUKOIL-Engineering LLC (3a Permskaya st., Perm, 614015, Russian Federation)

**Получена / Received: 25.10.2024. Принята / Accepted: 05.12.2024. Опубликована / Published: 01.04.2025**

*Ключевые слова:*
смачиваемость, керн, экстракция, петрофизика, статистические методы, коэффициент пористости, проницаемость, корреляционные поля, коллектор, нефть, флюид, фильтрация.

Отечественные стандарты по проведению лабораторных исследований на образцах керна пород нефтяных и газовых пластов предусматривают очистку от углеводородов с помощью экстракции. Очистка подготавливает образцы керна к основным видам исследований. При этом применяется ряд различных растворителей и специальные экстракционно-дистилляционные аппараты. Образцы керна, помещенные в аппараты, проходят циклы очистки в течение длительного времени с высокотемпературным воздействием. Однако экстракция приводит к искаженным представлениям об естественной смачиваемости поверхности породы, которая подвергается изменению и, как правило, гидрофилизируется. В связи с этим представляют научный и практический интерес оценки смачиваемости породы на различных этапах подготовки образцов – до и после процедуры экстракции. Цель исследований – анализ величины смачиваемости образцов керна до экстракции от углеводородов с применением статистических методов исследований. В работе проводится анализ влияния на изменение смачиваемости коэффициента пористости и проницаемости. Результаты исследований показали, что с помощью проведенного комплекса лабораторных исследований с использованием различных статистических методов удалось создать математические модели прогноза значений показателя смачиваемости по нефти до экстракции на основе фильтрационно-емкостных свойств образцов керна. В работе приведены примеры анализа корреляционных полей различных параметров до и после экстракции. Проведенный в работе многомерный статистический анализ позволил установить, что прогнозирование значений смачиваемости после экстракции наиболее целесообразно выполнять дифференцированно по методам смачиваемости и по изучаемым пластам. Полученные в работе многомерные модели в дальнейшем можно использовать для прогноза изменения смешиваемости для некоторых объектов в Тимано-Печорской провинции.

*Keywords:*
wettability, core, extraction, petrophysics, statistical methods, porosity coefficient, permeability, correlation fields, reservoir, oil, fluid, filtration.

Domestic standards for conducting laboratory studies on core samples of oil and gas formations provide for purification from hydrocarbons using extraction. Purification prepares core samples for the main types of research. A number of different solvents and special extraction and distillation apparatus are used. Core samples placed in the apparatus undergo purification cycles for a long time with high-temperature exposure. However, extraction leads to distorted ideas about the natural wettability of the rock surface, which is subject to change and, as a rule, hydrophilizes. In this regard, it is of scientific and practical interest to assess the wettability of the rock at various stages of sample preparation – before and after the extraction procedure. The purpose of the research is to analyze the wettability of core samples before extraction from hydrocarbons using statistical research methods. The work analyzes the effect of the porosity and permeability coefficient on the change in wettability. The results of the research showed that with the help of the conducted complex of laboratory studies using various statistical methods it was possible to create mathematical models for predicting the values of the wettability index for oil before extraction based on the filtration and capacity properties of core samples. The paper provides examples of the correlation fields analysis of various parameters before and after extraction. The multivariate statistical analysis conducted in the work made it possible to establish that it is most expedient to predict the wettability values after extraction differentially by wettability methods and by the studied formations. The multivariate models obtained in the work can be further used to predict changes in miscibility for some objects in the Timan-Pechora province.

**Саетгараев Альмир Дамирович** (Author ID in Scopus: 57220030880) – заместитель генерального директора по геологоразведке (e-mail: Almir.Saetgaraev@lukoil.com).
**Путилов Иван Сергеевич** (Author ID in Scopus: 25723777700, ORCID: 0009-0004-2265-6980) – доктор технических наук, доцент, руководитель проекта (Геология, Пермский регион и Республика Коми) (тел.: +007 (952) 662 80 00, e-mail: Ivan.Putilov@lukoil.com). Контактное лицо для переписки.

**Almir D. Saetgaraev** (Author ID in Scopus: 57220030880) – Deputy General Director for Geological Exploration (e-mail: Almir.Saetgaraev@lukoil.com).
**Ivan S. Putilov** (Author ID in Scopus: 25723777700, ORCID: 0009-0004-2265-6980) – Doctor in Engineering, Professor, Project Manager (Geology, Perm region and Komi Republic) (tel.: +007 (952) 662 80 00, e-mail: Ivan.Putilov@lukoil.com). The contact person for correspondence.

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:
Саетгараев, А.Д. Построение моделей прогноза значений смачиваемости после экстракции на месторождениях Тимано-Печорской провинции / А.Д. Саетгараев, И.С. Путилов // Недропользование. – 2025. – Т.25, №2. – С. 59–65. DOI: 10.15593/2712-8008/2025.2.1

Please cite this article in English as:
Saetgaraev A.D., Putilov I.S. Construction of models for predicting wettability values after extraction at the fields of the Timan-Pechora province. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2025, vol.25, no.2, pp. 59-65. DOI: 10.15593/2712-8008/2025.2.1

## Введение

Смачиваемость пород-коллекторов нефти и газа является одной из основных характеристик, влияющих на распределение и фильтрацию пластовых флюидов в пустотном пространстве [1–6]. Смачиваемость проявляется в частичном или полном растекании жидкости по твердой поверхности. Для объектов разработки такими фазами могут являться нефть, пластовая вода и газ. В связи с этим определение смачиваемости является важной задачей как при подсчете запасов углеводородов, так и при разработке нефтегазовых месторождений. В лабораторной практике применяются различные методы определения смачиваемости: метод краевого угла, метод Амотта (Амотт – Харви) [7, 8], методика Горного бюро (USBM) [9–11], комбинированный метод Амотта – USBM[12,13], метод Тульбовича (ОСТ 39-180-85) [14]. Пласты-коллекторы обладают смешанной смачиваемостью, так как поверхность пустотного пространства одновременно характеризуется гидрофильными и гидрофобными свойствами, потому что отдельные минералы, входящие в состав пород-коллекторов, обладают различным типом смачиваемости. В исследовании с этой точки зрения изучаются три геологических объекта: отложения задонского горизонта нижнефаменского подъяруса верхнего отдела девонской системы (D3zd), отложения ассельско-сакмарского яруса нижнего отдела пермской системы (P1a+s) и отложения артинского яруса нижнего отдела пермской системы (P1a). Изучаются по данным кернов вышеприведенных отложений смачиваемости по нефти (См-Н), по ОСТ (См-О) и Аммота (См-А) до проведения экстракции (ДЭ) и после нее (ПЭ). Для анализа были привлечены данные по коэффициентам пористости – $K_п$ и проницаемости – $K_{пр}$.

