

УДК 622.276

DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4399

Шифр специальности ВАК: 1.6.11

Совершенствование подбора объектов-аналогов месторождений нефти и газа в проектировании систем разработки углеводородного сырья

А.В. Карсаков^{1✉}, П.Н. Зятиков², К.В. Синебрюхов³, И.В. Шарф¹

¹ *Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск*

² *Национальный исследовательский Томский государственный университет, Россия, г. Томск*

³ *АО «ТомскНИПИнефть», Россия, г. Томск*

✉ Avk163@tpu.ru

Аннотация. *Актуальность* исследования обусловлена введением в эксплуатацию большого количества новых месторождений с ограниченным количеством исходных геолого-физических данных. Для восполнения недостающих данных осуществляется подбор месторождений-аналогов, от корректного выбора которых будет зависеть выбранная система разработки. Но по сложившейся практике выбор аналогов осуществляется лишь экспертным методом, основываясь на поиске территориально ближайших разрабатываемых объектов. От выбранных аналогов зависит эффективность утверждаемой стратегии разработки, что в свою очередь позволит минимизировать риски недропользователей при эксплуатации активов. **Цель:** разработка алгоритма, позволяющего количественно определить наилучший объект-аналог проектируемого месторождения с учётом верификации подобранных аналогов. **Методы:** оценка и анализ необходимых данных для определения степени сходства объектов разработки с помощью методов математической статистики и машинного обучения. **Результаты.** Авторами описана проблематика при подборе месторождений-аналогов и существующие подходы к её решению. Проведены исследования в области возможности применения накопленного опыта при проектировании новых активов. Представлен алгоритм подбора аналогов, основанный на качественной оценке геологических параметров и количественной оценке степени сходства геолого-физических характеристик объекта разработки. Полученные результаты показывают, что метод позволяет оперативно находить аналоги из массивных баз данных, а также имеет высокую степень корреляции с вариантами месторождений, согласованных государственной экспертизой по разработке месторождений углеводородного сырья. Предложен способ применения метода аналогий для прогнозирования отсутствующих данных. Результатом опробования стал высокий процент сходства значения, полученного расчётным путём, геолого-физического параметра с итогами лабораторных исследований. Оценены перспективы развития алгоритма и метода аналогий в нефтегазовой отрасли.

Ключевые слова: месторождения-аналоги, разработка месторождений, обоснование систем разработки, машинное обучение, верификация аналогов

Для цитирования: Совершенствование подбора объектов-аналогов месторождений нефти и газа в проектировании систем разработки углеводородного сырья / А.В. Карсаков, П.Н. Зятиков, К.В. Синебрюхов, И.В. Шарф // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 1. – С. 80–97. DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4399

UDC 622.276

DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4399

Improving the selection of object-analogues of oil and gas fields in designing reservoir engineering

A.V. Karsakov^{1✉}, P.N. Zyatikov², K.V. Sinebriukhov³, I.V. Sharf¹

¹ National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation

² National Research Tomsk State University, Tomsk, Russian Federation

³ JSC «TomskNIPIneft», Tomsk, Russian Federation

✉ avk163@tpu.ru

Abstract. Relevance. The commissioning of a large number of new fields with limited amount of initial geological and physical data. To fill in the missing data, the selection of object-analogs is carried out. The selected development system will depend on the correct choice of object-analogs. But according to the established practice, the choice of analogues is carried out only by the expert method, based on the search for the geographically closest objects being developed. The effectiveness of the chosen development strategy depends on the selected analogues, which in their turn will minimize the risks of oil companies during the operation of assets. **Aim.** Development of an algorithm for qualitative selection of the best object-analogue of the project field, taking into account the verification of the selected analogues. **Methods.** Evaluation and analysis of the necessary data to define the degree of similarity of reservoir development by the methods of mathematical statistics and machine learning. **Results.** The authors describe the problem in the selection of object-analogues and the existing approaches to its solution. The paper introduces the prospects and possibilities of applying the accumulated experience in the developing of new assets and provides an algorithm for the selection of analogues based on a qualitative assessment of geological parameters and quantitative assessment of the degree of similarity of geological and physical characteristics of the object. The results obtained show that the method allows you to quickly find analogues from massive databases, and has a high degree of correlation with the variants of deposits agreed upon by the state expertise for the development of hydrocarbon fields. The authors proposed a way of applying the analogy method to predict the missing data.

Keywords: object-analogue, reservoir engineering, justification of development systems, machine learning, verification of analogues

For citation: Karsakov A.V., Zyatikov P.N., Sinebriukhov K.V., Sharf I.V. Improving the selection of object-analogues of oil and gas fields in designing reservoir engineering. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2025, vol. 336, no. 1, pp. 80–97. DOI: 10.18799/24131830/2025/1/4399

Введение

Перспективы развития нефтегазовой отрасли связаны не только с разработкой остаточных трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья (УВ) высоко выработанных месторождений, но и с разработкой новых месторождений со сложными геолого-промысловыми характеристиками, эффект неопределенности которых усиливает производственные и инвестиционные риски [1–3]. Как следствие, востребованы методики, позволяющие принимать технологические решения в части вариантов разработки продуктивных пластов, в том числе основанные на методе аналогий. При этом методические подходы требуют совершенствования в силу разнообразия факторов геологической неопределенности и рисков [4–7].

