

ГОРНОПРОМЫШЛЕННАЯ И НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВАЯ ГЕОЛОГИЯ,
ГЕОФИЗИКА, МАРКШЕЙДЕРСКОЕ ДЕЛО И ГЕОМЕТРИЯ НЕДР

Научная статья

УДК 622.276:553.982.23:004.942

EDN: KLCTFQ

DOI: 10.21285/2686-9993-2023-46-4-402-412

Уточнение результатов решения задач разработки залежей
Волго-Уральской нефтегазоносной провинции с использованием
методов ранжирования геолого-статистических моделейР.А. Гилязетдинов^{a,✉}, Л.С. Кулешова^b, В.В. Мухаметшин^c,
Р.Ф. Якупов^d, В.А. Грищенко^e^{a,b,d,e}Институт нефти и газа Уфимского государственного нефтяного технического университета –
филиал в г. Октябрьском, г. Октябрьский, Россия^cУфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия

Резюме. Целью представленного исследования являлся комплексный анализ данных о геолого-физических свойствах пластов и насыщающих их флюидов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции с использованием методов ранжирования геолого-статистических моделей. Проведенный дискриминантный анализ по качественным критериям (тип коллектора и стратиграфическая приуроченность) позволил выявить во всех случаях зоны неопределенности, которые оказывают влияние на эффективность принятия управленческих решений в условиях объектов-аналогов. На основании этого для шести моделей произведены уточнение и актуализация результатов по принципу расчета значений ранговой уникальности тремя методами как для каждой модели по отдельности, так и для систем моделей в рамках использования их в пределах полученных распределений объектов в осях канонических дискриминантных функций. Сформулированы рекомендации теоретического и практического назначения касательно использования геолого-статистических моделей в рамках эксплуатации залежей Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Полученные результаты могут быть использованы при решении широкого круга практических задач проактивного управления ресурсами, что позволит эффективно определить наилучшую стратегию для успешного извлечения остаточных и трудноизвлекаемых запасов нефти. При помощи предложенной таблицы ранжирования параметров можно с высокой долей вероятности определить наиболее неустойчивые параметры и нивелировать фактор неоднородности и неравновесности промысловых данных. На основании результатов исследования установлено, что при реализации идентификации принадлежности объектов к той или иной группе в осях канонических дискриминантных функций происходит формирование зоны неопределенности, которая способствует повышению рисков принятия неэффективных управленческих решений при разработке различных по категории активов недропользователей. При помощи методов ранжирования геолого-статистических моделей предложен алгоритм построения иерархичной системы, которая позволяет как значительно расширить область применения результатов геолого-статистического моделирования в нефтегазовом деле, так и снизить риск получения непредставительных результатов.

Ключевые слова: геолого-статистическое моделирование, дифференциация и группирование залежей, ранговая уникальность моделей, разработка нефтяных месторождений, геолого-геофизические характеристики продуктивных пластов

Для цитирования: Гилязетдинов Р.А., Кулешова Л.С., Мухаметшин В.В., Якупов Р.Ф., Грищенко В.А. Уточнение результатов решения задач разработки залежей Волго-Уральской нефтегазоносной провинции с использованием методов ранжирования геолого-статистических моделей // Науки о Земле и недропользование. 2023. Т. 46. № 4. С. 402–412. <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2023-46-4-402-412>. EDN: KLCTFQ.



APPLIED MINING AND PETROLEUM FIELD GEOLOGY, GEOPHYSICS, MINE SURVEYING AND SUBSOIL GEOMETRY

Original article

Refining solutions of development problems of the Volga-Ural oil and gas province fields using geological and statistical model ranking methods

Ruslan A. Gilyazetdinov^{a✉}, Lyubov S. Kuleshova^b, Vyacheslav V. Mukhametshin^c,
Rustem F. Yakupov^d, Vadim A. Grishchenko^e

^{a,b,d,e}*Institute of Oil and Gas of the Ufa State Petroleum Technological University,*

Oktyabrsky Branch, Oktyabrsky, Russia

^c*Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia*

Abstract. The purpose of the present research is to provide a comprehensive analysis of data on the geological and physical properties of formations and the fluids saturating them in the Volga-Ural oil and gas province using the methods of geological and statistical model ranking. The discriminant analysis conducted on the basis of qualitative criteria (reservoir type and stratigraphic confinement) identified in all cases the zones of uncertainty, which affect the effectiveness of managerial decision-making in the conditions of analog objects. On this score, the results for six models were refined and updated according to the principle of rank uniqueness value calculation by three methods, both for each model individually and for model systems while using them within the obtained distributions of objects in the axes of canonical discriminant functions. Theoretical and practical recommendations were given regarding the use of geological and statistical models in the development of Volga-Ural oil and gas province fields. The results obtained can be used to solve a wide range of practical problems of proactive resource management, which enable effective determination of the best strategy for the successful extraction of residual and hard-to-recover oil reserves. The proposed parameter ranking table allows both to determine the most unstable parameters with a high degree of probability and to level the factor of heterogeneity and disequilibrium of field data. The conducted study established that identification of object association with a particular group in the axes of canonical discriminant functions leads to the formation of the zone of uncertainty. The latter increases the risks of making ineffective managerial decisions when developing different categories of subsoil users' assets. Using the methods of ranking geological and statistical models, an algorithm for constructing a hierarchical system is proposed, which allows to expand the application field of the results of geological and statistical modeling in the oil and gas industry as well as to reduce the risk of nonrepresentative results.