Как правило, исследования по определению смачиваемости проводятся на образцах керна, предварительно очищенных от углеводородов, с использованием различных растворителей, таких как хлороформ, спиртобензольная смесь, толуол и др. Поверхность очищенных таким образом образцов приводит к изменению смачиваемости керна [15–17]. В результате этого полученные данные о характеристике смачиваемости значительно изменяются. Для проверки изменения смачиваемости в процессе подготовки образцов керна к исследованиям проводят замеры данной величины до и после процедуры экстракции [18–20]. В связи с этим актуальным становится вопрос о прогнозе показателя смачиваемости без проведения дополнительных исследований. Для этой цели была разработана методика прогноза показателя смачиваемости после проведения экстракции

Теоретические возможности использования статистических методов для решения геолого-промысловых задач приведены в работах [21, 22]. Методы использования различных статистических методов и примеры их применения для решения аналогичных задач приведены в работах [23–45].

## Анализ базы данных

Для установления того, что в процессе экстракции происходят изменения смачиваемости пород по анализируемым данным, выполним сравнение средних значений смачиваемостей по этим методам до и после экстракции с использованием критерия Стьюдента $t$ (таблица).

Отсюда видно, что средние значения См-Н до и после экстракции являются статистически различными, при этом средние значения См-Н после проведения экстракции меньше, чем до экстракции.

Для См-О средние значения после экстракции выше, чем до нее. При этом отметим, что для пласта P1a средние значения смачиваемости до и после экстракции статистически не различаются.

Для См-А средние значения после экстракции также выше, чем до нее, и являются статистически значимыми. При этом отметим, что снизу-вверх по разрезу наблюдается более сильное различие в средних значениях до и после смачиваемости.

Для оценки влияния $K_п$ и $K_{пр}$ для рассмотренных вариантов смачиваемости по пластам были построены корреляционные поля между этими значениями и величинами смачиваемости ДЭ и ПЭ. Примеры таких полей по См-Н до и после экстракции и коэффициентами $K_п$, $K_{пр}$ приведены на рис. 1, *а*, *б*.

Анализ построенных полей корреляции показывает, что до проведения экстракции значения См-НД практически не контролируются значениями $K_п$. После проведения экстракции наблюдается, что величина

Средние значения показателей смачиваемости

| Пласты | Средние значения ДЭ | Средние значения ПЭ | Значение $t$ – верхняя строка, значение критерия $p$ – нижняя строка |
|---|---|---|---|
| | См-НД | См-НП | |
| D3zd | 0,381 ± 0,201, $n$ = 52 | 0,234 ± 0,158, $n$ = 52 | 4,125848 / 0,000076 |
| P1a+s | 0,328 ± 0,161, $n$ = 38 | 0,160 ± 0,132, $n$ = 38 | 4,991228 / 0,000004 |
| P1a | 0,392 ± 0,185, $n$ = 10 | 0,230 ± 0,112, $n$ = 10 | 2,360851 / 0,029715 |
| Пласты | См-ОД | См-ОП | |
| D3zd | 0,263 ± 0,162, $n$ = 52 | 0,407 ± 0,209, $n$ = 52 | –3,91049 / 0,000166 |
| P1a+s | 0,279 ± 0,190, $n$ = 38 | 0,438 ± 0,192, $n$ = 38 | –3,63070 / 0,000518 |
| P1a | 0,250 ± 0,250, $n$ = 10 | 0,434 ± 0,293, $n$ = 10 | –1,51017 / 0,148355 |
| Пласты | См-АД | См-АП | |
| D3zd | –0,139 ± 0,257, $n$ = 52 | 0,176 ± 0,227, $n$ = 52 | –6,61459 / 0,0000001 |
| P1a+s | –0,020 ± 0,248, $n$ = 38 | 0,258 ± 0,243, $n$ = 38 | –4,93620 / 0,000005 |
| P1ar | –0,139 ± 0,356, $n$ = 10 | 0,261 ± 0,345, $n$ = 10 | –2,55131 / 0,0200045 |

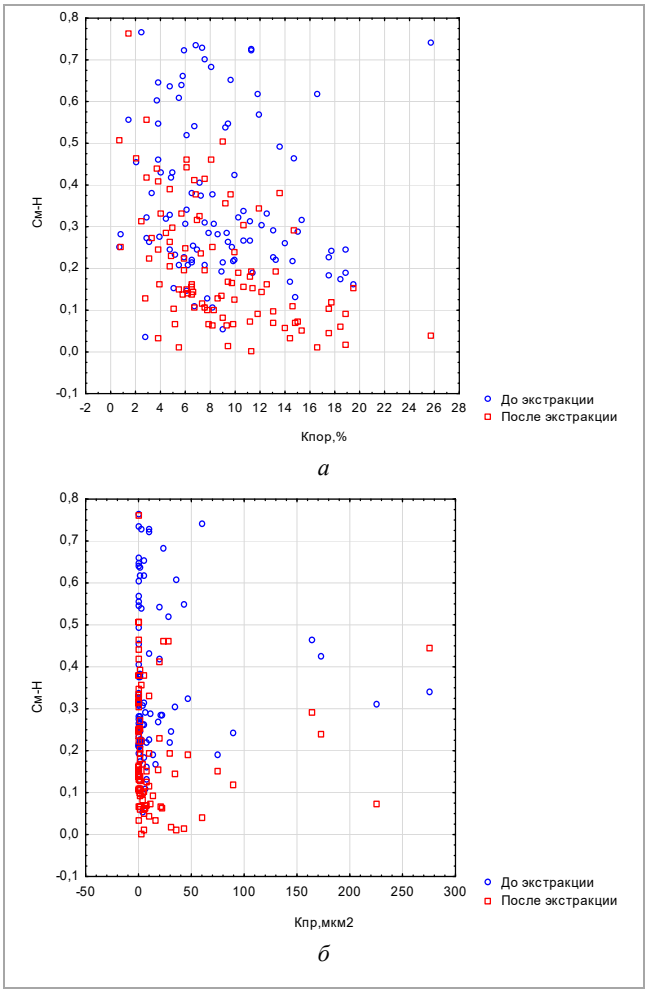



Рис. 1. Поля корреляции: *а* – между $K_п$ и См-НД, См-НП; *б* – между $K_{пр}$ и См-НД, См-НП

