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

УДК 622+550.832.542
Статья / Article
© ПНИПУ / PNRPU, 2025

Оценка характера насыщения продуктивных пластов на основе анализа геологических параметров

П.Ю. Чудинов[1,2], В.И. Галкин[1], И.Н. Пономарёва[1]

[1]Пермский национальный исследовательский политехнический университет (Российская Федерация, 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29)
[2]ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (Российская Федерация, 614068, г. Пермь, ул. Ленина, 62)

Assessment of the saturation nature of productive formations based on the analysis of geological parameters

Pavel Yu. Chudinov[1,2], Vladislav I. Galkin[1], Inna N. Ponomareva[1]

[1]Perm National Research Polytechnic University (29 Komsomolskiy av., Perm, 614990, Russian Federation)
[2]LUKOIL-PERM LLC (62 Lenina st., Perm, 614068, Russian Federation)

Получена / Received: 22.11.2024. Принята / Accepted: 05.12.2024. Опубликована / Published: 01.04.2025

Ключевые слова:
характер насыщения продуктивного пласта, нефтенасыщенность, обводнение, геофизические исследования скважин, импульсный нейтрон-нейтронный каротаж, время жизни тепловых нейтронов, отношение счета нейтронов, косвенная методика, математическая статистика, статистический анализ, индивидуальная вероятность, комплексная вероятностная модель, пошаговый регрессионный анализ, геолого-технологические параметры, информативные параметры.

Контроль за характером насыщения продуктивных пластов является одной из ключевых задач нефтепромысловой геологии и мониторинга разработки месторождений нефти и газа. Наличие данной информации позволяет оперативно принимать решения по эффективному управлению разработкой активов, планировать проведение геолого-технологических мероприятий. На практике контроль за характером насыщения осуществляют при проведении геофизических исследований скважин. При этом наличие в конструкции скважины обсадной колонны, свойственное практически всему действующему добывающему фонду Пермского края, снижает информативность большинства методов геофизических исследований скважин и минимизирует количество эффективных инструментов решения поставленной задачи. В настоящее время наиболее достоверную оценку характера насыщения получают при проведении импульсного нейтрон-нейтронного каротажа, однако и данный метод обладает некоторыми ограничениями в практическом применении.
Актуальной задачей является разработка косвенной методики оперативной оценки характера насыщения пластов, основанной на статистической обработке накопленных данных геофизических исследований скважин и комплекса геолого-технологических параметров, определяющих текущую насыщенность пластов. Для разработки методики в настоящей статье использован подход, заключающийся в построении комплексной вероятностной модели, основанной на учете совместного влияния каждого их используемых геолого-технологических параметров на изучаемый процесс. Начальный этап исследования позволил оценить степень влияния каждого из показателей, а также выделить наиболее информативные, оказывающие значимое влияние на текущую насыщенность пластов. Построенную далее комплексную модель предлагается использовать в качестве основы разрабатываемой методики, преимуществом которой является простота применения. Разработанная методика не является альтернативой импульсному нейтрон-нейтронному каротажу и рекомендуется к использованию при отсутствии материалов или возможности проведения геофизических исследований скважин.

Keywords:
saturation nature of productive formation, oil saturation, flooding, geophysical well logging, pulsed neutron-neutron logging, thermal neutron lifetime, neutron count ratio, indirect method, mathematical statistics, statistical analysis, individual probability, complex probability model, step-by-step regression analysis, geological and technological parameters, informative parameters.

Monitoring the saturation nature of productive formations is one of the key tasks of oil field geology and monitoring the development of oil and gas fields. The availability of this information allows for prompt decision-making on the effective management of asset development and planning geological and technological activities. In practice, monitoring the saturation nature is carried out during geophysical well surveys. At the same time, the presence of a casing in the well structure, which is typical for almost all operating production facilities in the Perm Krai, reduces the information content of most well geophysical survey methods and minimizes the number of effective tools for solving the problem. Currently, the most reliable assessment of the saturation nature is obtained by pulsed neutron-neutron logging, but this method also has some limitations in practical application.
An urgent task is to develop an indirect method for prompt assessment of the saturation nature of formations based on statistical processing of accumulated well geophysical survey data and a set of geological and technological parameters that determine the current saturation of formations. To develop the methodology in this article, an approach was used consisting in constructing a complex probabilistic model based on taking into account the combined influence of each of the used geological and technological parameters on the process under study. The initial stage of the study allowed to assess the degree of influence of each of the indicators, as well as to identify the most informative ones that had a significant impact on the current saturation of the formations. The complex model constructed further is proposed to be used as the basis for the developed methodology, the advantage of which is the ease of use. The developed methodology is not an alternative to pulsed neutron-neutron logging and is recommended for use in the absence of materials or the possibility of conducting geophysical studies of wells.

Чудинов Павел Юрьевич (ORCID: 0009-0003-5928-2348) – аспирант кафедры геологим нефти и газа, ведущий инженер (тел.: +007 (908) 253 61 87, e-mail: pavel.chudinov@lukoil.com). Контактное лицо для переписки.
Галкин Владислав Игнатьевич (Author ID in Scopus: 55418067700, ORCID: 0000-0003-4867-2298) – доктор геолого-минералогических наук, профессор, заведующий кафедрой геологии нефти и газа (тел.: +007 (342) 219 80 17, e-mail: vgalkin@pstu.ru).
Пономарёва Инна Николаевна (Author ID in Scopus: 36242312300, ORCID: 0000-0003-0546-2506) – доктор технических наук, профессор кафедры нефтегазовых технологий (тел.: +007 (342) 219 82 92, e-mail: ponomarevain@pstu.ru).

Pavel Yu. Chudinov (ORCID: 0009-0003-5928-2348) – PhD student at the Department of Oil and Gas Geology, Leading Engineer (tel.: +007 (908) 253 61 87, e-mail: pavel.chudinov@lukoil.com). The contact person for correspondence.
Vladislav I. Galkin (Author ID in Scopus: 55418067700, ORCID: 0000-0003-4867-2298) – Doctor in Geology and Mineralogy, Professor, Head of the Department of Oil and Gas Geology (tel.: +007 (342) 219 80 17, e-mail: vgalkin@pstu.ru).
Inna N. Ponomareva (Author ID in Scopus: 36242312300, ORCID: 0000-0003-0546-2506) – Doctor in Engineering, Professor at the Department of Oil and Gas Technologies (tel.: +007 (342) 219 82 92, e-mail: ponomarevain@pstu.ru).

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:
Чудинов, П.Ю. Оценка характера насыщения продуктивных пластов на основе анализа геологических параметров / П.Ю. Чудинов, В.И. Галкин, И.Н. Пономарёва // Недропользование. – 2025. – Т.25, №2. – С. 86–94. DOI: 10.15593/2712-8008/2025.2.4

Please cite this article in English as:
Chudinov P.Yu., Galkin V.I., Ponomareva I.N. Assessment of the saturation nature of productive formations based on the analysis of geological parameters. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2025, vol.25, no.2, pp. 86-94. DOI: 10.15593/2712-8008/2025.2.4

Введение

В условиях значительной выработки геологических запасов, свойственной большинству нефтяных месторождений Пермского края и других регионов, важнейшей задачей промысловой геологии является достоверное выделение зон локализации остаточной нефти, что позволит сформировать программу ее эффективного извлечения. По данным [1], неравномерная выработка запасов приводит к формированию целиков, поиск которых следует осуществлять с применением различных инструментов. Актуальность проблемы поиска целиков остаточной нефти указывается также авторами [2]. В свою очередь, в работе [3] авторы указывают, что поиск зон сосредоточения остаточной нефти позволит осуществлять в том числе прирост запасов углеводородов. Авторы [4, 5] приводят вывод о важности достоверного определения зон концентрации остаточной нефти, для чего предлагают применять специально разработанный комплексный метод.

В свою очередь, наличие корректных данных о локализации зон остаточной нефти позволяет принимать обоснованные решения по применению дорогостоящих методов повышения нефтеотдачи пластов. Например, авторы [6] считают целесообразным применение технологии вытеснения остаточной нефти посредством закачки углекислого газа. В условиях сложнопостроенного карбонатного коллектора, по данным [7], эффективным является вытеснение остаточной нефти пенными системами. В статье [8] указывается на успешность применения анионных поверхностно-активных веществ (ПАВ) при извлечении остаточной нефти.

Задача поиска остаточной нефти разделяется на выделение зон высокой плотности остаточных запасов (ОЗ) по площади залежи и по разрезу. В настоящее время распределение ОЗ по площади оценивается в основном при построении соответствующих карт на основе применения геолого-гидродинамических моделей. В свою очередь, задача выделения нефтенасыщенных пропластков решается при проведении геофизических исследований скважин (ГИС), при этом эффективным методом считается импульсный нейтрон-нейтронный каротаж (ИННК), отличительной особенностью которого является возможность его применения в любой период эксплуатации фонда.