В период старта пробной эксплуатации нового месторождения жидких углеводородов недропользователи сталкиваются с отсутствием полноценной

информации об объекте разработки. Достоверные знания о месторождении всегда пополняются постепенно в ходе разработки, тогда как основные проектные решения закладываются в самом начале [8–12]. Недостаток данных восполняется за счёт информации с объектов-аналогов [13–15], подбор которых осуществляется экспертной оценкой, вследствие чего не может оказаться гарантированно лучшим [16, 17].

В мировой практике широко используется система Digital Analogs Knowledge System (DAKS), в базе которой содержатся геолого-промысловые характеристики 800 месторождений УВ из различных регионов мира. В проекте применена реляционная база данных, работающая в реальном времени с исходными данными, в которые входят геолого-физические параметры объектов, данные сейсморазведки, физико-химические свойства флюидов, геолого-технологические модели и прогнозные уровни

добычи. Путем сравнения этих параметров выявляются содержательные физические зависимости, по которым определяется взаимное соответствие объектов и оценивается возможность преемственности систем разработки [18]. Применение DAKS ограничено в силу специфики геологической истории нефтегазоносных провинций каждого региона, а также вследствие геополитических обстоятельств.

В отечественной практике существуют системы нефтегазовых компаний, аккумулирующие данные по разрабатываемым месторождениям на их лицензионных участках. В частности, исследователи [19] предлагают метод, который базируется на построении дендограммы на основе кластеризации объектов по геолого-физическим и физико-химическим свойствам с последующим определением «меры сходства» объектов. Другими исследователями [20] предполагается сначала ранжирование объектов-аналогов по качественным геолого-физическим параметрам, которые далее исследуются на схожесть по количественным значениям показателей.

Вместе с тем применение данных систем ограничено по причине узкого охвата месторождений и, следовательно, объектов-аналогов. Кроме того, несмотря на регулярное применение метода аналогий при создании проектов по разработке месторождений, фактор субъективизма, основанный на априорных знаниях и накопленном опыте эксперта, значителен, что требует совершенствования методиче-

ских подходов в части его формализации с целью верификации количественной и качественной оценки степени сходства и последующей возможной экстраполяции знаний на новые объекты разработки, что и определило цель научного исследования.

Материалы и методы

Обработка геологических данных множества месторождений с различными характеристиками позволила предложить авторскую методику, состоящую из следующих этапов.

1. Фильтрация месторождений по качественным критериям в последовательности: «Тип породы продуктивного пласта→Геологический возраст пород продуктивного пласта→Тип залежи→Тип коллектора→Тип объекта по фазовому состоянию» (рисунок).

Данная последовательность предложена исходя из необходимости перехода от значимых качественных критериев, зависящих от генеза горных пород, к более узким критериям, от которых зависят системы разработки месторождений. При этом в качестве объектов-аналогов могут выступать месторождения, залежи или продуктивные горизонты.

2. Формирование количественных параметров для оценки степени сходства объектов разработки (табл. 1).