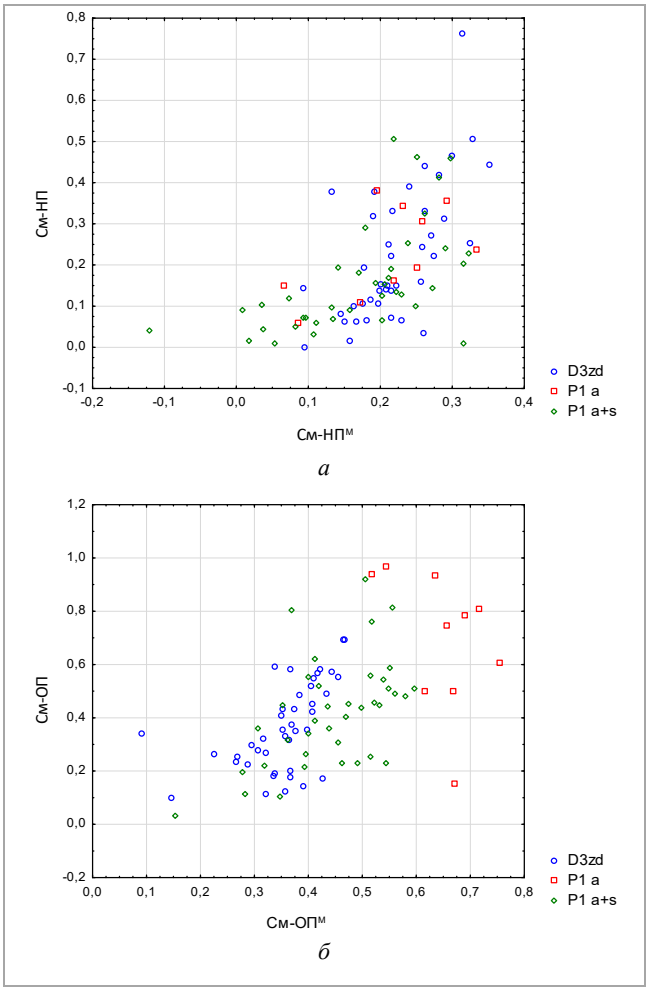



Рис. 2. Поля корреляции: *а* – между См-НП и См-НП$^М$; *б* – между См-ОП и См-ОП$^М$

См-НП по статистически значимой корреляционной связи уменьшается. Отсюда видно, что данные поля характеризуются не только различными силами связи между $K_{пр}$ и См-НД, См-НП, но и значительным смещением величин См-НД и См-НП относительно друг друга.

Аналогичные поля были построены и проанализированы для методов См-О и См-А. Анализ построенных полей показывает, что по изучаемым методам и пластам поля корреляции характеризуются различными видами.

## Разработка моделей прогноза значений смачиваемости после экстракции

Приведенные выше данные до и после экстракции показывают, что результаты значений смачиваемости, полученные разными методами, значительно различается. Поэтому прогнозирование значений смачиваемости после экстракции выполним дифференцированно по методам и пластам. Кроме коэффициентов $K_п$ и $K_{пр}$ к анализу дополнительно привлечен возраст изучаемых пластов. Пласту D3zd был присвоен индекс ($И_п$) – 1, пласту P1a+s – 2, пласту P1a – 3.

Для См-Н по всем пластам совместно многомерная модель имеет следующий вид:

$$См\text{-}НП^М = 0{,}268 - 0{,}022176K_п + 0{,}075532И_п + 0{,}000523K_{пр}$$

при $R = 0{,}584$, $p < 0{,}0000001$, стандартная ошибка 0,120.

Формирование модели смачиваемости по нефти после экстракции происходило в последовательности, приведенной в уравнении регрессии. Это показывает, что формирование модели началось с $K_п$, далее был $И_п$, и на завершающем шаге был использован $K_{пр}$. Значения коэффициентов $R$, описывающих силу статистических связей, изменялись следующим образом: 0,501; 0,562; 0,584. По данной формуле вычислены значения См-НП$^М$, которые были сопоставлены с См-Н (рис. 2, *а*).

Для смачиваемости по См-О получена следующая многомерная модель:

$$См\text{-}ОП^М = 0{,}275 + 0{,}205466И_п - 0{,}018862K_п - 0{,}000793K_{пр}$$

при $R = 0{,}579$, $p < 0{,}0000001$, стандартная ошибка 0,177.

Формирование модели смачиваемости по ОСТ после экстракции происходило в последовательности, приведенной в уравнении регрессии. Это показывает, что формирование модели началось с $И_п$, далее был использован показатель $K_п$, и на завершающем шаге – $K_{пр}$. Значения коэффициентов $R$, описывающих силу статистических связей, изменялись следующим образом: 0,402; 0,555; 0,579.

По данной формуле были вычислены значения См-ОП$^М$ и сопоставлены с См-ОП (рис. 2, *б*).

Из рис. 2, *а*, видно, что корреляция между См-НП и См-НП$^М$ характеризуется положительной нелинейной связью, в пределах которой наблюдаются различного вида корреляции дифференцированно по пластам.