Особенности применения импульсного нейтронного каротажа как метода оценки характера насыщения описаны в публикациях российских и зарубежных исследователей. Авторы [9] приводят результаты выполненного сравнительного анализа различных технологий нейтронного каротажа, выделяя условия их эффективного применения.

Обзор развития и направлений совершенствования нейтронного каротажа представлен в работе [10], а в [11] авторы указывают на ключевую роль нейтронных методов каротажа в общей методологии исследования скважин. В статье [12] достоверность результатов идентификации насыщенности пластов методом ИННК подтверждается посредством выполненного моделирования. В [13] проиллюстрированы возможности метода применительно к нефтегазовой залежи на завершающей стадии эксплуатации, а авторами [14] импульсный нейтронный каротаж использован для оценки не только характера насыщения, но и коэффициента вытеснения применительно к реальным пластовым условиям зоны дренирования одной из скважин Ромашкинского месторождения. В работе [15] указывается, что применение метода позволяет выделять продуктивные участки выработанных залежей и проектировать размещение в них новых скважин. В статье [16] авторы приводят вывод о преимущественных особенностях импульсных модификаций нейтронного каротажа. Авторы [17] используют материалы импульсного нейтронного каротажа с целью подтверждения достоверности разработанной технологии определения характера насыщения продуктивных пластов, основанной на применении ядерно-физических методов. В работах [18, 19] метод импульсного нейтронного каротажа эффективно использован для решения задач повышения эффективности разработки месторождений.

При этом необходимо отметить, что импульсный нейтронный каротаж не следует рассматривать как универсальный метод, эффективный во всех геолого-физических условиях. Так, в работе [20] указывается на проблематичность количественной интерпретации данных нейтронного каротажа.

При проведении ГИС методом ИННК основным измеряемым параметром является τ – время жизни тепловых нейтронов после периодического облучения породы пачками быстрых нейтронов, что позволяет оценивать концентрации в продуктивном пласте элементов, имеющих высокий уровень поглощения тепловых нейтронов (например, хлора). Задача дифференциации коллектора на углеводородо- и водонасыщенный решается исходя из предположения их различного хлоросодержания, из чего следует важное ограничение применимости метода ИННК – его информативность снижается при низкой минерализации насыщающей воды и высокой глинистости коллектора. Дополнительным фактором, снижающим достоверность метода, является низкая пористость коллектора, что подтверждают авторы статьи [21]. Исследователями [22, 23] также отмечается недостаточная точность измерительных устройств, применяемых при нейтронном каротаже в определенных условиях, что ставит задачу исследования и совершенствования приборной базы.

В настоящее время стандартный алгоритм интерпретации данных импульсного нейтрон-нейтронного каротажа позволяет устойчиво выделять интервалы, содержание углеводороды и минерализованную воду, приуроченные к высокопористым коллекторам с минимальной глинистостью.

В условиях использования в системе поддержания пластового давления пресной воды и вероятного разгазирования нефти в продуктивном пласте актуальной задачей является повышение степени детализации при оценке характера насыщения продуктивных пластов. Так, выделение интервалов, насыщенных пресной водой, нефтью с газом и газом, позволило бы в значительной степени уточнить текущее геологическое строение залежей нефти в динамике их разработки. Кроме того, вовлечение в разработку активов, приуроченных к сложнопостроенным низкопроницаемым коллекторам, также обусловливает целесообразность адаптации методики интерпретации к указанным условиям.

Описание основных проблем, сопровождающих нейтронный каротаж, приведено в работе [24]. При этом авторы указывают на вероятное негативное влияние фильтрата бурового раствора на достоверность интерпретации. Авторы [25] указывают на необходимость корректировки методики нейтронного каротажа с целью учета особенностей реализуемой технологии разработки месторождения. Необходимость донастройки методологии интерпретации импульсного нейтронного каротажа с целью учета индивидуальных

особенностей отдельных пластов указывается авторами статьи [26]. В работе [27] авторами описывается выполненная петрофизическая донастройка импульсного нейтронного каротажа, что позволяет повысить эффективность прогноза нефтенасыщенности пластов. Результаты исследований, нацеленных на повышение достоверности выделения типа насыщающего флюида при применении импульсного нейтронного каротажа, приведены в [28]. Для повышения достоверности результатов интерпретации нейтронного каротажа при исследовании характера насыщения газового пласта авторы статьи [29] предлагают использовать новый параметр – полное сечение рассеяния быстрых нейтронов.

Помимо технологических ограничений метода ИННК, проблемы оперативного и достоверного выделения нефтенасыщенных пропластков в процессе эксплуатации скважин усугубляются также причинами экономического характера – затратами на проведение ГИС, что в совокупности обусловливает целесообразность разработки методики оперативной оценки характера насыщения продуктивных пластов без проведения исследований. С учетом значительного накопленного опыта проведения импульсного нейтрон-нейтронного каротажа эффективным инструментом решения поставленной задачи может быть статистический подход, предполагающий исследование корреляционных связей между параметрами насыщения коллекторов, фактически определенными по ИННК, и геолого-технологическими показателями, характеризующими текущее состояние эксплуатации скважины.

Методы и методология

В качестве математической основы разрабатываемой методики оперативного прогноза характера насыщения продуктивных пластов в процессе разработки приуроченных к ним запасов предлагается использование методов математической статистики, которые в настоящее время активно используются в задачах нефтегазовой геологии. Так, авторы [30] используют комплекс статистических моделей для детального анализа динамики коэффициента продуктивности скважин в процессе разработки нефтяных месторождений. Детальный статистический анализ, выполненный авторами [31], позволил обосновать перечень геологических факторов, определяющих естественную трещиноватость кремнистых сланцев. В работе [32] авторы указывают на преимущественную эффективность статистического анализа при решении актуальных задач структурной геологии. Успешное применение статистических методов позволило в работе [33] эффективно оценить извлекаемые запасы в зонах отбора горизонтальных скважин, эксплуатирующих нетрадиционные коллекторы. Статистическая обработка большого объема данных позволила авторам [34] решить задачу создания корректной выборки для виртуального измерения дебитов скважин с помощью нейросетевых алгоритмов. Авторы [35] демонстрируют успешность прогнозирования скорости проходки при бурении скважин на основе статистического моделирования. В работе [36] геолого-статистическое моделирование позволило авторам успешно решить задачу снятия неопределенностей при создании алгоритма вовлечения в разработку остаточной нефти. В работах [37, 38] авторами представлены построенные многомерные статистические модели, которые с высокой достоверностью позволяют прогнозировать динамическое пластовое давление в зонах отбора нефтедобывающих скважин.

В данной статье использован подход, который сводится к построению статистической модели, позволяющей оценить вероятность насыщенности нефтью того или иного пропластка в пределах эксплуатируемой залежи.

С целью разработки методики оперативного прогноза показателей насыщения продуктивных пластов собрана база, характеризующая опыт проведения исследований скважин методом ИННК на терригенном и карбонатном объектах разработки одного представительного месторождения юга Пермского края. При этом систематизированы, с одной стороны, показатели, определяемые методом ИННК, а с другой – геолого-технологические характеристики исследуемых скважин, вероятно, определяющих текущее насыщение пропластков. Для количественного учета качественных показателей использована ранговая система, в соответствии с которой различным качественным характеристиками присвоены числовые значения (индексы).

Для учета свойств пласта приняты: индекс литологии (1 – карбонатный, 2 – терригенный); коэффициент глинистости $k_{гл}$, доли ед.; коэффициент пористости m, %; эффективная толщина пласта h, м.

Для учета вероятных источников обводнения приняты: плотность попутно добываемой воды ρ, кг/м^3; индекс, характеризующий качество цементного камня (1 – сплошной, 0 – отсутствие); расстояние до ВНК, м; расстояние до ближайшей нагнетательной скважины, м.

Технологические показатели работы скважины: индекс, характеризующий тип флюида, полученного в результате освоения скважины; индекс, характеризующий тип флюида, полученного через шесть месяцев после освоения скважины; вклад интервала в общий дебит скважины, %.

В качестве прогнозируемых параметров приняты следующие показатели, фактически определенные при проведении ГИС методом ИННК: время жизни тепловых нейтронов τ, мкс; отношение счета нейтронов на малом (МЗ) и большом (БЗ) зондах в определенных временных окнах, имп/мин; результирующий параметр – индекс, характеризующий насыщение исследуемого пласта ($И_{нас}$).

При составлении базы систематизировано 62 полных набора указанных показателей.

Перевод качественной характеристики – индекса насыщения, выполнен для условий наличия в продуктивных пластах трех фаз в разных сочетаниях. Насыщение фазами «нефть + вода» характеризуется индексами от 0 до 1, при этом числовое значение индекса соответствует доле нефти в общем объеме насыщающего пласт флюида. Система «нефть + газ» обозначена индексами от 1 до 2, при этом $И_{нас} = 2$ для полностью газонасыщенного пласта.

В ходе проведения исследований использован вероятностный подход, успешность которого подтверждена многочисленными исследованиями в схожих областях [39–43].