Keywords: geological and statistical modeling, field differentiation and grouping, model rank uniqueness, oil field development, geological and geophysical characteristics of productive formations

For citation: Gilyazetdinov R.A., Kuleshova L.S., Mukhametshin V.V., Yakupov R.F., Grishchenko V.A. Refining solutions of development problems of the Volga-Ural oil and gas province fields using geological and statistical model ranking methods. *Nauki o Zemle i nedropol'zovanie = Earth sciences and subsoil use*. 2023;46(4):402-412. (In Russ.). <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2023-46-4-402-412>. EDN: KLCTFQ.

Введение

Волго-Уральская нефтегазоносная провинция является вторым по величине мегаобъектом, расположенным в пределах Русской платформы и включает в себя более трети месторождений жидких углеводородов Российской Федерации. Основной тренд развития рассматриваемой нефтегазоносной территории характеризуется сложными технико-экономическими условиями реализации процессов разработки наряду со значительным объемом накопленной разнородной информации, что

накладывает ряд ограничений прикладного и практического характера на реализацию и принятие обоснованных решений по управлению активами [1–4]¹. Возникновение неопределенностей при попытке структурировать большое количество информации с применением различных подходов обусловлено сложностью повсеместного контроля и регулирования нелинейных процессов в добыче жидких углеводородов из-за:

– увеличения объема входных параметров, необходимых для учета и обработки, и их зна-

¹ Токарев М.А. Комплексный геолого-промысловый контроль за текущей нефтеотдачей при вытеснении нефти водой: учеб. пособие. М.: Недра, 1990. 268 с.



чительным варьированием в пределах скважин, вскрывших одну и ту же продуктивную залежь;

– снижения количества и качества геолого-разведочных работ по залежам, представление о которых базируется на небольшом количестве исследований или же отсутствует вовсе;

– увеличения числа истощенных залежей, в которых по косвенным данным процент варьирования остаточных запасов нефти находится в пределах 5–15 % [5].

Для решения задач разработки залежей используется ряд инструментов и методов, которые позволяют путем снижения размерности исходных данных значительно упростить и трансформировать процесс поиска закономерностей, аналогий и связей между параметрами. В современных условиях данная процедура крайне необходима из-за кратного увеличения источников информации, широкого дублирования отчетностей различных уровней и при определенных обстоятельствах снижения актуальности данных еще до поступления к конечному потребителю – интерпретатору или исследователю. Различные методики расчетов приводят к формированию неравномерного, разрозненного, а часто противоречивого понятия об объекте исследования, что отражается на эффективности принятия управленческих решений [6].

Материалы и методы исследования

Высокую роль при идентификации залежей в пределах рассматриваемого, как правило, крупного многокомпонентного объекта играет методология, применяемая для качественно и обоснованного выделения однородных групп объектов. Например, в работе [7], посвященной всесторонней реализации процедуры идентификации сложнопостроенных залежей, широко используется ряд методов из теории распознавания образов, а именно метод главных компонент и дискриминантный анализ. При проведении процедуры идентификации залежей на качественном уровне важнейшим этапом исследования выступает поиск необходимой модели распознавания образа, которая давала бы наилучшие результаты группирования объектов. Исходя из этого, для уточнения результатов решения задач геологии и разработки необходимо выбрать наиболее оптимальную методологию для реализации про-

цедуры идентификации залежей с использованием качественных характеристик [8]. Для этого важно создать алгоритм ранжирования получаемых геолого-статистических моделей, который будет базироваться на комплексном учете фактора неопределенности совместно с такими свойствами параметров как их неоднородность и неоднозначность.

Объектом исследования в работе выступает база данных по залежам Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, включающая в себя параметры, которые должны успешно:

- отражать эффективность реализации пластовых процессов;
- использоваться при составлении первых проектных документов;
- определяться одними и теми же методами и способами с высокой точностью [9, 10].

Используемые параметры представлены в табл. 1.

Для дальнейшей реализации операции ранжирования полученных геолого-статистических моделей на основе представленных данных создадим пять групп, в каждую из которых войдут по четыре параметра с учетом критерия положительной или отрицательной связи между параметрами, установленной в работе [11].

Результаты исследования и их обсуждение

Введем следующие качественные показатели, которые будут применяться для идентификации: тип коллектора (I) и стратиграфический фактор (II).

В рамках решения задачи по условию (I) рассмотрим результаты проведения дискриминантного анализа для двух мегагрупп объектов, которые представлены терригенными и карбонатными коллекторами соответственно (рисунок). Процент верно сгруппированных объектов в осях первых двух главных компонент составил более 90 %.