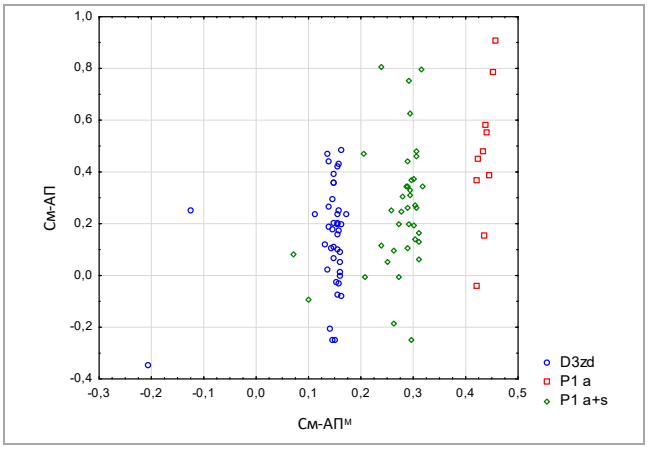



Рис. 3. Поля корреляции между См-АП$^{М}$ и См-АП

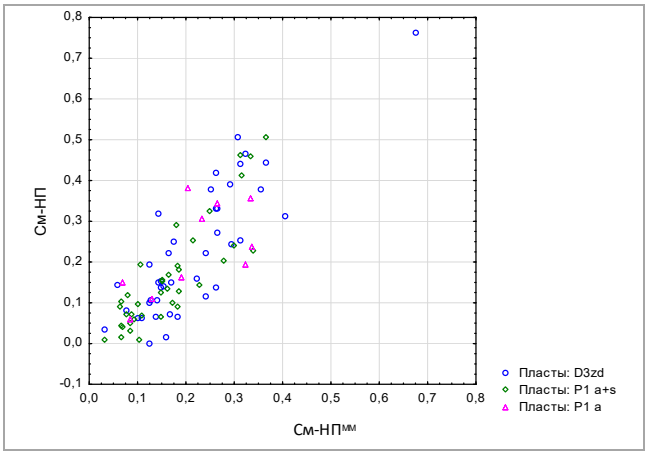



Рис. 4. Поля корреляции между См-НП и См-НП$^{ММ}$

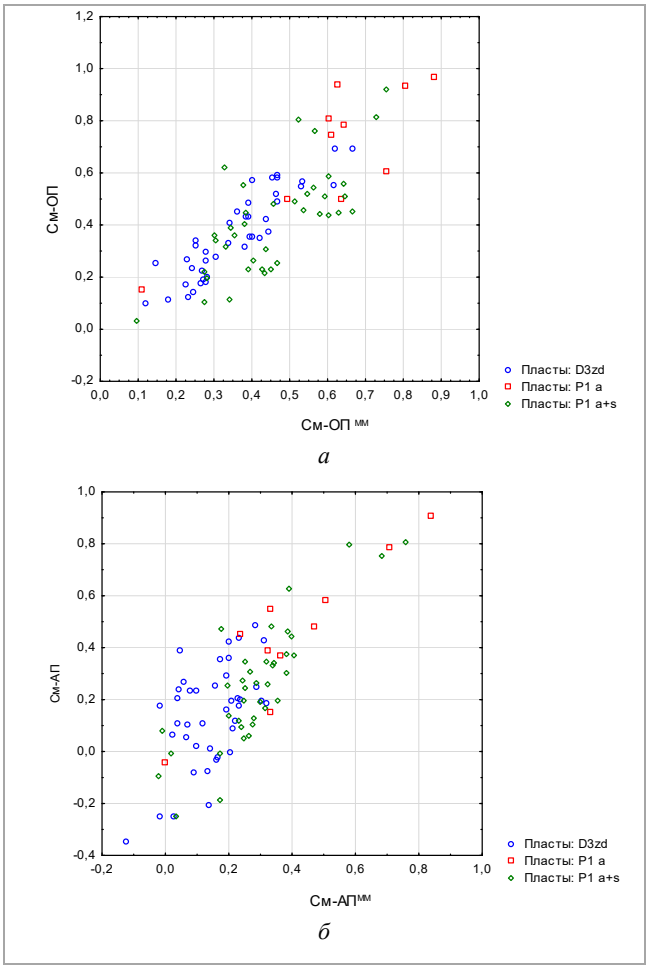



Рис. 5. Поля корреляции: *а* – между См-ОП и См-ОП$^{ММ}$ с учетом пластов; *б* – между См-АП и См-АП$^{ММ}$

Из рис. 2, *б*, видно, что соотношения между См-ОП и См-ОП$^{М}$ по изучаемым пластам значительно различаются. Отметим, что по прогнозным значениям См-ОП$^{М}$ наблюдается последовательное смешение полей корреляции относительно друг друга по изучаемым пластам.

Для смачиваемости по См-А многомерная модель имеет следующий вид:

$$\text{См-АП}^{М} = 0{,}0067 + 0{,}129934И_{п} - 0{,}0011317K_{пр} + 0{,}003315K_{пр}$$

при $R = 0{,}471$, $p < 0{,}00008$, стандартная ошибка 0,219.

Формирование модели смачиваемости по Амотту после экстракции происходило в последовательности, приведенной в уравнении регрессии. Это показывает, что формирование модели началось с $И_{п}$, далее был использован показатель $K_{пр}$, и на завершающем шаге – $K_{п}$. Значения коэффициентов $R$, описывающих силу статистических связей, изменялись следующим образом: 0,405; 0,468; 0,471.

По данной формуле вычислены значения См-АП$^{М}$ и сопоставлены См-АП (рис. 3).

Отсюда видно, что соотношения между См-АП и См-АП$^{М}$ по изучаемым пластам значительно отличаются, как по виду, так и по тесноте статистических линейных связей. Вид корреляционных полей по пластам показывает, что наблюдается практически не пересекающиеся поля по прогнозным значениям См-АП$^{М}$, тогда как по значениям См-АП такой сильной дифференциации не наблюдается. Поэтому для всех видов смачиваемости были разработаны модели раздельно по пластам.

В качестве примера построения моделей по пластам будем использовать метод См-Н.

Для пласта D3zd модель имеет следующий вид:

$$\text{См-НП}^{МП-D3zd} = 0{,}571 - 0{,}034350K_{п}$$

при $R = 0{,}585$, $p < 0{,}00006$, стандартная ошибка 0,135.

Отсюда видно, что для данного пласта прогнозные значения формируются только за счет $K_{п}$.

Для пласта P1a+s модель имеет следующий вид:

$$\text{СмНП}^{МП-P1a+s} = 0{,}328 - 0{,}015923K_{п} + 0{,}000811K_{пр}$$

при $R = 0{,}584$, $p < 0{,}00067$, стандартная ошибка 0,108.

Формирование модели смачиваемости по нефти после экстракции для пласта P1a+s происходило в последовательности, приведенной в уравнении регрессии. Значения коэффициентов $R$, описывающих силу статистических связей, изменялись следующим образом: 0,528; 0,584. Здесь также видно, что формирование значений в основном происходило за счет значений $K_{п}$.

Для пласта P1a модель имеет следующий вид:

$$\text{СмНП}^{МП-P1a} = 0{,}452 - 0{,}017234K_{п}$$

при $R = 0{,}588$, $p < 0{,}07344$, стандартная ошибка 0,096.

Отсюда видно, что для данного пласта прогнозные значения формируются только за счет $K_{п}$.

Разработанные модели по данному методу экстракции показывают, что формирование модельных значений происходило в основном за счет $K_{п}$.

По вышеприведенным формулам были вычислены значения См-НП$^{МП–D3zd}$, См-НП$^{МП–P1a+s}$, См-НП$^{МП–P1a}$: (См-НП$^{ММ}$), которые были сопоставлены с См-НП (рис. 4).

Отсюда видно, что между См-НП и См-НП$^{ММ}$ на всем диапазоне значений наблюдается тесная корреляция. Отметим, что выполненное статистическое моделирование экстракции по пластам, во-первых, позволило устранить нелинейность между значениями См-НП и См-НП$^{ММ}$, во-вторых, определить, что величины См-НП$^{М}$ в основном зависят от $K_{п}$.

Аналогичные дифференцированные модели с учетом пластов разработаны по методам См-О и См-А. По данным моделям были вычислены значения См-ОП$^{ММ}$ и См-АП$^{ММ}$, которые были сопоставлены со значениями См-ОП и См-АП (рис. 5, *а*, *б*).

Из рис. 5, *а*, видно, что после построения многомерных моделей, учитывающих значения дифференцированно по пластам поле корреляции, характеризуются тесным видом.

Из рис. 5, *б*, видно, что после построения многомерных моделей, учитывающих значения раздельно по пластам, поле корреляции имеет тесный вид.