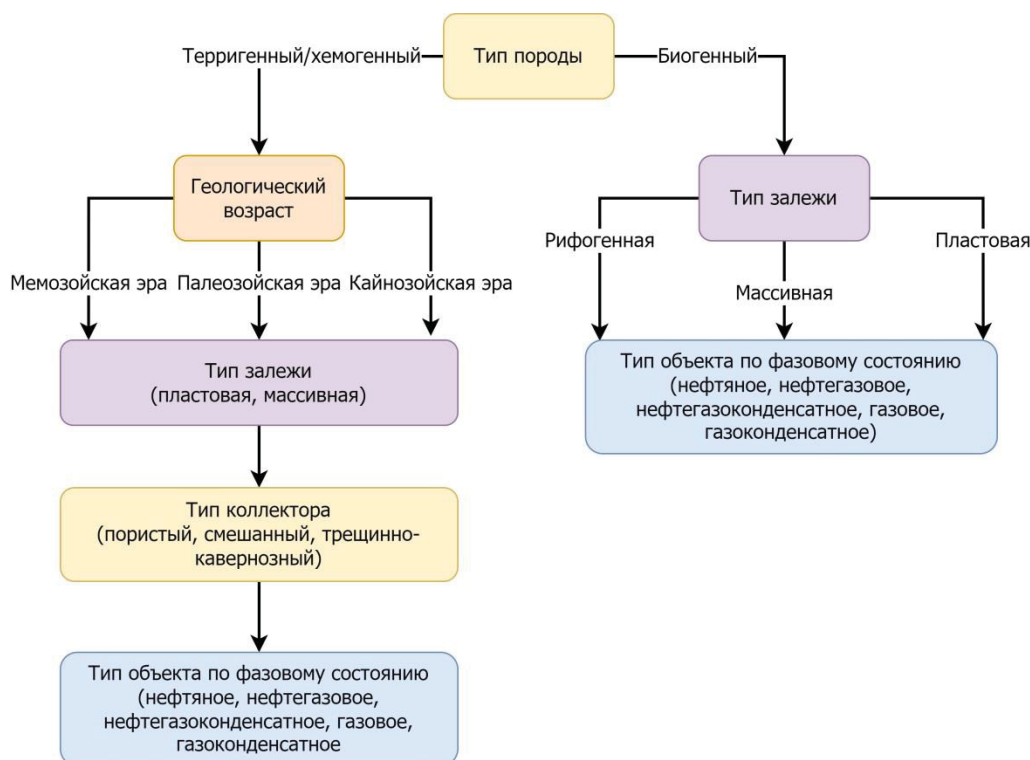


Рисунок. Дерево качественных критериев
Figure. Three of qualitative criteria

Таблица 1. Количественные параметры пластов

Table 1. Quantitative parameters of reservoirs

Количественный параметр Quantitative parameter	Тип объекта Reservoir type	Нефтяной Oil	Нефтегазовый Oil and gas	Нефтегазокон- денсатный Oil and gas condensate	Газоконденсатный Gas condensate	Газовый Gas
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м Average effective oil-saturated thickness, m		+	+	+	–	–
Коэффициент пористости, доли ед. Porosity coefficient, units		+	+	+	+	+
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед. Saturation coefficient, units		+	+	+	–	–
Проницаемость, мкм ² Permeability, units		+	+	+	+	+
Коэффициент песчанистости, доли ед. Sandiness coefficient, units		+	+	+	+	+
Коэффициент расчленённости, доли ед. Fragmentation coefficient, units		+	+	+	+	+
Начальная пластовая температура, °C Initial reservoir temperature, °C		+	+	+	+	+
Начальное пластовое давление, МПа Initial reservoir pressure, MPa		+	+	+	+	+
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с Oil viscosity in reservoir conditions, mPa*s		+	+	+	–	–
Плотность нефти в пластовых условиях, (кг/м ³)*10 ^{–3} Oil density in reservoir conditions, (kg/m ³)*10 ^{–3}		+	+	+	–	–
Содержание серы в нефти, % Sulfur content in oil, %		+	+	+	–	–
Содержание парафина в нефти, % Paraffin content in oil, %		+	+	+	–	–
Давление насыщения нефти газом, МПа Bubble point pressure, MPa		+	+	+	–	–
Газосодержание, м ³ /т Gas content, m ³ /t		+	+	+	–	–
Коэффициент вытеснения нефти водой, доли ед. Oil displacement coefficient, units		+	+	+	–	–
Средняя эффективная газонасыщенная толщина, м Average effective gas-saturated thickness, m		–	+	+	+	+
Коэффициент газонасыщенности пласта, доли ед. Gas saturation coefficient, units		–	+	+	+	+
Давление начала конденсации, МПа Condensation start pressure, MPa		–	+	+	+	+
Вязкость газа в пластовых условиях, мПа*с Gas viscosity in reservoir conditions, mPa*s		–	+	+	+	+
Плотность газа в пластовых условиях, кг/м ³ Gas density in reservoir conditions, kg/m ³		–	+	+	+	+
Коэффициент вытеснения нефти газом, доли ед. Coefficient of oil displacement by gas, units		–	+	+	–	–
Плотность конденсата в стандартных условиях, (кг/м ³)*10 ^{–3} Condensate density under standard conditions, (kg/m ³)*10 ^{–3}		–	–	+	+	–
Вязкость конденсата в стандартных условиях, мПа*с Condensate viscosity under standard conditions, mPa*s		–	–	+	+	–
Потенциальное содержание стабильного конденсата в пластовом газе (C5+), г/м ³ Potential content of stable condensate in the formation gas (C5+), g/m ³		–	–	+	+	–

3. Оценка степени сходства количественных параметров объектов разработки с учётом граничных значений диапазона изменения параметра по каждому объекту путём сравнения количественных значений для объектов по формуле (1).

$$R = 1 - \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \left| w_i \frac{x_{Ai} - x_{ci}}{x_{ci}} \right|, \quad (1)$$

где R – степень сходства объектов; N – количество параметров; x_{Ai} – количественный параметр потенциального аналога; x_{ci} – количественный параметр целевого объекта; w_i – вес параметра.

4. Организация алгоритма определения веса геолого-физического и физико-химических параметров исследуемого объекта разработки с точки зрения влияния на технологические решения

посредством построения линейной регрессии, в основе которой лежит уравнение Дюпюи (2), описывающее приток жидкости к скважине, вязкость (3), обводненность (4) и фазовые проницаемости по воде (5) и нефти (6). Решение системы с использованием диапазонов значений количественных параметров позволит проранжировать параметры и определить степень их влияния на конечную величину.

$$Q = \frac{2\pi kh}{\mu} \cdot \frac{\Delta p}{\ln \frac{R_n}{R_c}}, \quad (2)$$

$$\mu = \frac{\mu_w \mu_o}{k_{rw}(S_w) \mu_o + k_{ro}(S_w) \mu_w}, \quad (3)$$

$$f_w = \frac{100}{1 + \frac{k_{ro} \mu_w B_w}{k_{rw} \mu_o B_o}}, \quad (4)$$

$$k_{rw} = F_w \cdot \left(\frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{or} - S_{wc}} \right)^n, \quad (5)$$

$$k_{ro} = F_o \cdot \left(1 - \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{or} - S_{wc}} \right)^m, \quad (6)$$