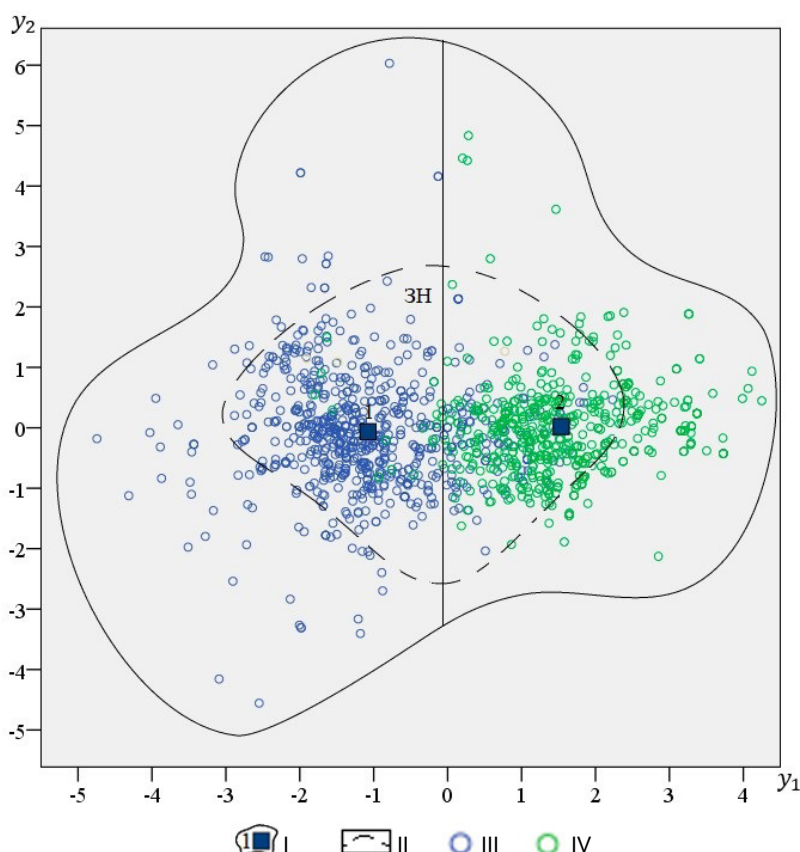
Уравнения канонических дискриминантных функций для решения задач разработки, а именно управления процессами нефтеизвлечения с использованием метода аналогий на залежах с различным типом коллектора, представлены в табл. 2 (1–2). Анализируя полученное распределение объектов в пределах выделенных мегагрупп по критерию «тип коллектора», заметим, что в интервалах изменения значений первой и второй канонических дискриминантных функций имеет место зона неопределенности, обусловленная сходством



Таблица 1. Параметры объекта исследования

Table 1. Parameters of the research object

Группа	Обозначение, расшифровка, единица измерения
1	$H_{зеп}$, глубина залегания пласта, м; $H_{общ}$, общая толщина пласта, м; $H_{эф}$, эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, м; $H_{п}$, средняя толщина нефтенасыщенных пропластков, м
2	m_e , коэффициент пористости, д. ед.; K_n , коэффициент нефтенасыщенности, д. ед.; $K_{прон}$, коэффициент проницаемости, мкм ² ; K_p , коэффициент песчаности, д. ед.
3	μ_n , вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с; ρ_n , плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³ ; ρ'_n , плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³ ; β , объемный коэффициент нефти
4	μ_e , вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с; ρ'_e , плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³ ; M , общая минерализации воды, г/л; $t_{пл}$, начальная пластовая температура, °C
5	K_p , коэффициент расчлененности; $P_{пл}$, начальное пластовое давление, МПа; $P_{нас}$, давление насыщения нефти газом, МПа; G , газосодержание пластовой нефти, м ³ /т



Распределение объектов в терригенных и карбонатных коллекторах в осях канонических дискриминантных функций:

I – центры и зоны группирования объектов, приуроченных к карбонатным (1) и терригенным (2) коллекторам; II – границы зоны неопределенности (3H); III–IV – объекты: III – карбонатный коллектор, IV – терригенный коллектор

Object distribution in terrigenous and carbonate reservoirs in the axes of canonical discriminant functions:

I – centroids and grouping zones of the objects associated with carbonate (1) and terrigenous (2) reservoirs; II – boundaries of the uncertainty zone (3H); III–IV – objects: III – carbonate reservoir, IV – terrigenous reservoir



параметров, которые используются для реализации процедуры идентификации объектов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

Для решения задачи по условию (II) воспользуемся результатами и выводами, полученными при использовании в виде качественного показателя «тип коллектора», что подразумевает раздельное проведение дифференциации и группирования объектов, приуроченных к терригенным и карбонатным коллекторам. По залежам в пределах терригенных коллекторов каменноугольной и девонской систем наблюдается довольно четкое разделение на две группы, при этом процент верно сгруппированных объектов составляет более 95 % в осях первых двух главных компонент. Уравнения канонических дискриминантных функций для решения задач разработки в пределах терригенных коллекторов,

приуроченных к девонской и каменноугольной системам, также отражены в табл. 2 (3–4). Как и в случае решения задачи (I), при группировании залежей по качественному критерию «стратиграфическая приуроченность» наблюдается зона неопределенности, что говорит о возможности тиражирования лучших практик одной системы в условиях другой [12].