## Заключение

Таким образом, выполненный анализ показал, что средние значения смачиваемости по нефти до и после экстракции являются статистически значимыми, при этом средние значения после проведения экстракции меньше, чем до экстракции.

Для смачиваемости по ОСТ и Аммот средние значения после экстракции выше, чем до нее. При этом отметим, что по методу ОСТ для пласта Р1а средние значения смачиваемости до и после экстракции статистически не различаются.

Выполненный многомерный статистический анализ показал, что прогнозирование значений смачиваемости после экстракции наиболее целесообразно выполнять дифференцированно, не только по методам смачиваемости, но и раздельно по изучаемым пластам.

Получены математические модели для прогноза значений смачиваемости после экстракции для отложений задонского горизонта нижнефаменского подъяруса верхнего отдела девонской системы, отложения ассельско-сакмарского яруса нижнего отдела пермской системы и отложения артинского яруса нижнего отдела пермской системы. Коэффициенты членов полученных многомерных моделей позволяют количественно оценить взаимосвязь смешиваемости с пористостью, проницаемостью горной породы для различных отложений. В дальнейшем эти многомерные модели можно использовать для прогнозирования смачиваемости образцов керна, где не проводились специальные исследования, и последующего прогноза этого показателя по площади нефтяной залежи.

## Библиографический список


1. Добрынин, В.М. Петрофизика (Физика горных пород) / В.М. Добрынин, Б.Ю. Вендельштейн, Д.А. Кожевников. – М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. – 368 с.
2. Кобранова, В.Н. Петрофизика / В.Н. Кобранова. – 2-е изд. перераб. и доп. – М: Недра, 1986. – 392 с.
3. Амикс, Дж. Физика нефтяного пласта / Дж. Амикс, Д. Басс, Р. Уайтинг. – М.: Гостоптехиздат, 1962. – 568 с.
4. Гудок, Н.С. Определение физических свойств нефтеводосодержащих пород / Н.С. Гудок, Н.Н. Богданович, В.Г. Мартынов. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2007. – 592 с.
5. Wettability determination of core samples through visual rock and fluid imagingduring fluid injection / M. Shneider, F. Osselin, B. Andrews, F. Rezgui, P. Tabeling // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2011. – Vol. 78. – P. 476–485. DOI: 10.1016/j.petrol.2011.05.016
6. The Dynamics of nanoparticle-enhanced fluid displacement in porous media – a pore-scale study / T. Pak, N.L. Archilha, L.F. Montovani, A.C. Moreira, I.B. Butler // Scientific reports. – 2018. – Vol. 8, no. 11148. – P. 1–10. DOI: 10.1038/s41598-018-29569-2
7. Михайлов, Н.Н. Экспериментальное исследование смачиваемости и анализ ее влияния на фильтрационно-емкостные свойства продуктивных коллекторов Неокомской залежи Ново-Уренгойского и Ямбургского месторождений / Н.Н. Михайлов, М.О. Ермилов, Л.С. Сечина. – Новосибирск, 2012. – 58 с.
8. Amott, E. Observations relating to the wettability of porous rocs / E. Amott // Trans AJME. – 1959. – Vol. 216. – P. 156–162. DOI: 10.2118/1167-G
9. McPhee, C. Core analysis: a best practice guide / C. McPhee, J. Reed, Iz. Zubizarreta. – Amsterdam, Netherlands: Elsivier Publ., 2015. – 829 p.
10. Tiab, D. Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties / D. Tiab, C.E. Donaldson. – 2nd ed. – Burlington, USA: Elsivier Publ., 2004. – 881 p.
11. Effect of low salinity water injection on capillary pressure and wettability in carbonates // F. Vajihi, P. Diaz, H. Zabihi, A. Farhadi, S. Dherhani // SCA 2017-051, International Symposium of the Society of Core Analysts. – Vienna, Austria, 2017. – 9 p.
12. Carbonate NMR measurements in a combined Amott – USBM wettability method // E.H. Rios, V.F. Machado, B.C. Santos, W.A. Trevisan, A.L. Compan, D.A. Cruz, R. Skinner, F.M. Eler // SCA 2015-033, International Symposium of the Society of Core Analysts. – Canada: St. John's Newfoundland and Labrador, 2015. – 7 p.
13. Fundamentals of wettability / W. Abdallah, J.S. Buckly, A. Carnegie, J. Edwards, B. Herold, E. Fordham, A. Graue, T. Habashy, N. Seleznev, C. Signer, H. Hussain, B. Montarion, M. Ziauddin // Oilfield Review. – 2007. – Vol. 19, no. 2. – P. 44–61.
14. ОСТ 39-180-85. Нефть. Метод определения смачиваемости углеводородосодержащих пород. – М.: ВНИИОЭНГ, 1985. – 13 с.
15. Идентификация гидрофобности пород в различных геологических условиях по комплексу керна и ГИС / Т.Ф. Дьяконова, И.П. Гурбатова, Л.К. Бата, Ю.С. Осипова. – Тюмень: EAGE, 2019. – С. 1–5.
16. Особенности проведения лабораторных исследований негидрофильных пород-коллекторов // И.С. Путилов, Д.Б. Чижов, И.П. Гурбатова, А.И. Неволин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332, № 4. – С. 70–79. DOI: 10.18799/24131830/2021/4/3149
17. Gant, P.L. Core cleaning for restoration of native wettability / P.L. Gant, W.G. Anderson // SPE 14875. – 1988. – Vol. 8, no. 1. – P. 131–138. DOI: 10.2118/14875-PA
18. Неволин, А.И. Оценка остаточной водонасыщенности в системах «вода – газ» и «нефть – вода» для сложнопостроенных карбонатных пород-коллекторов / А.И. Неволин, Д.Б. Чижов // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых: материалы XIV Всерос. науч.-техн. конф. – Пермь: Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2021. – С. 41–45.
19. Неволин, А.И. Комплексный подход к определению остаточной водонасыщенности в лабораторных условиях на керне негидрофильных коллекторов месторождений нефти / А.И. Неволин, Д.Б. Чижов, И.С. Путилов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2022. – № 5 (365). – С. 43–49. DOI: 10.33285/2413-5011-2022-5(365)-43-49
20. Временные методические рекомендации по определению коэффициента нефтенасыщенности негидрофильных коллекторов при подсчете запасов нефти и газа месторождений ПАО «ЛУКОЙЛ» в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции / Т.Ф. Дьяконова, В.Ю. Терентьев, А.Д. Саетгараев, И.П. Гурбатова, Е.Е. Кристя, Л.К. Бата, С.В. Мелехин, Д.Б. Чижов, Е.В. Погонищева // Геология и недропользование. – 2021. – Т. 2 (2). – С. 60–74.
21. Девис, Дж.С. Статистический анализ данных в геологии: в 2 кн. Кн. 1 / Дж.С. Девис. – М.: Недра, 1990. – 319 с.
22. Девис, Дж.С. Статистический анализ данных в геологии: в 2 кн. Кн. 2 / Дж.С. Девис. – М.: Недра, 1990. – 426 с.
23. Построение многоуровневых статистических моделей прогноза значений смачиваемости по Восточно-Ламбейшорскому и Ярейюскому месторождениям / А.Д. Саетгараев, В.И. Галкин, И.С. Путилов, А.И. Неволин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334, № 5. – С. 63–69. DOI: 10.18799/24131830/2023/5/3960
24. Галкин, В.И. Применение вероятностных моделей для локального прогноза нефтегазоносности / В.И. Галкин, Ю.А. Жуков, М.А. Шишкин. – Екатеринбург: Изд-во УрО РАН, 1990. – 108 с.