где Q – Дебит условной скважины; μ – вязкость флюида в пластовых условиях; μ_o – вязкость флюида в пластовых условиях; μ_w – вязкость флюида в пластовых условиях; k – коэффициент проницаемости; h – мощность пласта; R_n – радиус контура питания; R_c – радиус скважины; k_{rw} – относительная фазовая проницаемость по воде; k_{ro} – относительная фазовая проницаемость по нефти; n – степень Кори по воде; m – степень Кори по нефти; B_w – объемный коэффициент воды; B_o – объемный коэффициент нефти; S_w – водонасыщенность; S_{wc} – связанная водонасыщенность; S_{or} – остаточная нефтенасыщенность; F_w – конечная точка по воде; F_o – конечная точка по нефти.

5. Верификация полученных данных с учетом текущих показателей разработки месторождений-аналогов может осуществляться посредством предлагаемой функциональной зависимости (7):

$$\theta = \ln Q_{\text{накоп}} t_{\text{разраб}} \quad (7)$$

где θ – степень достоверности данных; $Q_{\text{накоп}}$ – накопленная добыча; $t_{\text{разраб}}$ – время разработки.

Достоверность количественных геолого-физических параметров объектов-аналогов позволяет оценить возможность применения накопленного на аналогах опыта при проектировании разработки. Данная процедура в предлагаемой методике имеет, с точки зрения авторов, крайне важное значение вследствие того, что при подборе аналогов используется широко масштабный массив геолого-физических и физико-химических данных, часть из которых не имеет экспериментального или лабораторного подтверждения. Кроме того, реальная практика формирования базы данных не успевает за происходящими изменениями в процессе разработки. Дополнительно стоит отметить, что реаль-

ные темпы исследования, доразведки и получения результатов лабораторных исследований у месторождений отличаются в зависимости от возможностей и приоритетов недропользователя. Например, одно месторождение может активно развиваться эксплуатационным бурением с полным комплексом геофизических исследований скважин и отбором керна, а второе может десятилетия работать с постоянным фондом добывающих скважин. Предложенная авторами зависимость способна оценить входную информацию из базы данных и отсеять результаты, не имеющие экспериментального подтверждения.

Результаты

В качестве целевого объекта для апробации было выбрано месторождение Западной Сибири с одним объектом разработки. В основе залежи находится нефтяной пласт ЮВ₁², в формировании которого принимают участие терригенные отложения различного литолого-фациального состава мезозойско-кайнозойского платформенного чехла и в различной степени метаморфизированные и дислоцированные породы доюрского складчатого фундамента.

В ходе первого этапа подбора на основе качественных критериев из первоначальных нескольких тысяч объектов разработки осталось 59 вероятных кандидатов. Далее был произведен расчёт степени сходства с помощью средневзвешенного отклонения. Количественные параметры для нефтяного месторождения, участвующие в расчёте, представлены в табл. 1.

Методы многомерного разведочного анализа данных получают широкое распространение ввиду развития цифровых технологий по сбору и хранению промысловой информации. С использованием результатов разведочного анализа строятся модели, способные решать задачу регрессии, т. е. оценивать значения числовой выходной переменной по значениям входных переменных [21]. Кроме прогнозной способности, такие модели способны ранжировать параметры по степени влияния на прогнозную величину.

Для определения весового коэффициента параметров целевого месторождения были взяты параметры ГФХ, и в используемых для проектирования диапазонах граничных значений сгенерировано 10⁶ вариантов решений. После чего с помощью моделей дерева решений и линейной регрессии определены веса параметров.

Построение линейной регрессии осуществлялось автоматически с применением программного модуля, разработанного на языке Python. Полученные весовые коэффициенты представлены в табл. 2.

Таблица 2. Результаты определения веса параметров
Table 2. Results of determining the weight of the parameters

k_{np}	h	ΔP	μ_o	μ_w	K_n
0,59	0,163	0,53	0,92	0,52	0,5

Для определения более достоверной модели была определена выборка из 100 сгенерированных решений для оценки сходимости модели и исходных данных. Для исследуемого в данном примере месторождения средняя величина ошибки по модели линейной регрессии составляет 0,2 %, по модели дерева решений – 2,7 %. В результате чего для данного месторождения меньшую ошибку допускает линейная регрессия. Соответственно, важность параметров выбирается по данной модели.

Несмотря на отсутствие ряда количественных параметров в уравнениях (3)–(7), эти значения

имеют большую важность для определения аналогов, так как влияют на системы разработки, вероятные осложнения при добыче и поверхностную инфраструктуру [22, 23]. Учитывая их важность, прочим параметрам были присвоены веса по нижней границе рассчитанных коэффициентов, что позволило получить более точную оценку степени сходства.

Результаты анализа продемонстрированы в табл. 3. Также таблица дополнена основной утверждённой системой разработки, коэффициентом охвата (Кохв), коэффициентом извлечения нефти (КИН) и текущим отбором от начальных извлекаемых запасов (НИЗ).