Для залежей, приуроченных к карбонатным коллекторам, дискриминантный анализ произведем с учетом трех систем: пермской, каменноугольной и девонской. Процент верно сгруппированных объектов составляет более 85 %. Как и в предыдущих случаях, имеются зоны неопределенности в рамках следующих систем: девонская и каменноугольная, каменноугольная и пермская. Данный факт при комплексном анализе позволяет сказать о том, что объекты, приуроченные к различ-

Таблица 2. Уравнения канонических дискриминантных функций для решения задач разработки в зависимости от исходных условий

Table 2. Canonical discriminant function equations for solving development problems depending on initial conditions

Уравнение	Номер формулы
$y_1 = -0,0001H_{\text{зал}} - 0,0001H_{\text{общ}} + 0,014H_3 - 0,008H_{\text{II}} + 19,233m_r + 0,322K_{\text{H}} + 1,708K_{\text{прон}} + 1,164K_{\text{II}} - 0,076K_p + 0,013t_{\text{II}} + 0,040P_{\text{II}} + 0,011\mu_{\text{H}} - 13,034\rho_{\text{H}} + 2,834\rho_{\text{H}}' - 3,4\beta - 0,029P_{\text{нас}} - 0,004G + 0,286\mu_{\text{B}} + 6,667\rho_{\text{B}}' + 0,00002M - 0,448;$ $y_2 = 0,00004H_{\text{зал}} - 0,006H_{\text{общ}} - 0,034H_3 + 0,017H_{\text{II}} - 4,275m_r + 3,727K_{\text{H}} + 0,549K_{\text{прон}} - 0,470K_{\text{II}} + 0,069K_p + 0,059t_{\text{II}} - 0,093P_{\text{II}} + 0,023\mu_{\text{H}} + 13,595\rho_{\text{H}} + 0,069\rho_{\text{H}}' + 8,495\beta - 0,002P_{\text{нас}} - 0,002G + 1,247\mu_{\text{B}} - 4,074\rho_{\text{B}}' + 0,011M - 23,633.$	(1–2)
$y_1 = -0,087H_{\text{зал}} + 0,164H_{\text{общ}} + 7,131H_3 - 4,084H_{\text{ПРОП}} + 12,845m_r + 25,233K_{\text{H}} + 6,255K_{\text{прон}} + 40,227K_{\text{II}} - 2,527K_p - 2,914t_{\text{II}} - 1,699P_{\text{II}} - 3,078\mu_{\text{H}} + 3949,975\rho_{\text{H}} + 5666,812\rho_{\text{H}}' + 4402,744\beta + 0,617P_{\text{нас}} - 2,087G - 61,760\mu_{\text{B}} + 7038,713\rho_{\text{B}}' - 0,281M - 10508,424;$ $y_2 = -0,088H_{\text{зал}} + 0,144H_{\text{общ}} + 7,068H_3 - 3,517H_{\text{ПРОП}} + 26,758m_r + 21,803K_{\text{H}} + 7,011K_{\text{прон}} + 39,709K_{\text{II}} - 2,641K_p - 3,205t_{\text{II}} - 2,326P_{\text{II}} - 3,101\mu_{\text{H}} + 3948,875\rho_{\text{H}} + 5692,390\rho_{\text{H}}' + 4428,074\beta + 0,392P_{\text{нас}} - 2,162G - 59,105\mu_{\text{B}} + 6954,378\rho_{\text{B}}' - 0,275M - 10438,054.$	(3–4)
$y_1 = -0,003H_{\text{зал}} + 0,011H_{\text{общ}} - 0,011H_3 + 0,029H_{\text{II}} + 4,886m_r + 1,498K_{\text{H}} + 0,449K_{\text{прон}} + 0,379K_{\text{II}} + 0,024K_p + 0,019t_{\text{II}} - 0,019P_{\text{II}} + 0,016\mu_{\text{H}} - 15,731\rho_{\text{H}} + 6,302\rho_{\text{H}}' + 6,332\beta - 0,129P_{\text{нас}} + 0,018G - 1,460\mu_{\text{B}} - 1,249\rho_{\text{B}}' + 0,002M + 5,199;$ $y_2 = 0,001H_{\text{зал}} + 0,011H_{\text{общ}} - 0,018H_3 - 0,005H_{\text{II}} - 16,632m_r + 8,251K_{\text{H}} + 5,583K_{\text{прон}} - 1,740K_{\text{II}} - 0,068K_p + 0,036t_{\text{II}} - 0,092P_{\text{II}} - 0,001\mu_{\text{H}} + 2,597\rho_{\text{H}} + 11,298\rho_{\text{H}}' - 2,173\beta + 0,030P_{\text{нас}} + 0,006G - 0,983\mu_{\text{B}} + 4,182\rho_{\text{B}}' + 0,002M - 19,281.$	(5–6)



ным стратиграфическим системам, имеют между собой сходства. Это можно без труда заметить, например, при рассмотрении объектов турнейского и фаменского ярусов, между которыми прослеживается схожесть в определенных геолого-физических свойствах и параметрах систем. Уравнения канонических дискриминантных функций для решения задач разработки залежей карбонатных коллекторов, приуроченных к девонской, каменноугольной и пермской системам, представлены в табл. 2 (5–6).

Полученные геолого-статистические модели, представленные в табл. 2, позволили выявить следующее:

- при проведении процедуры идентификации на качественном уровне с использованием критериев «тип коллектора» и «стратиграфическая приуроченность» образуется зона неопределенности, что накладывает ряд трудностей при дальнейшем их использовании в рамках поиска объектов-аналогов и применения методов распознавания образов;

- зона неопределенности, образуемая при решении задачи (I), формируется за счет высокой корреляции используемых параметров;

- зона неопределенности, образуемая при решении задачи (II), формируется за счет наличия в стратиграфических единицах схожих по различным внутренним и внешним критериям объектов.