Поскольку каждый из перечисленных геолого-технологических параметров, вероятно, оказывает влияние на характер насыщения, на первом этапе построена серия одномерных вероятностных моделей, которые позволяют предварительно оценить характер насыщения пропластка по значению одного критерия. Таким образом, построены одномерные вероятностные модели для каждого из перечисленных геолого-технологических параметров.

Построение одномерных моделей и их анализ позволят решить ряд важных задач, в том числе оценить характер влияния каждого показателя на вероятность нефтенасыщенности пропластка, а также

выделить информативные и неинформативные показатели из общего их количества. Методика построения одномерных вероятностных моделей при решении аналогичных задач детально описана в [44].

Выделение информативных показателей из общего перечня анализируемых параметров позволит перейти к следующему этапу статистического исследования – к построению комплексной вероятностной модели, которая характеризует совместное влияние информативных параметров на характер насыщения продуктивных пластов. Для расчета комплексной вероятности использована формула:

$$P_{\text{комп}} = \frac{\prod P_i}{\prod P_i + \prod (1 - P_i)}, \quad (1)$$

где P_i – индивидуальная (одномерная) вероятность прогнозируемого события – насыщенности продуктивного пласта нефтью.

Порядок построения модели описан в [45]. Практически использование этой модели позволит рассчитать вероятность насыщения пропластка нефтью по известным значениям нескольких геолого-технологических показателей.

Построенная комплексная вероятностная модель характеризуется не только практической, обозначенной выше значимостью, научный интерес представляет ее детальный анализ, по результатам которого можно изучить особенности характера насыщения продуктивных пластов при разработке приуроченных к ним запасов.

Для детального исследования влияния параметров на получение притока безводной нефти построен комплекс многомерных пошаговых регрессионных уравнений. В качестве зависимой переменной для всех уравнений служило значение $P_{\text{комп}}$, независимыми переменными выбраны остальные параметры. Формирование данного комплекса происходило по следующему алгоритму:

1) все наблюдения ранжировались по значению $P_{\text{комп}}$ от максимального до минимального;

2) первая регрессионная модель строилась на основе первых трех наблюдений, характеризующихся наибольшими значениями $P_{\text{комп}}$;

3) при построении последующих регрессионных моделей происходило увеличение количества наблюдений, положенных в основу моделей, на одно наблюдение;

4) формирование комплекса регрессионных уравнений завершилось, когда в последнюю модель вошли все наблюдения.

Уравнения регрессии разрабатывались с помощью пошагового регрессионного анализа (ПРА), который позволяет формировать регрессионные уравнения, включающие только статистически значимые параметры при прогнозировании $P_{\text{комп}}$. Методика и примеры использования пошагового регрессионного анализа для решения различных нефтепромысловых задач представлены в работах [44, 45].

Результаты

Одномерные вероятностные модели по всем параметрам приведены в виде уравнений в таблице, графически отражены на рис. 1, *а–л*.

По графикам вероятностных моделей видно, что вероятность получения только нефти при освоении скважин зависит прямо пропорционально от параметров $П_{нас}$, МЗ/БЗ, $k_{тл}$, m, h. Обратно пропорциональная зависимость получена от параметров τ, ρ, $И_ц$. Также выявлены малоинформативные для определения характера притока параметры: D, $L_{ВНК}$, $L_{нагн}$.

Следующий этап посвящен пошаговому построению и исследованию статистических уравнений, характеризующих многомерную связь между показателем $P_{\text{комп}}$ и всеми информативными параметрами, влияние которых на характер насыщения установлено ранее. Всего таким образом построено 48 уравнений регрессии. Свободные члены и угловые коэффициентов при используемых параметрах в зависимости от количества наблюдений, положенных в основу уравнений, характеризуются сложной картиной распределения. Полученные зависимости представлены на графиках зависимости значений угловых членов уравнения от максимального значения $P_{\text{комп}}$ наблюдений, на основе которых формировались уравнения (рис. 2, *а–м*).

По графику изменения свободных членов уравнения (см. рис. 2, *а*) установлено, что в пределах поля корреляции наблюдаются две траектории изменения данного параметра, отделяющиеся значением комплексной вероятности $P_{\text{комп}}$ = 0,4 доли ед. При $P_{\text{комп}}$ < 0,4 доли ед. значения свободных членов уравнения незначительно изменяются в пределах значений от 2,3 до 2,5. При достижении $P_{\text{комп}}$ = 0,4 доли ед. происходит резкий скачок значений с 2,5 до 2,1. В дальнейшем с повышением $P_{\text{комп}}$ происходит постепенное уменьшение значений угловых членов до 0,65.

По графику изменения углового коэффициента при $П_{нас}$ (см. рис. 2, *б*) установлены два отделенных друг от друга интервала значений. Первый интервал $P_{\text{комп}}$ < 0,5 доли ед. характеризуется относительно наибольшим диапазоном изменения угловых коэффициентов от 0,16 до 0,28. Второй интервал $P_{\text{комп}}$ > 0,6 доли ед. характеризуется большим разбросом значений угловых коэффициентов, при этом разброс возрастает с увеличением $P_{\text{комп}}$.

На графике изменения угловых коэффициентов при τ (см. рис. 2, *в*) можно выделить три участка. Первый участок ($P_{\text{комп}}$ < 0,4 доли ед.) характеризуется увеличением значений угловых коэффициентов при увеличении $P_{\text{комп}}$. Второй участок (0,4 < $P_{\text{комп}}$ < 0,8 доли ед.) характеризуется возрастанием $P_{\text{комп}}$ при неравномерных колебаниях значений угловых коэффициентов от –0,0012 до –0,0008. Третий участок ($P_{\text{комп}}$ > 0,8 доли ед.) характеризуется увеличением значений угловых коэффициентов при увеличении $P_{\text{комп}}$, но с меньшей интенсивностью, чем на первом участке.

Одномерные вероятностные модели

Параметр	Уравнение
$П_{нас}$	$P\,(П_{нас}) = 0{,}2113 + 0{,}5268 \cdot П_{нас}$
τ	$P\,(\tau) = 1{,}2221 - 0{,}0026 \cdot \tau$
МЗ/БЗ	$P\,(МЗ/БЗ) = 0{,}1813 + 0{,}202 \cdot МЗ/БЗ$
ρ	$P\,(\rho) = 3{,}7889 - 2{,}9452 \cdot \rho$
$И_ц$	$P\,(И_ц) = 0{,}9826 - 0{,}5892 \cdot И_ц$
D	$P\,(D) = 0{,}5547 - 0{,}0001 \cdot D$
$L_{ВНК}$	$P\,(L_{ВНК}) = 0{,}557 - 6{,}012 \cdot 10^{-5} \cdot L_{ВНК}$
$L_{нагн}$	$P\,(L_{нагн}) = 0{,}455 + 4{,}973 \cdot 10^{-5} \cdot L_{ВНК}$
$k_{тл}$	$P\,(k_{тл}) = 0{,}1847 + 0{,}1127 \cdot k_{тл}$
m	$P\,(m) = 0{,}1148 + 0{,}026 \cdot m$
h	$P\,(h) = 0{,}3164 + 0{,}0527 \cdot h$