В процессе анализа степени сходства различных месторождений из оставшихся после первого этапа 59 объектов были выделены 10 аналогов с наибольшим значением степени сходства.

Таблица 3. Результаты подбора аналогов
Table 3. Results of selection analogues

Месторождение Field	Пласт Reservoir	Кохв, д. ед. Coverage ratio, units	Тип заводнения Flooding type	Технология разработки Reservoir development system	Отбор от НИЗ, % Selection from reserves, %	Степень сходства, д. ед. Degree of similarity, units	КИН, д. ед. Oil recover, units	Достоверность Reliability	$\theta * R$
A	$Ю_1^3$	0,781	Приконтурное заводнение Short-circuit water-flooding	Площадная+рядная ННС+ЗБС, ГС, ПОТ Areal system+inline system	50,9	0,97	0,355	13,6	13,25
B	$Ю_1^{(1+2+3)}$	0,645	Заводнение Water-flooding	Избирательная, ГС+МГРП, ПВЛГ+ЗБГС+МГРП Selective system	64,1	0,871	0,335	14,8	12,96
C	$Ю_1^2$	0,711		Площадная пятиточечная. ННС+ЗБГС+МГРП, ГС+МГРП Areal five-point system	84,7	0,937	0,352	12,2	11,43
D	$Ю_1^{(0+1+2)}$	0,72		Избирательная, ННС+ЗБГС+МГРП Selective system	54,4	0,875	0,349	12,9	11,32
E	$Ю_1^{1+2+M}$	0,650		Избирательная, ННС+ЗБГС+МГРП Selective system	71	0,832	0,352	12,4	10,33
F	$Ю_1^1$	0,902	Приконтурное заводнение Short-circuit water-flooding	Площадная+рядная ННС+ЗБС, ГС, ПОТ Areal system+inline system	62,6	0,977	0,446	10,1	9,92
G	$Ю_1^2$	0,808	Заводнение Water-flooding	Пятиточечная, ГС+МГРП Five-point system	25	1	0,349	–	–
H	$Ю_1^2$	0,895		Пятиточечная ГС+МГРП Five-point system	24,6	0,852	0,344	10,1	8,61
I	$Ю_1^1$	0,701	Приконтурное заводнение Short-circuit water-flooding	Очагово-избирательная ГС+МГРП Local-selective system	18,3	0,932	0,322	8,55	7,98
J	$Ю_1^{ЗБ}$	0,66	Заводнение Water-flooding	Избирательная, ННС+ГРП, ЗБГС+МГРП Selective system	57,7	0,909	0,258	7,77	7,06
K	$Ю_1^3$	0,525		Избирательная ГС, ЗБГС Selective system	0,002	0,931	0,32	0	0

В результате количественной оценки становится понятно, какой из аналогов ближе всего к исследуемому объекту. По данному критерию наилучшим аналогом для месторождения «G» является объект «F» с наибольшим значением 0,977. Тем не менее месторождение «А» обладает большей достоверностью данных геолого-физических характеристик, ввиду чего будет лучшим аналогом с целью применения накопленного на месторождении опыта. Учитывая верификацию данных, стоит исключить из полученных результатов объект «К» ввиду того, что за длительное время эксплуатации месторождения значение накопленной добычи по данному объекту разработки крайне мало. К дальнейшему использованию пригодны данные с аналогов с величиной достоверности больше 0.

Количественная оценка позволяет полноценно и объективно оценить, какой из аналогов является наилучшим. В совокупности с учётом граничных значений параметров и достоверности данных становится возможным дальнейшее применение метода аналогий для проектирования целевого месторождения.

Также стоит отметить тот факт, что 7 из 10 аналогов совпадают с оценкой экспертов из государственных органов, полученной в ходе экспертизы проектно-технической документации, что дополнительно свидетельствует о высокой достоверности предложенного метода.

Обсуждение

В настоящее время аналоги используются в основном для обоснования коэффициентов извлечения нефти перед государственными органами. Тем не менее изложенный выше подход способствует расширению границ применимости метода аналогий. После нахождения аналогов можно использовать данные ГФХ для прогнозирования неизвестных значений на месторождении.

Предположим, что для целевого месторождения не известен коэффициент вытеснения нефти водой. Для этапа гидродинамического моделирования эта информация является исходной, поэтому возникает потребность в восполнении этих данных методом аналогий.