Из вышеуказанных аспектов следует, что учет зоны неопределенности при выборе геолого-статистической модели для дальнейших исследований является ключевым аспектом получения точных результатов интерпретации и принятия ряда эффективных управленческих решений. Для этого требуется уточнение полученных результатов с использованием известных методов и алгоритмов. Одним из наиболее часто применяемых подходов к решению поставленной задачи является проведение ранжирования определенного объема информации на основе заданного критерия [13–16].

С учетом особенностей и специфики отрасли, в рамках которой проводятся исследования, для уточнения результатов решения задач разработки залежей Волго-Уральской нефтегазоносной провинции используем методы ранжирования на основе теории нечетких множеств [17]. Для этого представим выделенные

в группах параметры в виде трапецевидного нечеткого числа с учетом следующих условий:

- в качестве значений трапецевидного числа будем использовать коэффициенты регрессионных моделей 1–6, полученных после проведения дискриминантного анализа;

- порядок параметров в трапецевидном нечетком числе каждой из групп будет базироваться на критерии возрастания для учета знака коэффициента в регрессионных моделях.

Для успешного и объективного ранжирования геолого-статистических моделей будут использоваться три известных метода: Чью – Парка, Чанга, Кауфмана – Гупты. Рассмотрим каждый из них и запишем формулы для вычисления характеристик, позволяющих провести упорядочивание [18, 19]².

В методе Чью–Парка, помимо вычислительных операций с трапецевидными числами, используется также и фиксированный параметр w , который для решения основных задач принимается равным единице. В рамках задач разработки месторождений в качестве данного параметра будет использоваться свободный член регрессионных моделей 1–6. Формула для расчета комплексной величины X выглядит следующим образом:

$$X(i) = \frac{x_{i1} + x_{i2} + x_{i3} + x_{i4}}{4} + w_i \frac{x_{i2} + x_{i3}}{2}, \quad (7)$$

где $X(i)$ – величина, характеризующая ранг i -ой модели; $x_{i1}, x_{i2}, x_{i3}, x_{i4}$ – значение трапецевидного числа для каждой из моделей; w_i – свободный член i -ой регрессионной модели.

Формирование рейтинга происходит исходя из возрастания значения $X(i)$.

Для метода Чанга в качестве сравниваемой величины выступает значение Y , рассчитанное по формуле

$$Y(i) = \frac{y_{i3}^2 + y_{i3}y_{i4} + y_{i4}^2 - y_{i1}^2 - y_{i1}y_{i2} - y_{i2}^2}{6}, \quad (8)$$

где $Y(i)$ – величина, характеризующая ранг i -ой модели; $y_{i1}, y_{i2}, y_{i3}, y_{i4}$ – значение трапецевидного числа для каждой из моделей.

Формирование рейтинга производится в порядке возрастания величины $Y(i)$.

При использовании метода Кауфмана – Гупты вычисляются значения следующей системы:

² Андерсон Д.А. Дискретная математика и комбинаторика / пер. с англ. М.: Вильямс, 2004. 960 с.



Таблица 3. Результаты ранжирования средних значений параметров для геолого-статистических моделей по методам Чью – Парка, Чанга, Кауфмана – Гупты
Table 3. Results of parameter average values ranking for geological and statistical models according to Chiu – Park, Chang, Kaufman – Gupta methods

Номер моделей i и i'	Среднее отклонение по модели i , %	Среднее отклонение по модели i' , %	Среднее отклонение по моделям i и i' , %	Отношение значений ранговых уникальностей $V_i/V_{i'}$ ед.	Итоговое значение ранговой уникальности для моделей i и i'
1 и 2	12,4	6,4	10,99	1/4	1 и 3
3 и 4	9,8	14,9	12,4	6/2	5 и 4
5 и 6	16,4	3,69	14,5	3/5	2 и 6

$$\begin{cases} kg_1(Z(i)) = \frac{z_{i1} + 2z_{i2} + 2z_{i3} + z_{i4}}{6} \\ kg_2(Z(i)) = \frac{z_{i3} + z_{i4}}{2} \\ kg_3(Z(i)) = z_{i4} - z_{i1} \end{cases}, \quad (9)$$

где $Z(i)$ – величина, характеризующая ранг i -ой модели; $z_{i1}, z_{i2}, z_{i3}, z_{i4}$ – значение трапецевидного числа для каждой из моделей.

Формирование рейтинга происходит путем сравнения величин $kg_1(Z(i)) - kg_3(Z(i))$ между собой. С учетом формул (7–9) и табл. 2 произведем ранжирование геолого-статистических моделей (1–6), в рамках которого вычислим среднее значение отклонения по трем методам и определим ранговую уникальность V_i той или иной модели по отдельности и в совокупности. Последнее представляет собой значение наивысшего ранга, полученное в ходе расчетов. Результаты представлены в табл. 3.