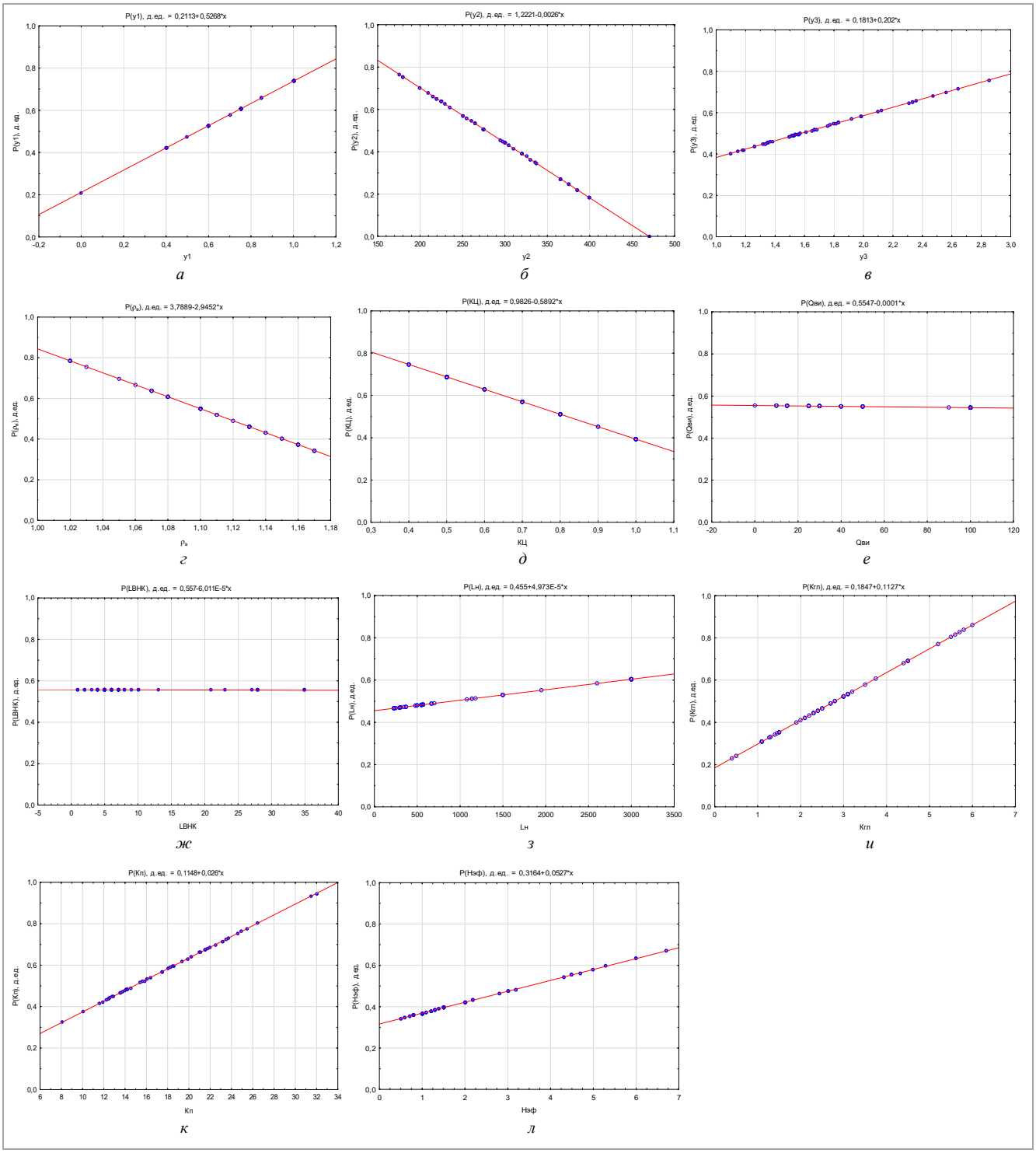


Рис. 1. Одномерные вероятностные модели по параметрам: *а* – y1 ($П_{нас}$ – индекс, характеризующий насыщение исследуемого пласта); *б* – y2 (τ – время жизни тепловых нейтронов); *в* – y3 (МЗ/БЗ – отношение счета малого и большого зондов); *г* – ρ; *д* – *D*; *е* – $И_ц$; *ж* – $L_{ВНК}$; *з* – $L_{нагн}$; *и* – $k_{гл}$; *к* – *m* ($k_п$); *л* – *h*

На графике изменения угловых коэффициентов при МЗ/БЗ (см. рис. 2, *г*) выделяется два участка. При значениях $P_{комп} < 0,5$ доли ед. происходит неравномерное увеличение угловых коэффициентов от 0,027 до 0,057 при росте комплексной вероятности. При значениях $P_{комп} > 0,5$ доли ед. наблюдается уменьшение угловых коэффициентов с 0,05 до –0,008.

По графику изменения угловых коэффициентов при ρ (см. рис. 2, *д*) установлено, что в пределах поля корреляции наблюдаются два различных участка изменения данного параметра, отделяющиеся значением комплексной вероятности $P_{комп} = 0,4$ доли ед. При $P_{комп} < 0,4$ доли ед. значения угловых членов уравнения незначительно изменяются в пределах значений от –2,2 до –1,96. При достижении $P_{комп} = 0,4$ доли ед. происходит резкий скачок значений с –2 до –1,7. В дальнейшем с повышением $P_{комп}$ происходит постепенное увеличение значений угловых членов до 0,1.

По графику изменения угловых коэффициентов при $И_ц$ (см. рис. 2, *е*) видно, что комплексная вероятность увеличивается при росте угловых коэффициентов. Стоит отметить, что интенсивность увеличения при $P_{комп} < 0,5$ доли ед. выше, чем при $P_{комп} > 0,5$ доли ед.

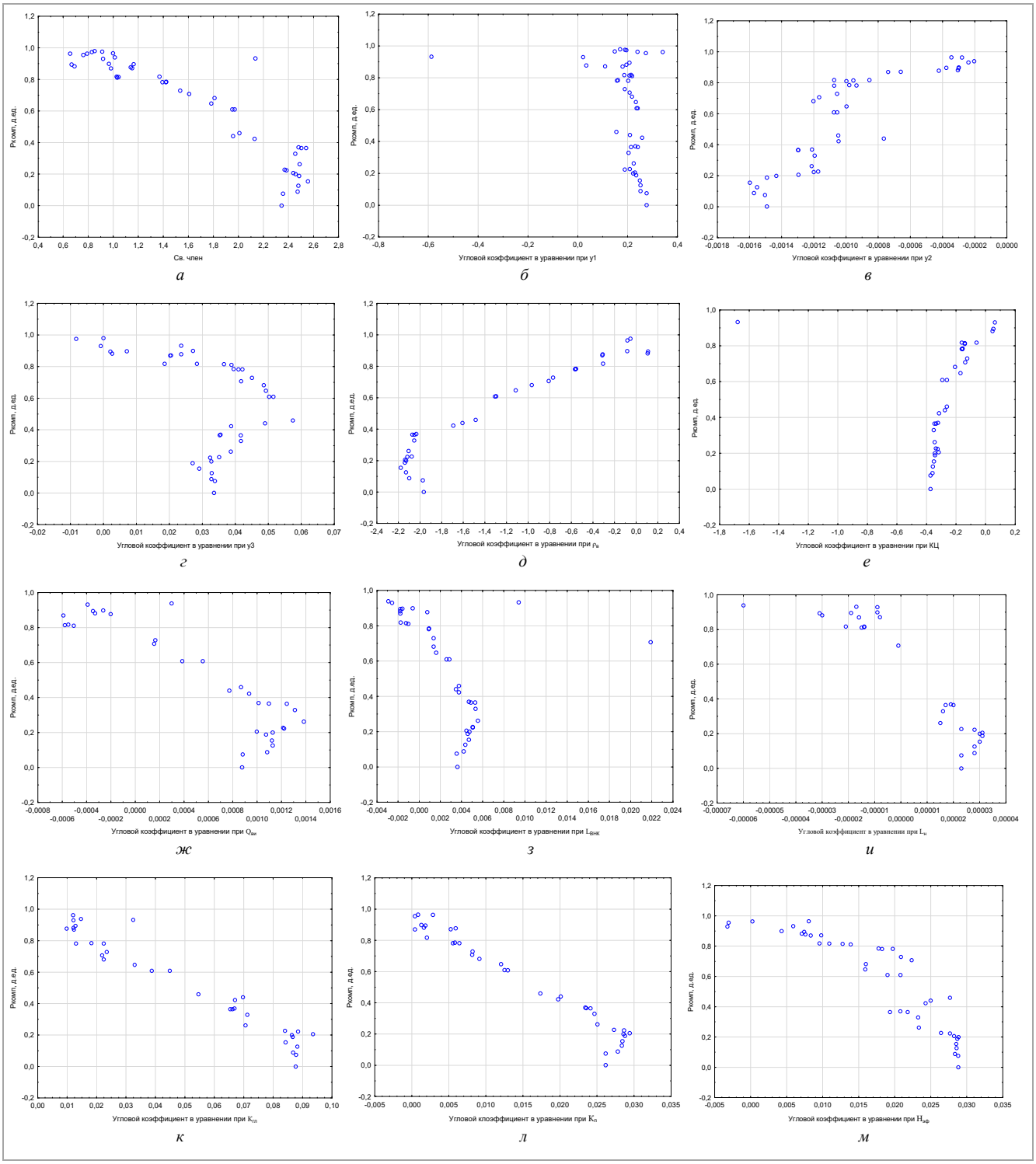


Рис. 2. Графики зависимости значений угловых членов уравнения от $P_{комп}$; *а* – свободный член уравнения; угловые коэффициенты при параметрах: *б* – $П_{нас}$; *в* – τ; *г* – МЗ/БЗ; *д* – ρ; *е* – *D*; *ж* – $И_ц$; *з* – $L_{ВНК}$; *и* – $L_{нагн}$; *к* – $k_{гл}$; *л* – *m*; *м* – *h*

На графике изменения угловых коэффициентов при *D* (см. рис. 2, *ж*) можно выделить три участка. Первый участок ($P_{комп}$ < 0,3 доли ед.) характеризуется увеличением значений угловых коэффициентов при увеличении $P_{комп}$. Второй участок (0,3 < $P_{комп}$ < 0,8 доли ед.) характеризуется возрастанием $P_{комп}$ при уменьшении значений угловых коэффициентов от 0,0014 до 0,0001. Третий участок ($P_{комп}$ > 0,8 доли ед.) характеризуется разнонаправленным изменениям значений угловых коэффициентов в диапазоне от –0,0006 до 0,0003 при увеличении $P_{комп}$.