Таблица 4. Исходные данные с аналогов

Table 4. Initial data of analogues

Месторождение/Field	$K_{\text{выт}}$ /Displacement ratio	$\theta * R$
A	0,432	13,25
B	0,494	12,96
C	0,455	11,43
D	0,495	11,32
E	0,459	10,33
F	0,610	9,92
H	0,391	8,61
I	0,519	7,98
J	0,384	7,06

Методами data mining возможно обнаружение зависимостей между параметрами среди определённых аналогов и на их основе создание прогноза. В данном случае также можно использовать линейную регрессию, с помощью которой можно находить такие зависимости, при этом значением функции будет являться значение, которое необходимо спрогнозировать (8):

$$Y = K_{\text{выт}}. \quad (8)$$

В качестве обучения для модели будет выбрано множество параметров ГФХ определенных ранее месторождений-аналогов:

$$X = \left[\begin{matrix} H_{\text{эф}}, K_{\text{п}}, K_{\text{н}}, K_{\text{пр}}, K_{\text{пес}}, K_{\text{рас}}, T_{\text{нач}} \\ P_{\text{нач}}, \mu_o, \mu_w, W_{\text{сера}}, W_{\text{парафин}}, P_{\text{нас}}, \Gamma \end{matrix} \right].$$

Точность полученной модели можно будет проверить на той же выборке месторождений-аналогов, определив часть выборки как обучающую, а остальную часть как тестовую для определения достоверности полученной модели.

Рассчитанный методом средневзвешенного, где в роли веса выступает произведение достоверности и степени сходства, коэффициент вытеснения нефти водой для месторождения «G» составил 0,432 д. ед. Утверждённое значение 0,472 д. ед. Отклонение расчёта от лабораторных значений 8 %. При работе с глобальной системой данных объектов со всей страны возможно увеличение количества аналогов, что в свою очередь позволит создавать более достоверные модели и повысить верификацию прогнозирования.

Выводы

1. В отечественной нефтегазовой отрасли метод аналогий находится на стадии развития и имеет большой потенциал для совершенствования. В ходе исследования был представлен алгоритм для подбора аналогов, который учитывает диапазон граничных значений параметров объекта разработки. Также был предложен способ использования аналогов в процессе разработки месторождений.
2. Текущий алгоритм подбора аналогов требует совершенствования определения степени сходства. В дополнение к сравнению качественных и количественных параметров объекта планируется анализ и сравнение петрофизических зависимостей пластов, данных глубинных исследований скважин и данных сейсморазведки.
3. Применение метода аналогий имеет ряд перспектив к развитию. Возможно использование аналогов для прогнозирования недостающих данных целевых месторождений, выбора систем разработки и методов увеличения нефтеотдачи, предварительной оценки рентабельности активов и жизнеспособности проекта.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Глухих И.Н., Никифоров Д.В. Принятие решений на основе вывода по прецедентам в моделировании месторождений нефти и газа // Вестник Тюменского государственного университета. – 2019. – Т. 5. – № 3. – С. 147–163.
2. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М.: Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
3. Савенок О.В. Проектирование разработки нефтяных месторождений. Ч. 2. – Ухта: Изд-во Ухтинского государственного технического университета, 2022. – 180 с.
4. 207Pb-excess in carbonatitic baddeleyite as the result of Pa scavenging from the melt / A.V. Ivanov, F. Corfu, V.S. Kamenetsky, A.E. Marfin, N.V. Vladykin // *Geochemical Perspectives Letters*. – 2021. – Vol. 18. – P. 11–15.
5. Алтунин А.Е., Семухин М.В. Расчеты в условиях риска и неопределенности в нефтегазовых технологиях. – Тюмень: Изд-во Тюменского государственного университета, 2005. – 220 с.
6. Janssen M.T.G., Azimi F., Zitha P.L.J. Immiscible nitrogen flooding in bentheimer sandstones: comparing gas injection schemes for enhanced oil recovery // *SPE Improved Oil Recovery Conference*. – Tulsa, Oklahoma, USA, April 2018. – Paper Number: SPE-190285-MS.