Заключение

Представленные результаты подтверждают мнение о том, что зона неопределенности оказывает влияние на точность расчетов с использованием полученных геолого-статистических моделей. Для снижения рисков принятия ошибочных управленческих решений и получения непредставительных результатов рекомендуется:

– при использовании модели (1) уточнять значения группы параметров 4 в силу того, что они вносят больший вклад (до 45 %) в процент формирования несоответствий между значениями рейтингов;

– при использовании модели (2) опираться на скорректированные данные, полученные в ходе расчетов по модели (1) и на основе их сопоставления между собой давать объективную оценку полученным результатам;

– при использовании модели (4) важно уточнять значения группы параметров 3 и 4 в силу того, что они вносят больший вклад (до 67 %) в процент формирования уровня неопределенности между значениями рейтингов;

– при использовании модели (3) необходимо опираться на скорректированные данные, полученные в ходе расчетов по модели (4) и на основе их сопоставления между собой давать объективную оценку полученным результатам;

– при использовании модели (5) важно уточнять значения группы параметров 2 и 3 в силу того, что они вносят больший вклад (до 54 %) в процент формирования уровня неопределенности между значениями рейтингов;

– при использовании модели (6) необходимо опираться на скорректированные данные, полученные в ходе расчетов по модели (5) и на основе их сопоставления между собой давать объективную оценку полученным результатам.

Указанные рекомендации позволят существенно повысить качество реализации геолого-статистического моделирования как в рамках поиска объекта-аналогов с использованием методов распознавания образов, так и тиражирования лучших практик разработки залежей, относящихся к выделенным в ходе дискриминантного анализ группам [20, 21].



Список источников

1. Yakupov R.F., Mukhametshin V.V., Kuleshova L.S., Mingulov I.Sh. Developing an algorithm for solving a material balance equation in the context of information // Journal of Physics: Conference Series. 2021. Vol. 2032. P. 012053. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/2032/1/012053>.
2. Хасанов М.М., Мухамедшин Р.К., Хатмуллин И.Ф. Компьютерные технологии решения многокритериальных задач мониторинга разработки нефтяных месторождений // Вестник инженерингового центра ЮКОС. 2001. № 2. С. 26–29.
3. Мухаметшин В.В. Повышение эффективности управления объектами добычи нефти с использованием метода аналогий // SOCAR Proceedings. 2020. № 4. С. 42–50. <https://doi.org/10.5510/OGP20200400464>. EDN: LYTMHI.
4. Хатмуллин И.Ф., Хатмуллина Е.И., Хамитов А.Т., Гималетдинов Р.А., Мезиков С.Е. Идентификация слабо разработанных зон на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами // Нефтяное хозяйство. 2015. № 1. С. 74–79. EDN: TIJUET.
5. Mukhametshin V.Sh., Andreev V.E., Yaskin S.A. Designing measures to increase oil recovery based on the identification and grouping of deposits // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2020. Vol. 579. P. 012013. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/579/1/012013>.
6. Кулешова Л.С., Мухаметшин В.Ш. Поиск и обоснование применения инновационных методов добычи углеводородов в осложненных условиях // SOCAR Proceedings. 2022. № 1. С. 71–79. <https://doi.org/10.5510/OGP-2022SI100647>.
7. Krakowska P., Puskarczyk E., Jędrychowski M., Habrat M., Madejski P., Dohnalik M. Innovative characterization of tight sandstones from Paleozoic basins in Poland using X-ray computed tomography supported by nuclear magnetic resonance and mercury porosimetry // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2018. Vol. 166. P. 389–405. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.03.052>.
8. Mukhametshin V.Sh. Calculation and forecast of current and final oil recovery from wells during depletion // Journal of Physics: Conference Series. 2021. Vol. 2032. P. 012047. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/2032/1/012047>.
9. Закревский К.Е., Попов В.Л., Лепилин А.Е., Рыжиков Е.А. Геологические и технологические особенности создания гибких типовых шаблонов геологического моделирования // Нефтяное хозяйство. 2020. № 11. С. 38–43. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-11-38-43>. EDN: XLGAQA.
10. Нагульнов М.В., Растегаева Е.В., Зулькарниев Р.З., Асмандияров Р.Н. Факторный анализ успешности геолого-технических мероприятий как инструмент повышения качества геолого-гидродинамических моделей // ПРО-НЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2019. № 1. С. 34–38.
11. Mukhametshin V.V., Kuleshova L.S. The role and significance of the stratigraphic factor in the identification of oil fields // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2021. Vol. 867. P. 012015. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/867/1/012015>.
12. Грищенко В.А., Асылгареев И.Н., Бахтизин Р.Н., Мухаметшин В.В., Якупов Р.Ф. Методический подход к мониторингу эффективности использования ресурсной базы при разработке нефтяных месторождений // SOCAR Proceedings. 2021. № 2. С. 229–237. <https://doi.org/10.5510/OGP2021SI200604>.
13. Дмитриевский А.Н. Ресурсно-инновационная стратегия развития экономики России // Нефтяное хозяйство. 2017. № 5. С. 6–7. EDN: YNWVTF.
14. Еремин Н.А., Королёв М.А., Степанян А.А., Столяров В.Е. Особенности цифровой трансформации активов при реализации инвестиционных нефтегазовых проектов // Газовая промышленность. 2019. № 4. С. 108–119. EDN: ISLUFM.
15. Mukhametshin V.Sh. Rationale for the production of hard-to-recover deposits in carbonate reservoirs // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2020. Vol. 579. P. 012012. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/579/1/012012>.
16. Орлова И.О., Захарченко Е.И., Скиба Н.К., Захарченко Ю.И. Методический подход к классификации месторождений и поиску месторождений-аналогов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2014. № 12. С. 16–18. EDN: TCBTLR.
17. Mukhametshin V.Sh., Tyncherov K.T., Rakhimov N.R. Geological and statistical modeling of oil recovery of carbonate formations // Journal of Physics: Conference Series. 2021. Vol. 1753. P. 012080. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1753/1/012080>.
18. Tavana M., Soltanifar M., Santos-Arteaga F.J. Analytical hierarchy process: revolution and evolution // Annals of Operations Research. 2023. Vol. 326. Iss. 2. P. 879–907. <https://doi.org/10.1007/s10479-021-04432-2>.
19. Заде Л., Беллман Р. Принятие решений в расплывчатых условиях. М.: Мир, 1976. 142 с.
20. Заде Л. Понятие лингвистической переменной и его применение к принятию приближенных решений. М.: Мир, 1976. 168 с.
21. Мирзаджанзаде А.Х., Степанова Г.С. Математическая теория эксперимента в добыче нефти и газа. М.: Недра, 1977. 229 с.