На графике изменения угловых коэффициентов при $L_{ВНК}$ (см. рис. 2, *з*) выделяются два участка. Первый участок при $P_{комп}$ < 0,3 доли ед. характеризуется увеличением $P_{комп}$ при возрастании угловых коэффициентов от 0,003 до 0,0056. Второй участок характеризуется уменьшением значений угловых коэффициентов до –0,003 при росте $P_{комп}$.

На графике изменения угловых коэффициентов при $L_{нагн}$ (см. рис. 2, *и*) выделяются два облака наблюдений. Первое облако характеризуется $P_{комп}$ < 0,4 доли ед. и положительными значениями угловых коэффициентов.

Второе облако характеризуется $P_{комп} > 0,4$ доли ед. и отрицательными значениями угловых коэффициентов.

На графике изменения угловых членов при $k_{гл}$ (см. рис. 2, *к*) установлена тенденция увеличения $P_{комп}$ при уменьшении значений угловых коэффициентов при $k_{гл}$ на всем интервале значений $P_{комп}$.

На графике изменения угловых коэффициентов при *m* (см. рис. 2, *л*) выделяется два участка. При значениях $P_{комп} < 0,2$ доли ед. происходит увеличение значений угловых коэффициентов от 0,026 до 0,03 при росте комплексной вероятности. При значениях $P_{комп} > 0,2$ доли ед. наблюдается уменьшение угловых коэффициентов от 0,03 до –0,001 с ростом $P_{комп}$.

На графике изменения угловых коэффициентов при *h* (см. рис. 2, *м*) можно выделить три участка. Первый участок ($P_{комп} < 0,2$ доли ед.) характеризуется постоянными значениями угловых коэффициентов (0,029) при увеличении $P_{комп}$. Второй участок ($0,2 < P_{комп} < 0,8$ доли ед.) характеризуется возрастанием $P_{комп}$ при неравномерных разнонаправленных колебаниях значений угловых коэффициентов от 0,0015 до 0,029. Третий участок ($P_{комп} > 0,8$ доли ед.) характеризуется уменьшением значений угловых коэффициентов при увеличении $P_{комп}$.

Таким образом, на многих графиках при $P_{комп} = 0,4$ доли ед. прослеживается граница изменения характера зависимостей комплексного критерия от угловых коэффициентов уравнений. Это свидетельствует о том, что в группах скважин ($P_{комп} < 0,4$ и $P_{комп} > 0,4$ доли ед.) происходят отличные друг от друга процессы, влияющие на характер притока при освоении.

Обсуждение

В ходе настоящего исследования выполнено построение и детальное исследование серии статистических моделей, которые предлагается использовать в качестве математической основы разрабатываемой методики прогноза характера насыщения продуктивных пластов в процессе разработки залежей нефти.

Преимуществом разрабатываемой методики является использование в качестве исходных данных промысловой информации – значений геолого-технологических параметров, характеризующих текущее состояние зоны дренирования продуктивного пласта.

Основой методики является комплексная вероятностная модель, построение которой детально отражено выше. В свою очередь, комплексная модель основана на сочетании одномерных вероятностных моделей, учитывающих индивидуальное влияние каждого геолого-технологического показателя по характеру насыщения продуктивных пластов в процессе разработки приуроченных запасов.

Кратко алгоритм оценки характера насыщения с применением методики можно изложить следующим образом:

1) сбор известной информации о следующих свойствах каждого пропластка: плотность попутно добываемой воды, доля воды в продукции скважины при освоении, безразмерная характеристика (индекс) качества цементного камня, расстояние до ВНК, расстояние до ряда нагнетательных скважин, коэффициент глинистости, коэффициент пористости, толщина;

2) построение индивидуальных (одномерных) вероятностей;

3) построение комплексной вероятности нефтенасыщения изучаемого пропластка по уравнению (1).

Следует отметить, что разработанная методика довольно проста в практическом применении, при ее использовании в качестве исходных данных используется незначительный объем информации.

Данную методику не следует рассматривать как альтернативу геофизическим исследованиям скважин, ее применение целесообразно в тех случаях, когда проведение ГИС затруднено по причинам технико-экономического характера.

Заключение

Практическое применение геофизических исследований методом ИННК в некоторых случаях затруднено по причинам технико-технологического и экономического характера, при этом задача оценки характера насыщения продуктивных пластов при разработке приуроченных к ним запасов остается нерешенной.

Для оперативной оценки характера насыщения целесообразна разработка косвенных методов, основанных на статистической обработке геолого-технологических показателей и фактических материалов ГИС, что продемонстрировано в настоящей статье.

Основой разработанной методики оперативной оценки характера насыщения является комплексная вероятностная модель, основанная на применении серии одномерных (индивидуальных) вероятностей.

Продемонстрированы последовательность вычислений и преимущества разработанной методики оперативной оценки характера насыщения продуктивных пластов, которая рекомендуется к практическому применению при отсутствии материалов геофизических исследований скважин.

Библиографический список

1. Локализация и вовлечение в разработку остаточных извлекаемых запасов многопластового нефтяного месторождения / Р.Н. Бурханов, А.А. Лутфуллин, И.Р. Раупов [и др.] // Записки Горного института. – 2024. – Т. 268. – С. 599–612.
2. Выявление целиков остаточной нефти в межскважинном пространстве с помощью гидродинамических исследований скважин / П.В. Крыганов, М.Л. Бахмутский, С.Г. Вольпин, И.В. Афанаскин // Нефтепромысловое дело. – 2020. – № 12 (624). – С. 56–63. DOI: 10.30713/0207-2351-2020-12(624)-56-63
3. Газизянов, А.Р. Выявление остаточных запасов на локальных поднятиях фундамента месторождения Белый Тигр / А.Р. Газизянов, А.Г. Чвертков, А.В. Губаев // Нефтяное хозяйство. – 2023. – № 2. – С. 17–19. DOI: 10.24887/0028-2448-2023-2-17-19
4. Herlinger, R. Jr. Residual oil saturation in Pre–salt Brazilian carbonates: A multi–approach core–to–log case study / R.Jr. Herlinger, L.A.F. Bonzanini, A.C. Vidal // Journal of South American Earth Sciences. – 2024. – Vol. 140, no. 104905. DOI: 10.1016/j.jsames.2024.104905
5. Residual oil saturation investigation in Barra Velha Formation reservoirs from the Santos Basin, Offshore Brazil: A sedimentological approach / R. Herlinger, L.F. De Ros, R. Surmas [et al.] // Sedimentary Geology. – 2023. – Vol. 448, no. 106372. DOI: 10.1016/j.sedgeo.2023.106372
6. Reservoir heterogeneity controls of CO2–EOR and storage potentials in residual oil zones: Insights from numerical simulations / Y.-Y. Wang, X.-G. Wang, R.-C. Dong [et al.] // Petroleum Science. – 2023. – Vol. 20, no. 5. – P. 2879–2891. DOI: 10.1016/j.petsci.2023.03.023
7. Utilization mechanism of foam flooding and distribution situation of residual oil in fractured–vuggy carbonate reservoirs / Y.-C. Wen, J.-R. Hou, X.-L. Xiao [et al.] // Petroleum Science. – 2023. – Vol. 20, no. 3. – P. 1620–1639. DOI: 10.1016/j.petsci.2022.11.020
8. Anionic surfactant with enhanced interfacial wettability control capability for residual oil development / L. Li, X. Jin, J. Chen [et al.] // Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects. – 2022. – Vol. 655, no. 130073. DOI: 10.1016/j.colsurfa.2022.130073
9. Application analysis on the different neutron gamma density (NGD) logging methods / Q. Zhang, F. Zhang, C. Yuan [et al.] // Applied Radiation and Isotopes. – 2021. – Vol. 172, no. 109672. DOI: 10.1016/j.apradiso.2021.109672
10. Developing Best Practices for Evaluating Fluid Saturations with Pulsed Neutron Capture Logging Across Multiple Active CO2–EOR Fields / D. Chace, J. Abou-Saleh, Y. Kim [et al.] // Energy Procedia. – 2017. – Vol. 114. – P. 3636–3648. DOI: 10.1016/j.egypro.2017.03.1495
11. Применение технологий нейтронного каротажа скважин при разработке нефтегазоконденсатных месторождений. Состояние и перспективы развития / В.В. Черепанов, С.К. Ахмедсафин, С.А. Кирсанов [и др.] // Газовая промышленность. – 2019. – № S1 (782). – С. 44–49.