7. Holanda R.W.D., Gildin E., Jensen J.L. A generalized framework for Capacitance Resistance Models and a comparison with streamline allocation factors // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2018. – № 162. – P. 260–282.
8. Improvements in capacitance-resistive modeling and optimization of large scale reservoirs / D. Weber, T.F. Edgar, L.W. Lake, L.S. Lasdon, S. Kawas, M. Sayarpour // *SPE Western Regional Meeting*. – San Jose, California, March 2009. – Paper Number: SPE-121299-MS.
9. Использование энтропийного моделирования для анализа эффективности системы заводнения / С.В. Степанов, А.Н. Тырсин, А.А. Ручкин, Т.А. Поспелова // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 6. – С. 62–67.
10. Автоматизация процессов управления режимами работы нагнетательных скважин при нейросетевой оптимизации на объекте БС8 Западно-Малобалыкского месторождения / Д.А. Рябец, В.В. Бескурский, Л.С. Бриллиант, А.С. Завьялов, Д.В. Горбунова, Е.А. Симаков // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2020. – № 2 (98). – С. 52–57.
11. Khafizov S., Syngaevsky P., Dolson J.C. The West Siberian Super Basin: the largest and most prolific hydrocarbon basin in the world // *AAPG Bulletin*. – 2022. – Vol. 106. – № 3. – P. 517–572.
12. Бекман А.Д., Поспелова Т.А., Зеленин Д.В. Новый метод прогнозирования динамики обводненности скважин с использованием результатов CRMP-моделирования // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2020. – Т. 6. – № 1 (21). – С. 192–207.
13. Rabbani A., Babaei M., Javadpour F. A Triple Pore Network Model (T-PNM) for gas flow simulation in fractured, micro-porous and meso-porous media // *Transp Porous Med*. – 2020. – Vol. 132. – P. 707–740. DOI: 10.1007/s11242-020-01409-w
14. Статистические подходы к выявлению месторождений-аналогов Самарской области / И.С. Солодов, В.П. Шакин, В.А. Колесников, И.Г. Хамитов, А.С. Устинов // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 6. – С. 30–33.
15. Инженерные подходы к управлению заводнением, используемые на месторождениях АО «РН-Няганьнефтегаз» (ПАО «НК «Роснефть») / А.В. Корытов, Д.П. Патраков, А.В. Князев, Т.А. Поспелова, И.Н. Авсянко, И.В. Судеев // Инженер-нефтяник. – 2020. – № 4. – С. 30–35.
16. Scale effect on the reservoir permeability and porosity over a wide range of void structure (example of the Tedinskoye oil field) / I. Putilov, A. Yuriev, N. Popov, D. Chizov // *Arctic Environmental Research*. – 2019. – Vol. 19. – № 3. – P. 93–98. DOI: 10.3897/issn2541-8416.2019.19.3.93.
17. Хамидуллин Р.Д. Операционные модели управления процессами разработки и добычи нефтегазовых месторождений при проведении цифровой трансформации // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2017. – № 12. – С. 53–59.
18. Официальный сайт компании C&C Reservoirs. URL: <https://www.ccreervoirs.com/DAKS> (дата обращения: 07.05.2023).
19. Проблема поиска месторождений-аналогов и методика её решения / А.Т. Кошелев, В.Н. Соловьева, И.О. Орлова, Е.Н. Даденко // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 7. – С. 10–12.
20. Методика выбора объекта-аналога для нефтегазовой залежи по геолого-физическим характеристикам / И.С. Вологин, Р.Р. Исламов, Ф.Н. Нигматуллин, А.В. Харисова, О.А. Лознюк // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 12. – С. 124–127.
21. Методы Data mining как система поддержки принятия решений в условиях ограничения данных / В.А. Маркин, Л.В. Маркина, В.Р. Байрамов, М.Ю. Лобанок // Нефтяное хозяйство. – 2024. – № 5. – С. 138–142.
22. Поднебесных А.В., Хафизов А.Р. методика экспресс-оценки выбора объекта-аналога для залежей углеводородного сырья на основе их геологических признаков // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2019. – № 3. – С. 9–18.
23. РД 153-39.0-110-01 «Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газовых месторождений». Утверждено приказом Минэнерго РФ N29 от 05.02.2002, 59 с.