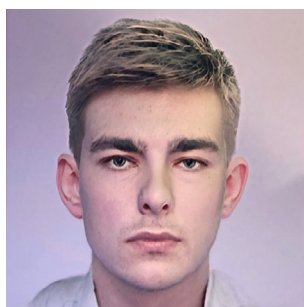


References

1. Yakupov R.F., Mukhametshin V.V., Kuleshova L.S., Mingulov I.Sh. Developing an algorithm for solving a material balance equation in the context of information. *Journal of Physics: Conference Series*. 2021;2032:012053. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/2032/1/012053>.
2. Khasanov M.M., Mukhametshin R.K., Khatmullin I.F. Computer technologies for solving multi-criteria monitoring problems of oil field development. *Vestnik inzhiniringovogo tsentra YUKOS*. 2001;2:26-29. (In Russ.).
3. Mukhametshin V.V. Oil production facilities management improving using the analogy method. *SOCAR Proceedings*. 2020;4:42-50. (In Russ.). <https://doi.org/10.5510/OGP20200400464>. EDN: LYTMHI.
4. Khatmullin I.F., Khatmullina E.I., Khamitov A.T., Gimaletdinov R.A., Mezikov S.E. Identification of zones with poor displacement in fields with hard-to-recover reserves. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil industry*. 2015;1:74-79. (In Russ.). EDN: TIJUET.
5. Mukhametshin V.Sh., Andreev V.E., Yaskin S.A. Designing measures to increase oil recovery based on the identification and grouping of deposits. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. 2020;579:012013. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/579/1/012013>.
6. Kuleshova L.S., Mukhametshin V.Sh. Research and justification of innovative techniques employment for hydrocarbons production in difficult conditions. *SOCAR Proceedings*. 2022;1:71-79. (In Russ.). <https://doi.org/10.5510/OGP-2022SI100647>.
7. Krakowska P., Puskarczyk E., Jędrychowski M., Habrat M., Madejski P., Dohnalik M. Innovative characterization of tight sandstones from Paleozoic basins in Poland using X-ray computed tomography supported by nuclear magnetic resonance and mercury porosimetry. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2018;166:389-405. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.03.052>.
8. Mukhametshin V.Sh. Calculation and forecast of current and final oil recovery from wells during depletion. *Journal of Physics: Conference Series*. 2021;2032:012047. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/2032/1/012047>.
9. Zakrevskiy K.E., Popov V.L., Lepilin A.E., Ryzhikov E.A. Geological and technological features of creating flexible typical templates for geological modeling. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil industry*. 2020;11:38-43. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-11-38-43>. EDN: XLGAQA.
10. Naugolnov M.V., Rastegaeva E.V., Zulkarniev R.Z., Asmandiyarov R.N. Factor analysis of the success of well interventions as a tool for improving the quality of geological and simulation models. *PRONEFT. Professional'no o nefti = PROneft. Professionally about Oil*. 2019;1:34-38. (In Russ.).
11. Mukhametshin V.V., Kuleshova L.S. The role and significance of the stratigraphic factor in the identification of oil fields. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. 2021;867:012015. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/867/1/012015>.
12. Grishchenko V.A., Asylgareev I.N., Bakhtizin R.N., Mukhametshin V.V., Yakupov R.F. Methodological approach to the resource base efficiency monitoring in oil fields development. *SOCAR Proceedings*. 2021;2:229-237. (In Russ.). <https://doi.org/10.5510/OGP2021SI200604>.
13. Dmitrievsky A.N. Resource-innovative strategy for the development of the Russian economy. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil industry*. 2017;5:6-7. (In Russ.). EDN: YNWVTF.
14. Eremin N.A., Korolev M.A., Stepanyan A.A., Stolyarov V.E. Features of digital transformation of assets when realizing investment oil and gas projects. *Gazovaya promyshlennost' = Gas industry*. 2019;4:108-119. (In Russ.). EDN: ISLUFM.
15. Mukhametshin V.Sh. Rationale for the production of hard-to-recover deposits in carbonate reservoirs. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. 2020;579:012012. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/579/1/012012>.
16. Orlova I.O., Zakharchenko E.I., Skiba N.K., Zakharchenko Yu.I. Methodical approach to fields classification and fields-analogues prospecting. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftnykh i gazovykh mestorozhdenii = Geology, geophysics and development of oil and gas fields*. 2014;12:16-18. (In Russ.). EDN: TCBTLR.
17. Mukhametshin V.Sh., Tyncherov K.T., Rakhimov N.R. Geological and statistical modeling of oil recovery of carbonate formations. *Journal of Physics: Conference Series*. 2021;1753:012080. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1753/1/012080>.
18. Tavana M., Soltanifar M., Santos-Arteaga F.J. Analytical hierarchy process: revolution and evolution. *Annals of Operations Research*. 2023;326(2):879-907. <https://doi.org/10.1007/s10479-021-04432-2>.
19. Zadeh L., Bellman R. *Making decisions in fuzzy conditions*. Moscow: Mir; 1976, 142 p. (In Russ.).
20. Zadeh L. *The concept of linguistic variable and its application to approximate decision making*. Moscow: Mir; 1976, 168 p. (In Russ.).
21. Mirzajanzade A.H., Stepanova G.S. *Mathematical theory of experiment in oil and gas mining*. Moscow: Nedra; 1977. 229 p. (In Russ.).