12. A method of monitoring gas saturation in carbon dioxide injection heavy oil reservoirs by pulsed neutron logging technology / J. Fan, F. Zhang, L. Tian [et al.] // Petroleum Exploration and Development. – 2021. – Vol. 48, no. 6. – P. 1420–1429. DOI: 10.1016/S1876–3804(21)60298–7
13. Коноплев, Ю.В. Технология контроля за разработкой нефтегазовой залежи на завершающей стадии эксплуатации / Ю.В. Коноплев, Е.И. Захарченко // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2024. – № 11 (383). – С. 55–60.
14. Оценка коэффициента вытеснения для девонских отложений по результатам специализированных исследований скважин / И.М. Индрупский, К.В. Коваленко, Д.М. Газизова [и др.] // Георесурсы. – 2023. – № 25 (2). – С. 236–244. DOI: 10.18599/grs.2023.2.17
15. Изучение текущей нефтегазонасыщенности по анализу данных ГИС на месторождении Пираллахы Адасы / М.М. Искендеров, Х.И. Шакаров, А.И. Худузаде [и др.] // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 2021. – № 5. – С. 4–9. DOI: 10.37474/0365-8554/2021-5-4-9
16. Опыт применения методов импульсного нейтронного каротажа при оценке текущей нефтенасыщенности в скважинах на месторождениях ООО «БАШНЕФТЬ–ДОБЫЧА» / К.А. Машкин, А.Г. Коротченко, В.Л. Глухов [и др.] // Нефть. Газ. Новации. – 2019. – № 2. – С. 32–37.
17. Новая технология определения характера текущей насыщенности продуктивных коллекторов по комплексу ГИС и ядерно-физических методов при контроле за разработкой нефтегазовых месторождений / В.В. Баженов, Р.Н. Абдуллин, Б.Ф. Ахметов [и др.] // Нефть. Газ. Новации. – 2021. – № 4 (245). – С. 70–73.
18. Simulation of gas-water identification in sandstone hydrogen reservoirs based on pulsed neutron logging / P. Wu, X. Zhao, H. Ling [et al.] // International Journal of Hydrogen Energy. – 2024. – Vol. 62. – P. 835–848. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2024.03.039
19. Improving the accuracy of CO_2 sequestration monitoring in depleted gas reservoirs using the pulsed neutron-gamma logging technique / X. Song, W. Wu, H. Zhang [et al.] // International Journal of Greenhouse Gas Control. – 2024. – Vol. 132, no. 104080. DOI: 10.1016/j.ijggc.2024.104080
20. Лобанков, В.М. Количественная интерпретация данных нейтронного каротажа как измерительный процесс / В.М. Лобанков, В.Х. Алхашман // Каротажник. – 2023. – № 1 (321). – С. 88–94.
21. A method for evaluating gas saturation with pulsed neutron logging in cased holes / J. Liu, S. Liu, F. Zhang [et al.] // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2018. – Vol. 59. – P. 354–362. DOI: 10.1016/j.jngse.2018.09.018
22. A method for determining density based on gamma ray and fast neutron detection using a Cs2LiYCl6 detector in neutron-gamma density logging / Q. Zhang, F. Zhang, R.P. Gardner [et al.] // Applied Radiation and Isotopes. – 2018. – Vol. 142. – P. 77–84. DOI: 10.1016/j.apradiso.2018.09.011
23. Богдан, В.А. Метрологические исследования аппаратуры ДРСТ–3–90 и СРК–01 на эталонах пористости горных пород / В.А. Богдан, А.А. Беляев, В.М. Лобанков // Каротажник. – 2016. – № 12 (270). – С. 114–129.
24. Алхашман, В.Х. Проблемы импульсного нейтронного каротажа при геофизическом контроле разработки месторождений / В.Х. Алхашман, В.М. Лобанков // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2020. – № 1 (123). – С. 9–17. DOI: 10.17122/ntj-oil-2020-1-9-17
25. Deng, R. Numerical simulation and evaluation of residual oil saturation in waterflooded reservoirs / R. Deng, J. Dong, L. Dang // Fuel. – 2025. – Vol. 384. DOI: 10.1016/j.fuel.2024.134018
26. Никитина, А.Д. Использование данных импульсных нейтронных методов для количественной оценки коэффицента газонасыщенности отложений березовской свиты / А.Д. Никитина, И.О. Ошняков, Д.А. Митрофанов // Каротажник. – 2023. – № 5 (325). – С. 122–130.
27. Петрофизическая настройка методики обработки данных импульсного нейтронного каротажа для повышения эффективности прогноза нефтенасыщенности пластов / О.Р. Привалова, Э.Ф. Байбурина, В.С. Белохин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2023. – № 12. – С. 94–99. DOI: 10.24887/0028-2448-2023-12-94-99
28. Применение аппаратуры импульсного нейтрон–нейтронного каротажа для системного промыслово-геофизического контроля за разработкой нефтегазовых залежей Кубани / Ю.В. Коноплёв, А.А. Лазарева, Е.И. Захарченко [и др.] // Каротажник. – 2021. – № 7 (313). – С. 63–69.
29. A new method of gas reservoir evaluation based on neutron cross section logging / X. Fu, W. Wu, H. Wang [et al.] // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2022. – Vol. 208, part E, no. 109750. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109750
30. Novikov, V.A. Study of the Influence of Well Operation Parameters of a Carbonate Reservoir Oil Formation on the Coefficient of Productivity Using Statistical Methods of Analysis / V.A. Novikov, D.A. Martyushev // Georesursy. – 2024. – No. 26 (4). – P. 187–199. DOI: 10.18599/grs.2024.4.10
31. Statistical analysis of geological factors controlling bed–bounded fracture density in heterolithic shale reservoirs: The example of the Woodford Shale Formation (Oklahoma, USA) / J. Zhang, Y. Zeng, D. Becerra [at al.] // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – Vol. 200, no. 108237. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.108237
32. The utility of statistical analysis in structural geology / N.M. Roberts, B. Tikoff, J.R. Davis [et al.] // Journal of Structural Geology. – 2019. – Vol. 125. – P. 64–73. DOI: 10.1016/j.jsg.2018.05.030
33. Evaluation of recoverable reserves based on dynamic data for horizontal wells in unconventional oil reservoir / L. Zhang, F. Lai, X. Xu [et al.] // Geoenergy Science and Engineering. – 2025. – Vol. 244, no. 213493. DOI: 10.1016/j.geoen.2024.213493
34. Use of neural networks for data reconciliation and virtual flow metering in oil wells / M.F. de S. Alves, G.L. Rabello, D.Q.F. de Menezes [et al.] // Geoenergy Science and Engineering. – 2025. – Vol. 246, no. 213543. DOI: 10.1016/j.geoen.2024.213543
35. Ghanitoos, H. Prediction of drill penetration rate in drilling oil wells using mathematical and neurofuzzy modeling methods / H. Ghanitoos, M. Goharimanesh, A. Akbari // Energy Reports. – 2024. – Vol. 11. – P. 145–152. DOI: 10.1016/j.egyr.2023.11.006
36. Кулешова, Л.С. Использование методов геолого–статистического моделирования для снятия неопределенностей при формировании алгоритма вовлечения в разработку остаточных запасов нефти залежей Волго-Уральской нефтегазоносной провинции / Л.С. Кулешова, Р.А. Гилязетдинов, В.В. Мухаметшин // Нефть. Газ. Новации. – 2023. – № 12 (277). – С. 39–45.
37. Ponomareva, I.N. A new approach to predict the formation pressure using multiple regression analysis: Case study from Sukharev oil field reservoir – Russia / I.N. Ponomareva, D.A. Martyushev, S.K. Govindarajan // Journal of King University – Engineering Sciences. – 2024. – No. 36 (8). – P. 694–700. DOI: 10.1016/j.jksues.2022.03.005
38. Galkin, V.I. Prediction of reservoir pressure and study of its behavior in the development of oil fields based on the construction of multilevel multidimensional probabilistic–statistical models / V.I. Galkin, I.N. Ponomareva, D.A. Martyushev // Georesursy. – 2021. – No. 23 (3). – P. 73–82. DOI: 10.18599/grs.2021.3.10
39. Liu, H. A probability model for churn flow in vertical pipes: predicting the distribution of disturbance wave scale and void fraction / H. Liu, R. Guo, D. Sun // International Journal of Multiphase Flow. – 2025. – No. 105150. DOI: 10.1016/j.ijmultiphaseflow.2025.105150
40. Нерадовский, Л.Г. Вероятностная модель прогноза прочности песчаников методом дистанционного индуктивного зондирования в криолитозоне Южной Якутии (на примере г. Нерюнгри) / Л.Г. Нерадовский // Криосфера Земли. – 2022. – Т. 26, № 6. – С. 43–57. DOI: 10.15372/KZ20220605
41. Опыт применения вероятностного подхода при формировании оптимального варианта разработки объекта БВ7 Южно-Выинтойского месторождения / А.Ю. Сенцов, С.В. Молоканов, И.В. Рябов [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2020. – № 10 (622). – С. 70–74. DOI: 10.30713/0207-2351-2020-10(622)-70-74
42. Полякова, Н.С. Формирование оптимального варианта разработки в условиях геологической неопределенности объекта с применением вероятностного подхода на примере объекта БВ7 Южно-Выинтойского месторождения / Н.С. Полякова, А.Ю. Сенцов, И.В. Рябов // Нефтепромысловое дело. – 2020. – № 2 (614). – С. 5–11. DOI: 10.30713/0207-2351-2019-5(605)-5-10
43. Татаринов, И.А. Вероятностно-статистическая оценка зональной нефтегазоносности Пермского Свода по геохимическим критериям / И.А. Татаринов // Недропользование. – 2022. – Т. 22, № 1. – С. 2–8. DOI: 10.15593/2712-8008/2022.1.1
44. Статистическое обоснование формирования значений скин-фактора при проведении кислотных обработок в слоисто-неоднородных башкирских отложениях Пермского Края / А.С. Казанцев, Е.С. Ожгибесов, В.И. Галкин [и др.] // Недропользование. – 2024. – Т. 24, № 4. – С. 212–218. DOI: 10.15593/2712-8008/2024.4.5
45. Martyushev, D.A. Study of regularities of distribution of filtering properties within complexly constructed carbonate reservoirs / D.A. Martyushev, V.I. Galkin, I.N. Ponomareva // Bulletin of the Tomsk Polytechnic University, Geo Assets Engineering. – 2021. – Vol. 332 (11). – P. 117–123. DOI: 10.18799/24131830/2021/11/3069