25. Zhuoheng, Ch. Geological risk mapping and prospect evaluation using multivariate and Bayesian statistical methods, western Sverdrup Basin of Canada / Ch. Zhuoheng, K.G. Osadetz // AAPG Bulletin. – 2006. – Vol. 90, no. 6. – P. 859–872. DOI: 10.1306/01160605050
26. Галкин, В.И. Разработка статистической модели прогноза нефтегазоносности по газовыделениям в толще Верхнекамского месторождения калийно-магниевых солей / В.И. Галкин, О.А. Мелкишев, С.В. Варушкин // Недропользование. – 2020. – Т. 20, № 1. – С. 4–13. DOI: 10.15593/2224-9923/2020.1.1
27. Южаков, А.Л. Прогнозирование нефтегазоносности южной части Пермского края с использованием регионального трехмерного моделирования / А.Л. Южаков, И.С. Путилов // Недропользование. – 2020. – Т. 20, № 4. – С. 317–330. DOI: 10.15593/2712-8008/2020.4.2
28. Галкин, В.И. Вероятностно-статистическая оценка нефтегазоносности локальных структур / В.И. Галкин, А.В. Растегаев, С.В. Галкин. – Екатеринбург: Изд-во УрО РАН, 2001. – 277 с.
29. Путилов, И.С. Типизация терригенных пород-коллекторов с применением метода накопленной корреляции и индивидуальных вероятностных моделей на примере месторождения им. Сухарева / И.С. Путилов, А.В. Юрьев, Е.Е. Винокурова // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334, № 1. – С. 75–83. DOI: 10.18799/24131830/2023/1/3797
30. Галкин, В.И. Разработка статистических моделей для прогноза поглощений по характеристикам разрывных нарушений / В.И. Галкин, Д.В. Резвухина // Недропользование. – 2021. – Т. 21, № 3. – С. 103–108. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.3.1
31. Лигинькова, Я.С. Исследование влияния геолого-промысловых характеристик Турнейского пласта на обводненность продукции скважин / Я.С. Лигинькова // Недропользование. – 2022. – Т. 22, № 1. – С. 15–20. DOI: 10.15593/2712-8008/2022.1.3
32. Кошкин, К.А. Разработка вероятностно-статистических моделей для оценки перспектив нефтегазоносности пластов Тл2-б и Бб Пожвинского участка / К.А. Кошкин // Недропользование. – 2018. – Т. 17, № 1. – С. 4–16. DOI: 10.15593/2224-9923/2018.1.1
33. Галкин, С.В. Использование многомерных статистических моделей при оперативном контроле извлекаемых запасов визейских залежей Пермского края / С.В. Галкин, Д.С. Лобанов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333, № 5. – С. 126–136. DOI: 10.18799/24131830/2022/5/3463
34. Houze, O. Dynamic data analysis / O. Houze, D. Viturat, O.S. Fjaere. – Paris: Kappa Engineering, 2008. – 694 p.
35. Van Golf-Racht, T.D. Fundamentals of fractured reservoir engineering / T.D. Van Golf-Racht. – Amsterdam, Oxford, New York: Elsevier sci. publ. company, 1982. – 709 p.
36. Darling, T. Well logging and formation evaluation / T. Darling. – Eastbourne: Gardners Books, 2010. – 336 p.
37. Montgomery, D.C. Introduction to liner regression analysis / D.C. Montgomery, E.A. Peck. – New York: John Wiley & Sons, 1982. – 504 p.
38. Armstrong, M. Basic linear geostatistics / M. Armstrong. – Berlin: Springer, 1998. – 155 p.
39. Yarus, J.M. Stochastic modeling and geostatistics / J.M. Yarus. – Tulsa, Oklahoma: AAPG, 1994. – 231 p.
40. Bartels, C.P.A. Exploratory and explanatory statistical analysis of spatial data / C.P.A. Bartels, R.H. Ketellapper. – Boston: Martinus Nijhoff Publishing, 1979. – 268 p.
41. Goodwin, N. Bridging the gap between deterministic and probabilistic uncertainty quantification using advanced proxy based methods. SPE Reservoir Simulation Symposium / N. Goodwin. – Houston: Richardson Publ., 2015. – P. 1796–1868. DOI: SPE-173301-MS
42. Tran, D.T. Multilinear class-specific discriminant analysis / D.T. Tran, M. Gabbouj, A. Iosifidis // Pattern Recognition Letters. – 2017. – Vol. 100. – P. 131–136. DOI: 10.1016/j.patrec.2017.10.027
43. Horne, R.N. Modern well test analysis: a computer aided approach / R.N. Horne. – 2nd ed. – Palo Alto: PetrowayInc, 2006. – 257 p.
44. Maurya, S.P. Geostatistical inversion. Seismic inversion methods: a practical approach / S.P. Maurya, N.P. Singh, K.H. Singh. – Cham: Springer International Publ., 2020. – 216 p.
45. Global Hydraulic Elements: Elementary Petrophysics for Reduced Reservoir Model-ling / P.W.M. Corbett, Y. Ellabad, K. Mohammed, A. Posysoev // VEAGE 65-th Conference & Exhbition. – Stavanger, Norway, 2003. – Z-99. DOI: 10.3997/2214-4609-pdb.6.F26