Информация об авторах / Information about the authors



Гилязетдинов Руслан Альбертович,
научный сотрудник кафедры разведки и разработки
нефтяных и газовых месторождений,
Институт нефти и газа Уфимского государственного нефтяного
технического университета – филиал в г. Октябрьском,
г. Октябрьский, Россия,
✉ gilyazetdinov_2023@mail.ru
<https://orcid.org/0009-0002-1931-7035>
Ruslan A. Gilyazetdinov,
Researcher of the Department of Oil and Gas Field
Exploration and Development,
Institute of Oil and Gas of the Ufa State Petroleum
Technological University, Oktyabrsky Branch,
Oktyabrsky, Russia,
✉ gilyazetdinov_2023@mail.ru
<https://orcid.org/0009-0002-1931-7035>



Кулешова Любовь Сергеевна,
кандидат технических наук,
доцент кафедры разведки и разработки
нефтяных и газовых месторождений,
заместитель директора по учебной работе,
Институт нефти и газа Уфимского государственного нефтяного
технического университета – филиал в г. Октябрьском,
г. Октябрьский, Россия,
✉ markl212@mail.ru
<https://orcid.org/0000-0003-2975-3666>
Lyubov S. Kuleshova,
Cand. Sci. (Eng.),
Associate Professor of the Department of Oil and Gas Field
Exploration and Development,
Deputy Director for Academic Work,
Institute of Oil and Gas of the Ufa State Petroleum
Technological University, Oktyabrsky Branch,
Oktyabrsky, Russia,
✉ markl212@mail.ru
<https://orcid.org/0000-0003-2975-3666>



Мухаметшин Вячеслав Вячеславович,
доктор технических наук,
профессор кафедры геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений,
Уфимский государственный нефтяной технический университет,
г. Уфа, Россия,
✉ vv@of.ugntu.ru
<https://orcid.org/0000-0003-3283-1047>
Vyacheslav V. Mukhametshin,
Dr. Sci. (Eng.),
Professor of the Department of Oil and Gas Field Geology and Exploration,
Ufa State Petroleum Technological University,
Ufa, Russia,
✉ vv@of.ugntu.ru



Якупов Рустем Фазылович,
кандидат технических наук,
доцент кафедры разведки и разработки
нефтяных и газовых месторождений,
Институт нефти и газа Уфимского государственного нефтяного
технического университета – филиал в г. Октябрьском,
г. Октябрьский, Россия,
✉ rustem_geolog@mail.ru
<https://orcid.org/0000-0001-8666-7460>

**Rustem F. Yakupov,**

Cand. Sci. (Eng.),

Associate Professor of the Department of Oil and Gas Field

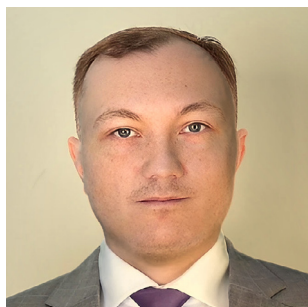
Exploration and Development,

Institute of Oil and Gas of the Ufa State Petroleum

Technological University, Oktyabrsky Branch,

Oktyabrsky, Russia,

rustem_geolog@mail.ru

<https://orcid.org/0000-0001-8666-7460>**Грищенко Вадим Александрович,**

кандидат технических наук,

преподаватель кафедры разведки и разработки

нефтяных и газовых месторождений,

Институт нефти и газа Уфимского государственного нефтяного

технического университета – филиал в г. Октябрьском,

г. Октябрьский, Россия,

GrishchenkoVA@bnipti.rosneft.ru

<https://orcid.org/0009-0008-4998-676X>**Vadim A. Grishchenko,**

Cand. Sci. (Eng.),

Lecturer of the Department of Oil and Gas Field

Exploration and Development,

Institute of Oil and Gas of the Ufa State Petroleum

Technological University, Oktyabrsky Branch,

Oktyabrsky, Russia,

GrishchenkoVA@bnipti.rosneft.ru

<https://orcid.org/0009-0008-4998-676X>**Вклад авторов / Contribution of the authors**

Все авторы сделали эквивалентный вклад в подготовку публикации.

The authors contributed equally to this article.

Конфликт интересов / Conflict of interests

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

The authors declare no conflicts of interests.

*Все авторы прочитали и одобрили окончательный вариант рукописи.**The final manuscript has been read and approved by all the co-authors.***Информация о статье / Information about the article**

Статья поступила в редакцию 12.09.2023; одобрена после рецензирования 04.10.2023; принята к публикации 20.11.2023.

The article was submitted 12.09.2023; approved after reviewing 04.10.2023; accepted for publication 20.11.2023.