References

1. Burkhanov R.N., Lutfullin A.A., Raupov I.R. et al. Lokalizatsiia i vovlechenie v razrabotku ostatochnykh izvlekaemykh zapasov mnogoplastovogo neftianogo mestorozhdeniia [Localization and involvement in development of residual recoverable reserves of a multilayer oil field]. *Zapiski Gornogo instituta*, 2024, vol. 268, pp. 599-612.
2. Kryganov P.V., Bakhmutskii M.L., Vol'pin S.G., Afanaskin I.V. Vyiavlenie tselikov ostatochnoi nefti v mezhskvazhinnom prostranstve s pomoshch'iu gidrodinamicheskikh issledovanii skvazhin [Bypassed oil zones identification in interwell space by welltest application]. *Neftepromyslovoe delo*, 2020, no. 12 (624). pp. 56-63. DOI: 10.30713/0207-2351-2020-12(624)-56-63
3. Gazizianov A.R., Chvertkov A.G., Gubaev A.V. Vyiavlenie ostatochnykh zapasov na lokal'nykh podniatiiakh fundamenta mestorozhdeniia Belyi Tigr [Identification of remaining oil in place on local uplifts of the White Tiger basement]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2023, no. 2, pp. 17-19. DOI: 10.24887/0028-2448-2023-2-17-19
4. Herlinger R.Jr., Bonzanini L.A.F., Vidal A.C. Residual oil saturation in Pre–salt Brazilian carbonates: A multi-approach core-to-log case study. *Journal of South American Earth Sciences*, 2024, vol. 140, no. 104905. DOI: 10.1016/j.jsames.2024.104905
5. Herlinger R., De Ros L.F., Surmas R. et al. Residual oil saturation investigation in Barra Velha Formation reservoirs from the Santos Basin, Offshore Brazil: A sedimentological approach. *Sedimentary Geology*, 2023, vol. 448, no. 106372. DOI: 10.1016/j.sedgeo.2023.106372
6. Wang Y.-Y., Wang X.-G., Dong R.-C. et al. Reservoir heterogeneity controls of CO2-EOR and storage potentials in residual oil zones: Insights from numerical simulations. *Petroleum Science*, 2023, vol. 20, no. 5, pp. 2879-2891. DOI: 10.1016/j.petsci.2023.03.023
7. Wen Y.-C., Hou J.-R., Xiao X.-L. et al. Utilization mechanism of foam flooding and distribution situation of residual oil in fractured-vuggy carbonate reservoirs. *Petroleum Science*, 2023, vol. 20, no. 3, pp. 1620-1639. DOI: 10.1016/j.petsci.2022.11.020
8. Li L., Jin X., Chen J. et al. Anionic surfactant with enhanced interfacial wettability control capability for residual oil development. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 2022, vol. 655, no. 130073. DOI: 10.1016/j.colsurfa.2022.130073
9. Q. Zhang, F. Zhang, C. Yuan et al. Application analysis on the different neutron gamma density (NGD) logging methods. *Applied Radiation and Isotopes*, 2021, vol. 172, no. 109672. DOI: 10.1016/j.apradiso.2021.109672
10. Chace D., Abou-Saleh J., Kim Y. et al. Developing Best Practices for Evaluating Fluid Saturations with Pulsed Neutron Capture Logging Across Multiple Active CO2-EOR Fields. *Energy Procedia*, 2017, vol. 114, pp. 3636-3648. DOI: 10.1016/j.egypro.2017.03.1495