## References

1. Dobrynin V.M., Vendel'shtein B.Iu., Kozhevnikov D.A. Petrofizika (Fizika gornykh porod) [Petrophysics (Physics of Rocks)]. Moscow: “Neft' i gaz” Rossiiskii gosudarstvennyi universitet nefti i gaza imeni I.M. Gubkina, 2004, 368 p.
2. Kobranova V.N. Petrofizika [Petrophysics]. 2nd ed. Moscow: Nedra, 1986, 392 p.
3. Amiks Dzh., Bass D., Uaiting R. Fizika neftianogo plasta [Physics of oil reservoir]. Moscow: Gostoptekhizdat, 1962, 568 p.
4. Gudok N.S., Bogdanovich N.N., Martynov V.G. Opredelenie fizicheskikh svoistv neftevodosoderzhashchikh porod [Determination of physical properties of oil-water-containing rocks]. Moscow: Nedra-Biznestsentr, 2007, 592 p.
5. Shneider M., Osselin F., Andrews B., Rezgui F., Tabeling P. Wettability determination of core samples through visual rock and fluid imagingduring fluid injection. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2011, vol. 78, pp. 476-485. DOI: 10.1016/j.petrol.2011.05.016
6. Pak T. Archilha, N.L., Montovani L.F., Moreira A.C., Butler I.B. The Dynamics of nanoparticle-enhanced fluid displacement in porous media - a pore-scale study. *Scientific reports*, 2018, vol. 8, no. 11148, pp. 1-10. DOI: 10.1038/s41598-018-29569-2
7. Mikhailov N.N., Ermilov M.O., Sechina L.S. Eksperimental'noe issledovanie smachivaemosti i analiz ee vliianiia na fil'tratsionno-emkostnye svoistva produktivnykh kollektorov Neokomskoi zalezhi Novo-Urengoiskogo i Iamburgskogo mestorozhdenii [Experimental study of wettability and analysis of its influence on the filtration-capacitive properties of productive reservoirs of the Neocomian deposit of the Novo-Urengoyskoye and Yamburgskoye fields]. Novosibirsk, 2012, 58 p.
8. Amot E. Observations relating to the wettability of porous rocs. *Trans AJME*, 1959, vol. 216, pp. 156-162. DOI: 10.2118/1167-G
9. McPhee C., Reed J., Zubizarreta Iz. Core analysis: a best practice guide. Amsterdam, Netherlands: Elsivier Publ., 2015, 829 p.
10. Tiab D., Donaldson C.E. Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. 2nd ed. Burlington, USA: Elsivier Publ., 2004, 881 p.
11. Vajihi F., Diaz P., Zabihi H., Farhadi A., Dherhani S. Effect of low salinity water injection on capillary pressure and wettability in carbonates. *SCA 2017-051, International Symposium of the Society of Core Analysts*. Vienna, Austria, 2017, 9 p.
12. Rios E.H., Machado V.F., Santos B.C., Trevisan W.A., Compan A.L., Cruz D.A., Skinner R., Eler F.M. Carbonate NMR measurements in a combined Amott - USBM wettability method. *SCA 2015-033, International Symposium of the Society of Core Analysts*. Canada: St. John’s Newfoundland and Labrador, 2015, 7 p.
13. Abdallah W., Buckly J.S., Carnegie A., Edwards J., Herold B., Fordham E., Graue A., Habashy T., Seleznev N., Signer C., Hussain H., Montarion B. Ziauddin, M. Fundamentals of wettability. *Oilfield Review*, 2007, vol. 19, no. 2, pp. 44-61.
14. OST 39-180-85. Neft'. Metod opredeleniia smachivaemosti uglevodorodosoderzhashchikh porod [OST 39-180-85. Oil. Method for determining wettability of hydrocarbon-containing rocks]. Moscow: VNIIOENG, 1985, 13 p.
15. D'iakonova T.F., Gurbatova I.P., Bata L.K., Osipova Iu.S. Identifikatsiia gidrofobnosti porod v razlichnykh geologicheskikh usloviiakh po kompleksu kerna i GIS [Identification of rock hydrophobicity in various geological conditions using core and geophysical well logging complex]. Tiumen': EAGE, 2019, pp. 1-5.
16. Putilov I.S., Chizhov D.B., Gurbatova I.P., Nevolin A.I. Osobennosti provedeniia laboratornykh issledovanii negidrofil'nykh porod-kollektorov [Specific features of laboratory studies of non-hydrophilic rocks-reservoirs]. *Izvestiia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov*, 2021, vol. 332, no. 4, pp. 70-79. DOI: 10.18799/24131830/2021/4/3149
17. Gant P.L., Anderson W.G. Core cleaning for restoration of native wettability. *SPE 14875*, 1988, vol. 8, no. 1, pp. 131-138. DOI: 10.2118/14875-PA
18. Nevolin A.I., Chizhov D.B. Otsenka ostatochnoi vodonasyshchennosti v sistemakh “voda - gaz” i “neft' - voda” dlia slozhnopostroennykh karbonatnykh porod-kollektorov [Estimation of residual water saturation in water-gas and oil-water systems for complex carbonate reservoir rocks]. *Problemy razrabotki mestorozhdenii uglevodorodnykh i rudnykh poleznykh iskopaemykh. Materialy XIV Vserossiiskoi nauchno-tekhnicheskoi konferentsii*. Perm': Permskii natsional'nyi issledovatel'skii politekhnicheskii universitet, 2021, pp. 41-45.
19. Nevolin A.I., Chizhov D.B., Putilov I.S. Kompleksnyi podkhod k opredeleniiu ostatochnoi vodonasyshchennosti v laboratornykh usloviiakh na kerne negidrofil'nykh kollektorov mestorozhdenii nefti [Integrated approach to determination of residual water saturation on the core of non-hydrophilic reservoirs of oil fields in laboratory conditions]. *Geologiia, geofizika i razrabotka neftianykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2022, no. 5 (365), pp. 43-49. DOI: 10.33285/2413-5011-2022-5(365)-43-49
20. D'iakonova T.F., Terent'ev V.Iu., Saetgaraev A.D., Gurbatova I.P., Kristia E.E., Bata L.K., Melekhin S.V., Chizhov D.B., Pogonishcheva E.V. Vremennye metodicheskie rekomendatsii po opredeleniiu koeffitsienta neftenasyshchennosti negidrofil'nykh kollektorov pri podschete zapasov nefti i gaza mestorozhdenii PAO “LUKOIL” v Timano-Pechorskoi neftegazonosnoi provintsii [Temporary guidelines for determining the oil saturation coefficient of non-hydrophilic reservoirs when calculating the oil and gas reserves of the fields of PJSC LUKOIL in the Timan-Pechora oil and gas province]. *Geologiia i nedropol'zovanie*, 2021, vol. 2 (2), pp. 60-74.
21. Devis Dzh.S. Statisticheskii analiz dannykh v geologii [Statistical analysis of data in geology]. Book 1. Moscow: Nedra, 1990, 319 p.