Информация об авторах

Александр Владиславович Карсаков, аспирант Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина 30. Avk163@tpu.ru; <https://orcid.org/0000-0002-5804-2460>

Павел Николаевич Зятиков, доктор технических наук, профессор физико-технического факультета Национального исследовательского Томского государственного университета, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 36. zpavel@tpu.ru; <https://orcid.org/0000-0003-3926-3206>

Кирилл Вадимович Синебрюхов, Начальник отдела развития прикладного ПО в ПИР АО «ТомскНИ-Пинефть», Россия, 634027, г. Томск, пр. Мира, 70а. Sinebriukhov.kirill@gmail.com

Ирина Валерьевна Шарф, доктор экономических наук, профессор отделения нефтегазового дела Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина 30. Irina_sharf@mail.ru; <https://orcid.org/0000-0002-1333-1234>

Поступила в редакцию: 23.08.2024

Поступила после рецензирования: 22.11.2024

Принята к публикации: 28.11.2024

REFERENCES

1. Glukhikh I.N., Nikiforov D.V. Decision making for modeling of oil and gas fields by using case-based reasoning. *Tyumen State University Herald*, 2019, vol. 5, no. 3, pp. 147–163. (In Russ.)
2. Ladenko A.A., Savenok O.V. *Theoretical foundations of oil and gas field development*. Moscow, Infra-Inzheneriya Publ., 2020. 244 p. (In Russ.)
3. Savenok O.V. *Reservoir engineering*. P. 2. Ukhta, Ukhta State Technological University Publ., 2022. 180 p. (In Russ.)
4. Ivanov A.V., Corfu F., Kamenetsky V.S., Marfin A.E., Vladykin N.V. 207Pb-excess in carbonatitic baddeleyite as the result of Pb scavenging from the melt. *Geochemical Perspectives Letters*, 2021, vol. 18, pp. 11–15.
5. Altunin A.E., Semuhin M.V. *Calculations under conditions of risk and uncertainty in oil and gas technologies*. Tyumen, Tyumen State University Publ., 2005. 220 p. (In Russ.)
6. Janssen M.T.G., Azimi F., Zitha P.L.J. Immiscible nitrogen flooding in bentheimer sandstones: comparing gas injection schemes for enhanced oil recovery. *SPE Improved Oil Recovery Conference*. Tulsa, Oklahoma, USA, April 2018. Paper Number: SPE-190285-MS.
7. Holanda R.W.D., Gildin E., Jensen J.L. A generalized framework for Capacitance Resistance Models and a comparison with streamline allocation factors. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, no. 162, pp. 260–282.
8. Weber D., Edgar T.F., Lake L.W., Lasdon L.S., Kawas S., Sayarpour M. Improvements in capacitance-resistive modeling and optimization of large scale reservoirs. *SPE Western Regional Meeting*. San Jose, California, March 2009. Paper Number: SPE-121299-MS.
9. Stepanov S.V., Tyrsin A.N., Ruchkin A.A., Pospelova T.A. Using entropy modeling to analyze the effectiveness of the waterflooding system. *Oil Industry Journal*, 2020, no. 6, pp. 62–67. (In Russ.)
10. Ryabets D.A., Beskurskiy V.V., Brilliant L.S., Zavvalov A.S., Gorbunova D.V., Simakov E.A. Automation of control processes of injection wells operation modes with neural network optimization at the BS8 reservoir of the Zapadno-Malobalykskoe field. *Business magazine Neftegaz.RU*, 2020, no. 2 (98), pp. 52–57. (In Russ.)
11. Khafizov S., Syngaevsky P., Dolson J.C. The West Siberian Super Basin: the largest and most prolific hydrocarbon basin in the world. *AAPG Bulletin*, 2022, vol. 106, no. 3, pp. 517–572.
12. Bekman A.D., Pospelova T.A., Zelenin D.V. A new approach to water cut forecasting based on results of capacitance resistance modeling. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 2020, vol. 6, no. 1 (21), pp. 192–207. (In Russ.)
13. Rabbani A., Babaei M., Javadpour F. A Tripple Pore Network Model (T-PNM) for gas flow simulation in fractured, micro-porous and meso-porous media. *Transp Porous Med*, 2020, vol. 132, pp. 707–740. DOI:10/1007/s11242-020-01409-w
14. Solodov I.S., Shakshin V.P., Kolesnikov V.A., Khamitov I.G., Ustinov A.S. Statistic approaches towards the disclosure of oil fields analogous to Samara region. *Oil Industry Journal*, 2011, no. 6, pp. 30–33. (In Russ.)
15. Korytov A.V., Patrakov D.P., Knyazev A.V., Pospelova T.A., Avsyanko I.N., Sudeev I.V. Engineering approaches to flooding management used at the fields of JSC «RN-Nyaganneftegaz» and PJSC «NK «Rosneft». *Oil-engineer*, 2020, no. 4, pp. 30–35. (In Russ.)
16. Putilov I., Yuriev A., Popov N., Chizov D. Scale effect on the reservoir permeability and porosity over a wide range of void structure (example of the Tedinskoye oil field). *Arctic Environmental Research*, 2019, vol. 19, no. 3, pp. 93–98. DOI: 10/3897/issn2541-8416.2019.19.3.93.
17. Khamidullin R.D. Operational models of control over processes of development and production of oil-gas deposits during digital transformation. *Problems of economics and management of the oil and gas complex*, 2017, no. 12, pp. 53–59. (In Russ.)
18. *Official website of C&C Reservoirs corp.* (In Russ.) Available at: <https://www.ccrepositories.com/DAKS/> (accessed 7 May 2023).
19. Koshelev A.T., Soloveva V.N., Orlova I.O., Datsenko E.N. Problem of exploration fields-analogues and method of solving. *Construction of oil and gas wells on land and at sea*, 2014, no. 7, pp. 10–12. (In Russ.)
20. Vologin I.S., Islamov R.R., Nigmatullin F.N., Kharisova A.V., Loznyuk O.A. Methodology for selecting an analogous object for oil and gas reservoirs to geological and physical characteristics. *Oil Industry Journal*, 2019, no. 12, pp. 124–127. (In Russ.)
21. Markin V.A., Markina L.V., Bayramov V.R., Lobanok M.U. Data mining methods as a decision system under conditions of data limitation. *Oil Industry Journal*, 2024, no. 5, pp. 138–142. (In Russ.)
22. Podnebesnykh A.V., Khafizov A.R. Technique of express estimation of analogue object for hydrocarbon reserves on the basis of their geological signs. *Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2024, no. 3, pp. 9–18. (In Russ.)
23. RD 153-39.0-110-01 «Methodological guidelines for the geological and commercial analysis of the development of oil and gas fields». Approved by Order of the Ministry of Energy of the Russian Federation №29 dated 05.02.2002, 59 p. (In Russ.)

Information about the authors

Alexander V. Karsakov, Postgraduate Student, National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russian Federation. avk163@tpu.ru; <https://orcid.org/0000-0002-5804-2460>

Pavel N. Zyatikov, Dr. Sc., Professor, National Research Tomsk State University, 36, Lenin avenue, Tomsk, 635050, Russian Federation. zpavel@tpu.ru; <https://orcid.org/0000-0003-3926-3206>

Kirill V. Sinebriukhov, Head of the Department for the Development of Applied Software in Design and Survey Work, JSC «TomskNIPIneft», 70a, Mira avenue, Tomsk, 634027, Russian Federation. Sinebriukhov.kirill@gmail.com

Irina V. Sharf, Dr. Sc., Professor, National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russian Federation. Irina_sharf@mail.ru; <https://orcid.org/0000-0002-1333-1234>

Received: 23.08.2024

Revised: 22.11.2024

Accepted: 28.11.2024