11. Cherepanov V.V., Akhmedsafin S.K., Kirsanov S.A. et al. Primenenie tekhnologii neitronnogo karotazha skvazhin pri razrabotke neftegazokondensatnykh mestorozhdenii. Sostoianie i perspektivy razvitiia [Application of neutron well logging technologies in the development of oil and gas condensate fields. current status and development prospects]. *Gazovaia promyshlennost'*, 2019, no. S1 (782), pp. 44-49.
12. Fan J., Zhang F., Tian L. et al. A method of monitoring gas saturation in carbon dioxide injection heavy oil reservoirs by pulsed neutron logging technology. *Petroleum Exploration and Development*, 2021, vol. 48, no. 6, pp. 1420-1429. DOI: 10.1016/S1876-3804(21)60298-7
13. Konoplev Iu.V., Zakharchenko E.I. Tekhnologiia kontrolia za razrabotkoi neftegazovoi zalezhi na zavershaiushchei stadii ekspluatatsii [Technology of control over oil and gas reservoir development at the final stage of operation]. *Stroitel'stvo neftianykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*, 2024, no. 11 (383), pp. 55-60.
14. Indrupskii I.M., Kovalenko K.V., Gazizova D.M. et al. Otsenka koeffitsienta vytesneniia dlia devonskikh otlozhenii po rezul'tatam spetsializirovannykh issledovanii skvazhin [Estimation of displacement efficiency for Devonian formations based on the results of specialized well tests]. *Georesursy*, 2023, no. 25 (2), pp. 236-244. DOI: 10.18599/grs.2023.2.17
15. Iskenderov M.M., Shakarov Kh.I., Khuduzade A.I. et al. Izuchenie tekushchei neftegazonasyshchennosti po analizu dannykh GIS na mestorozhdenii Pirallakhy Adasy [Study current oil-gas saturation according to the geophysical logging data in Pirallahi Adasy field]. *Azerbaidzhanskoe neftianoe khoziaistvo*, 2021, no. 5, pp. 4-9. DOI: 10.37474/0365-8554/2021-5-4-9
16. Mashkin K.A., Korotchenko A.G., Glukhov V.L. et al. Opyt primeneniia metodov impul'snogo neitronnogo karotazha pri otsenke tekushchei neftenasyshchennosti v skvazhinakh na mestorozhdeniiakh OOO "BAShNEFT"-DOBYChA" [Experience of Neutron Lifetime Log in The Estimating of Current Oil Saturation in Wells at Deposits of OOO Bashneft-Dobycha]. *Neft'. Gaz. Novatsii*, 2019, no. 2, pp. 32-37.
17. Bazhenov V.V., Abdullin R.N., Akhmetov B.F. et al. Novaia tekhnologiia opredeleniia kharaktera tekushchei nasyshchennosti produktivnykh kollektorov po kompleksu GIS i iaderno-fizicheskikh metodov pri kontrole za razrabotkoi neftegazovykh mestorozhdenii [New technology for determining the character of the current saturation of productive collectors on the complex of well logginig and nuclear physics methods at control of the development of oil and gas fields]. *Neft'. Gaz. Novatsii*, 2021, no. 4 (245), pp. 70-73.
18. Wu P., Zhao X., Ling H. et al. Simulation of gas-water identification in sandstone hydrogen reservoirs based on pulsed neutron logging. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2024, vol. 62, pp. 835-848. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2024.03.039
19. Song X., Wu W., Zhang H. et al. Improving the accuracy of CO_2 sequestration monitoring in depleted gas reservoirs using the pulsed neutron-gamma logging technique. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2024, vol. 132, no. 104080. DOI: 10.1016/j.ijggc.2024.104080
20. Lobankov V.M., Alkhashman V.Kh. Kolichestvennaia interpretatsiia dannykh neitronnogo karotazha kak izmeritel'nyi protsess [The quantitative interpretation of the neutron log data as a process of measurement]. *Karotazhnik*, 2023, no. 1 (321), pp. 88-94.
21. Liu J., Liu S., Zhang F. et al. A method for evaluating gas saturation with pulsed neutron logging in cased holes. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2018, vol. 59, pp. 354-362. DOI: 10.1016/j.jngse.2018.09.018
22. Zhang Q., Zhang F., Gardner R.P. et al. A method for determining density based on gamma ray and fast neutron detection using a Cs2LiYCl6 detector in neutron-gamma density logging. *Applied Radiation and Isotopes*, 2018, vol. 142, pp. 77-84. DOI: 10.1016/j.apradiso.2018.09.011
23. Bogdan V.A., Beliaev A.A., Lobankov V.M. Metrologicheskie issledovaniia apparatury DRST-3-90 i SRK-01 na etalonakh poristosti gornykh porod [Metrological tests of DRST-3-90 and SRK-01 tools on rock porosity reference samples]. *Karotazhnik*, 2016, no. 12 (270), pp. 114-129.
24. Alkhashman V.Kh., Lobankov V.M. Problemy impul'snogo neitronnogo karotazha pri geofizicheskom kontrole razrabotki mestorozhdenii [Problems of pulse neutron logging for control production of oil reservoirs]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefti i nefteproduktov*, 2020, no. 1 (123), pp. 9-17. DOI: 10.17122/ntj-oil-2020-1-9-17
25. Deng R., Dong J., Dang L. Numerical simulation and evaluation of residual oil saturation in waterflooded reservoirs. *Fuel*, 2025, vol. 384. DOI: 10.1016/j.fuel.2024.134018
26. Nikitina A.D., Oshniakov I.O., Mitrofanov D.A. Ispol'zovanie dannykh impul'snykh neitronnykh metodov dlia kolichestvennoi otsenki koeffitsienta gazonasyshchennosti otlozhenii berezovskoi svity [Using pulse neutron logs for quantitative evaluation of gas saturation of Berezovskaya suite sediments]. *Karotazhnik*, 2023, no. 5 (325), pp. 122-130.
27. Privalova O.R., Baiburina E.F., Belokhin V.S. et al. Petrofizicheskaia nastroika metodiki obrabotki dannykh impul'snogo neitronnogo karotazha dlia povysheniia effektivnosti prognoza neftenasyshchennosti plastov [Petrophysical tuning of pulsed neutron logging to improve the efficiency of reservoir oil saturation forecasting]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2023, no. 12, pp. 94-99. DOI: 10.24887/0028-2448-2023-12-94-99
28. Konoplev Iu.V., Lazareva A.A., Zakharchenko E.I. et al. Primenenie apparatury impul'snogo neitron-neitronnogo karotazha dlia sistemnogo promyslovo-geofizicheskogo kontrolia za razrabotkoi neftegazovykh zalezhei Kubani [Applying pulse neutron neutron logging tools for systemic production geophysical control over the development of oil-and-gas deposits in Kuban]. *Karotazhnik*, 2021, no. 7 (313), pp. 63-69.
29. Fu X., Wu W., Wang H. et al. A new method of gas reservoir evaluation based on neutron cross section logging. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2022, vol. 208, part E, no. 109750. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109750
30. Novikov V.A., Martyushev D.A. Study of the Influence of Well Operation Parameters of a Carbonate Reservoir Oil Formation on the Coefficient of Productivity Using Statistical Methods of Analysis. *Georesursy*, 2024, no. 26 (4), pp. 187-199. DOI: 10.18599/grs.2024.4.10
31. Zhang J., Zeng Y., Becerra D. at al. Statistical analysis of geological factors controlling bed-bounded fracture density in heterolithic shale reservoirs: The example of the Woodford Shale Formation (Oklahoma, USA). *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, vol. 200, no. 108237. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.108237
32. Roberts N.M., Tikoff B., Davis J.R. et al. The utility of statistical analysis in structural geology. *Journal of Structural Geology*, 2019, vol. 125, pp. 64-73. DOI: 10.1016/j.jsg.2018.05.030
33. Zhang L., Lai F., Xu X. et al. Evaluation of recoverable reserves based on dynamic data for horizontal wells in unconventional oil reservoir. *Geoenergy Science and Engineering*, 2025, vol. 244, no. 213493. DOI: 10.1016/j.geoen.2024.213493
34. De S. Alves M.F., Rabello G.L., de Menezes D.Q.F. et al. Use of neural networks for data reconciliation and virtual flow metering in oil wells. *Geoenergy Science and Engineering*, 2025, vol. 246, no. 213543. DOI: 10.1016/j.geoen.2024.213543
35. Ghanitoos H., Goharimanesh M., Akbari A. Prediction of drill penetration rate in drilling oil wells using mathematical and neurofuzzy modeling methods. *Energy Reports*, 2024, vol. 11, pp. 145-152. DOI: 10.1016/j.egyr.2023.11.006
36. Kuleshova L.S., Giliazetdinov R.A., Mukhametshin V.V. Ispol'zovanie metodov geologo-statisticheskogo modelirovaniia dlia sniatiia neopredelennostei pri formirovanii algoritma vovlecheniia v razrabotku ostatochnykh zapasov nefti zalezhei Volgo-Ural'skoi neftegazonosnoi provintsii [The use of geological and statistical modeling methods to remove uncertainties in the formation of an algorithm for involving residual oil reserves in the development of deposits of the Volga-Ural oil and gas province]. *Neft'. Gaz. Novatsii*, 2023, no. 12 (277), pp. 39-45.
37. Ponomareva I.N., Martyushev D.A., Govindarajan S.K. A new approach to predict the formation pressure using multiple regression analysis: Case study from Sukharev oil field reservoir - Russia. *Journal of King University - Engineering Sciences*, 2024, no. 36 (8), pp. 694-700. DOI: 10.1016/j.jksues.2022.03.005
38. Galkin V.I., Ponomareva I.N., Martyushev D.A. Prediction of reservoir pressure and study of its behavior in the development of oil fields based on the construction of multilevel multidimensional probabilistic-statistical models. *Georesursy*, 2021, no. 23 (3), pp. 73-82. DOI: 10.18599/grs.2021.3.10
39. Liu H., Guo R., Sun D. A probability model for churn flow in vertical pipes: predicting the distribution of disturbance wave scale and void fraction. *International Journal of Multiphase Flow*, 2025, no. 105150. DOI: 10.1016/j.ijmultiphaseflow.2025.105150
40. Neradovskii L.G. Veroiatnostnaia model' prognoza prochnosti peschanikov metodom distantsionnogo induktivnogo zondirovaniia v kriolitozone Iuzhnoi Iakutii (na primere g. Neriungri) [A probabilistic model for predicting sandstone strength using electromagnetic induction sounding in the Southern Yakutian permafrost region: a case study in Neryungri]. *Kriosfera Zemli*, 2022, vol. 26, no. 6, pp. 43-57. DOI: 10.15372/KZ20220605
41. Sentsov A.Iu., Molokanov S.V., Riabov I.V. et al. Opyt primeneniia veroiatnostnogo podkhoda pri formirovanii optimal'nogo varianta razrabotki ob"ekta BV7 Iuzhno-Vyintoiskogo mestorozhdeniia [Experience of the probabilistic approach application when forming the optimal option for the BV_7 formation development of the Yuzhno-Vyintoisky field]. *Neftepromyslovoe delo*, 2020, no. 10 (622), pp. 70-74. DOI: 10.30713/0207-2351-2020-10(622)-70-74
42. Poliakova N.S., Sentsov A.Iu., Riabov I.V. Formirovanie optimal'nogo varianta razrabotki v usloviiakh geologicheskoi neopredelennosti ob"ekta s primeneniem veroiatnostnogo podkhoda na primere ob"ekta BV7 Iuzhno-Vyintoiskogo mestorozhdeniia [Formation of the optimal option of development in the conditions of geological uncertainty of the object with the application of a probability approach on the example of BV_7 formation of Southern-Vyintoisky field]. *Neftepromyslovoe delo*, 2020, no. 2 (614), pp. 5-11. DOI: 10.30713/0207-2351-2019-5(605)-5-10
43. Tatarinov I.A. Veroiatnostno-statisticheskaia otsenka zonal'noi neftegazonosnosti Permskogo Svoda po geokhimicheskim kriteriiam [Probabilistic and statistical assessment of zonal oil and gas potential of the Perm arch based on geochemical criteria]. *Nedropol'zovanie*, 2022, vol. 22, no. 1, pp. 2-8. DOI: 10.15593/2712-8008/2022.1.1
44. Kazantsev A.S., Ozhgibesov E.S. Galkin, V.I. et al. Statisticheskoe obosnovanie formirovaniia znachenii skin-faktora pri provedenii kislotnykh obrabotok v sloisto-neodnorodnykh bashkirskikh otlozheniiakh Permskogo Kraia [Statistical justification for the formation of skin factor values during acid treatment in layered-heterogeneous Bashkir deposits of Perm Krai]. *Nedropol'zovanie*, 2024, vol. 24, no. 4, pp. 212-218. DOI: 10.15593/2712-8008/2024.4.5
45. Martyushev D.A., Galkin V.I., Ponomareva I.N. Study of regularities of distribution of filtering properties within complexly constructed carbonate reservoirs. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University, Geo Assets Engineering*, 2021, vol. 332 (11), pp. 117-123. DOI: 10.18799/24131830/2021/11/3069

Финансирование. Исследования выполнены при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (проект № FSNM-2024-0005).

Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Вклад авторов равноценен.