22. Devis Dzh.S. Statisticheskii analiz dannykh v geologii [Statistical analysis of data in geology]. Book 2. Moscow: Nedra, 1990, 426 p.
23. Saetgaraev A.D., Galkin V.I., Putilov I.S., Nevolin A.I. Postroenie mnogourovnevykh statisticheskikh modelei prognoza znachenii smachivaemosti po Vostochno-Lambeishorskomu i Iareiiuskomu mestorozhdeniiam [Construction of multilevel statistical models for predicting wettability indicators of eastern Lambeishor and Yarevu fields]. *Izvestiia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov*, 2023, vol. 334, no. 5, pp. 63-69. DOI: 10.18799/24131830/2023/5/3960
24. Galkin V.I., Zhukov Iu.A., Shishkin M.A. Primenenie veroiatnostnykh modelei dlia lokal'nogo prognoza neftegazonosnosti [Application of probabilistic models for local forecast of oil and gas potential]. Ekaterinburg: Ural'skoe otdelenie Rossiiskoi akademii nauk, 1990, 108 p.
25. Zhuoheng Ch., Osadetz K.G. Geological risk mapping and prospect evaluation using multivariate and Bayesian statistical methods, western Sverdrup Basin of Canada. *AAPG Bulletin*, 2006, vol. 90, no. 6, pp. 859-872. DOI: 10.1306/01160605050
26. Galkin V.I., Melkishev O.A., Varushkin S.V. Razrabotka statisticheskoi modeli prognoza neftegazonosnosti po gazovydeleniiam v tolshche Verkhnekamskogo mestorozhdeniia kaliino-magnievykh solei [Development of the statistical model to forecast oil and gas potential according to gas content in the Verkhnekamskoe deposit of potassium and magnesium salts]. *Nedropol'zovanie*, 2020, vol. 20, no. 1, pp. 4-13. DOI: 10.15593/2224-9923/2020.1.1
27. Iuzhakov A.L., Putilov I.S. Prognozirovanie neftegazonosnosti iuzhnoi chasti Permskogo kraia s ispol'zovaniem regional'nogo trekhmernogo modelirovaniia [Forecasting the oil and gas content of the southern part of the Perm Krai using regional three-dimensional modeling]. *Nedropol'zovanie*, 2020, vol. 20, no. 4, pp. 317-330. DOI: 10.15593/2712-8008/2020.4.2
28. Galkin V.I., Rastegaev A.V., Galkin S.V. Veroiatnostno-statisticheskaia otsenka neftegazonosnosti lokal'nykh struktur [Probabilistic-statistical assessment of oil and gas potential of local structures]. Ekaterinburg: Ural'skoe otdelenie Rossiiskoi akademii nauk, 2001, 277 p.
29. Putilov I.S., Iur'ev A.V., Vinokurova E.E. Tipizatsiia terrigennykh porod-kollektorov s primeneniem metoda nakoplennoi korreliatsii i individual'nykh veroiatnostnykh modelei na primere mestorozhdeniia im. Sukhareva [Typing of terrigenous reservoir rocks using the cumulated correlation method and individual probabilistic models on the example of the field named after Sukharev]. *Izvestiia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov*, 2023, vol. 334, no. 1, pp. 75-83. DOI: 10.18799/24131830/2023/1/3797
30. Galkin V.I., Rezvukhina D.V. Razrabotka statisticheskikh modelei dlia prognoza pogloshchenii po kharakteristikam razryvnykh narushenii [Development of Statistical Models for Predicting Losses based on the Characteristics of Discontinuities]. *Nedropol'zovanie*, 2021, vol. 21, no. 3, pp. 103-108. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.3.1
31. Ligin'kova Ia.S. Issledovanie vliianiia geologo-promyslovykh kharakteristik Turneiskogo plasta na obvodnennost' produktsii skvazhin [Study of the Influence of Geological and Production Characteristics of the Tourneisian Formation on Well Production Watering]. *Nedropol'zovanie*, 2022, vol. 22, no. 1, pp. 15-20. DOI: 10.15593/2712-8008/2022.1.3
32. Koshkin K.A. Razrabotka veroiatnostno-statisticheskikh modelei dlia otsenki perspektiv neftegazonosnosti plastov Tl2-b i Bb Pozhvinskogo uchastka [Development of probabilistic and statistical models for evaluation of oil and gas potential of $Tl_{2-b}$ and Bb reservoirs of Pozhvinskiy sector]. *Nedropol'zovanie*, 2018, vol. 17, no. 1, pp. 4-16. DOI: 10.15593/2224-9923/2018.1.1
33. Galkin S.V., Lobanov D.S. Ispol'zovanie mnogomernykh statisticheskikh modelei pri operativnom kontrole izvlekaemykh zapasov vizeiskikh zalezhei Permskogo kraia [Use of multidimensional statistical models for operational control of recoverable reserves for the Visean deposits of the Perm region]. *Izvestiia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov*, 2022, vol. 333, no. 5, pp. 126-136. DOI: 10.18799/24131830/2022/5/3463
34. Houze O., Viturat D., Fjaere O.S. Dynamic data analysis. Paris: Kappa Engineering, 2008, 694 p.
35. Van Golf-Racht, T.D. Fundamentals of fractured reservoir engineering. Amsterdam, Oxford, New York: Elsevier sci. publ. company, 1982, 709 p.
36. Darling T. Well logging and formation evaluation. Eastbourne: Gardners Books, 2010, 336 p.
37. Montgomery D.C., Peck E.A. Introduction to liner regression analysis. New York: John Wiley & Sons, 1982, 504 p.
38. Armstrong M. Basic linear geostatistics. Berlin: Springer, 1998, 155 p.
39. Yarus J.M. Stochastic modeling and geostatistics. Tulsa, Oklahoma: AAPG, 1994, 231 p.
40. Bartels C.P.A., Ketellapper R.H. Exploratory and explanatory statistical analysis of spatial data. Boston: Martinus Nijhoff Publishing, 1979, 268 p.
41. Goodwin N. Bridging the gap between deterministic and probabilistic uncertainty quantification using advanced proxy based methods. SPE Reservoir Simulation Symposium. Houston: Richardson Publ., 2015, pp. 1796-1868. DOI: SPE-173301-MS
42. Tran D.T., Gabbouj M., Iosifidis A. Multilinear class-specific discriminant analysis. *Pattern Recognition Letters*, 2017, vol. 100, pp. 131-136. DOI: 10.1016/j.patrec.2017.10.027
43. Horne R.N. Modern well test analysis: a computer aided approach. 2nd ed. Palo Alto: PetrowayInc, 2006, 257 p.
44. Maurya S.P., Singh N.P., Singh K.H. Geostatistical inversion. Seismic inversion methods: a practical approach. Cham: Springer International Publ., 2020, 216 p.
45. Corbett P.W.M., Ellabad Y., Mohammed K., Posysoev A. Global Hydraulic Elements: Elementary Petrophysics for Reduced Reservoir Model-ling. *VEAGE 65-th Conference & Exhbition*. Stavanger, Norway, 2003, Z-99. DOI: 10.3997/2214-4609-pdb.6.F26

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