

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

Научная статья

УДК 622.276:552.578.2.061.4:004.94

EDN: RVJLFG

DOI: 10.21285/2686-9993-2024-47-1-44-55

Глубокая дифференциация залежей нефти Урало-Поволжья
с использованием факторного анализаР.А. Гилязетдинов^{a,✉}, Л.С. Кулешова^b, В.В. Мухаметшин^c, А.А. Гиззатуллина^d^{a,b,d}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. Цель данного исследования заключалась в представлении алгоритма, созданного с использованием научно-методических основ количественно-качественной обработки геолого-промысловых данных и позволяющего реализовать процедуру глубокой идентификации залежей. Разработанный алгоритм состоит из двух уровней: на начальном этапе производится разделение объектов по тектонико-стратиграфическому признаку, в результате этого формируется ряд мегагрупп объектов, после чего с использованием элементов факторного анализа данных производится их глубокая дифференциация совместно с мониторингом объектов, которые обладают высокой степенью идентичности между собой. Представленный подход к решению задач эффективного группирования залежей является наиболее результативным за счет комплексной и обоснованной оценки образуемых в результате моделирования групп объектов. На примере ряда объектов, приуроченных к терригенным коллекторам девонской и каменноугольной систем Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, проведена апробация разработанного алгоритма. Доля верно сгруппированных объектов после двух этапов расчетов составила в среднем 96,8 %, что является высоким результатом. Для качественного и объективного поиска объектов-аналогов получено 18 уравнений, объединяющих между собой на достаточно релевантном уровне достоверности 20 параметров, которые описывают геолого-физические характеристики продуктивных пластов и физико-химические свойства насыщающих их флюидов. На основании результатов использования разработанного алгоритма глубокой идентификации залежей получен ряд актуальных математических зависимостей между различными параметрами, графических распределений объектов в осях главных компонент, в совокупности позволяющих по залежам терригенных коллекторов девонской и каменноугольной систем Волго-Уральской нефтегазоносной провинции эффективно и систематично производить поиск объектов-аналогов. Помимо этого, на основе представленных идентификационных схем можно успешно управлять процессами нефтеизвлечения в пределах микро- и макроуровней распределения объектов в осях главных компонент и формировать перечень общих рекомендаций, способствующих оптимальному освоению ресурсов жидких углеводородов.

Ключевые слова: глубокая идентификация залежей, геолого-статистическое моделирование, тектонико-стратиграфический фактор, факторный анализ, терригенные коллекторы девонской и каменноугольной систем

Для цитирования: Гилязетдинов Р.А., Кулешова Л.С., Мухаметшин В.В., Гиззатуллина А.А. Глубокая дифференциация залежей нефти Урало-Поволжья с использованием факторного анализа // Науки о Земле и недропользование. 2024. Т. 47. № 1. С. 44–55. <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2023-47-1-44-55>. EDN: RVJLFG.

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

Original article

Factor analysis-based deep differentiation of oil deposits
in the Ural-Volga regionRuslan A. Gilyazetdinov^{a,✉}, Lyubov S. Kuleshova^b,
Vyacheslav V. Mukhametshin^c, Alina A. Gizzatullina^d^{a,b,d}Institute of Oil and Gas of the Ufa State Petroleum Technological University,
Oktyabrsky Branch, Oktyabrsky, Russia^cUfa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia

© Гилязетдинов Р.А., Кулешова Л.С., Мухаметшин В.В., Гиззатуллина А.А., 2024



Abstract. The purpose of the article is to present an algorithm developed on the scientific and methodological foundations of quantitative and qualitative processing of geological and commercial data to implement the procedure for deep identification of deposits. The developed algorithm consists of two levels: the initial stage includes facility identification by tectonic and stratigraphic characteristics resulting in the formation of a number of megagroups of objects. Then they are subjected to deep differentiation using the elements of data factor analysis, which is carried out together with the monitoring of the highly identical objects. The presented approach to solving the problems of field effective grouping is the most effective due to a comprehensive and reasonable assessment of the groups of facilities formed as a result of modeling. The developed algorithm was tested on example of a number of fields associated with terrigenous reservoirs of the Devonian and carboniferous systems of the Volga-Ural oil and gas province. After two calculation stages the percentage of correctly grouped objects averaged 96.8 %, which is a high result. To make the search for analogous objects qualitative and objective eighteen equations have been obtained that combine twenty parameters describing the geological and physical characteristics of productive formations as well as the physico-chemical properties of the fluids saturating them at the sufficient level of reliability. Based on the results of using the developed algorithm for deep identification of deposits, the authors obtained a number of relevant mathematical dependencies between various parameters, graphical distributions of objects in the axes of the main components, which all together enable efficient and systematic search for analogous objects in the deposits of terrigenous reservoirs of the Devonian and carboniferous systems of the Volga-Ural oil and gas province. Besides, the presented identification diagrams enable successful management of the processes of oil recovery within the micro- and macro-levels of facility distribution in the axes of the main components. They also allow to form a list of general recommendations that will contribute to the optimal development of liquid hydrocarbon resources.

Keywords: deep identification of deposits, geological and statistical modeling, tectonic and stratigraphic factor, factor analysis, terrigenous reservoirs of the Devonian and carboniferous systems

For citation: Gilyazetdinov R.A., Kuleshova L.S., Mukhametshin V.V., Gizzatullina A.A. Factor analysis-based deep differentiation of oil deposits in the Ural-Volga region. *Nauki o Zemle i nedropol'zovanie = Earth sciences and subsoil use*. 2024;47(1):44-55. (In Russ.). <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2024-47-1-44-55>. EDN: RVJLFG.

Введение

Известно, что дифференциация и группирование объектов добычи нефти позволяют снизить риски принятия ошибочных решений при регулировании процесса эксплуатации залежей с целью повышения эффективности процесса нефтеизвлечения на основе использования метода аналогий. При этом важно провести идентификацию объектов настолько глубоко, насколько позволяет современный уровень определения параметров идентификации [1]. В то же время желательно, чтобы эти параметры характеризовали эффективность протекания процесса разработки залежей и выделялись одинаково по всем рассматриваемым объектам [2–4].

Ранее была проведена идентификация объектов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции в терригенных коллекторах, приуроченных: в тектоническом отношении – к Верхнекамской (ВКВ) и Благовещенской (БВ) впадинам, Башкирскому (БС) и Южно-Татарскому (ЮТС) сводам, Бирской (БИС) седловине; в стратиграфическом отношении – к воробьевскому (Вр), ардатовскому (Ар), муллинскому (Мл), пашийскому (Пш), кыновскому (Кн) горизонтам, орловскому надгоризонту (Ор), токатинским (Тк) и тимановским (Тм) слоям девонской системы, косвинскому (К),

радаевскому (Р), бобриковскому (Б), тульскому (Т) горизонтам каменноугольной системы, а также кунгурскому (Кг), сакмарскому (Ск), ассельскому (Асс) и артинскому (Арт) ярусам пермской системы [5, 6]¹.

Материалы и методы исследования

Идентификация проводилась по параметрам, представленным в табл. 1.

На первом этапе с использованием дискриминантного анализа была проведена проверка результатов исследований, представленных в работах [7, 8], о превалирующем влиянии тектонико-стратиграфического фактора на формирование особенностей геологического строения объектов добычи нефти [9–14].

Расчеты показали, что около 80 % рассматриваемых объектов группируются по рассматриваемым параметрам в соответствии с их тектонико-стратиграфической приуроченностью. Однако 20 % в выделенных группах – это объекты других тектонико-стратиграфических элементов. Кроме того, разброс объектов разработки в осях канонических дискриминантных функций весьма значителен, что может привести к принятию ошибочных решений при использовании метода аналогий [15].

¹ Лобусев А.В., Лобусев М.А., Назарова Л.Н. Моделирование разведки и разработки виртуального нефтегазового месторождения: учеб. пособие. М.: Недра-Бизнесцентр, 2008. 125 с.



Таблица 1. Параметры, используемые для моделирования

Table 1. Modeling parameters

Номер параметра	Обозначение, расшифровка, единица измерения
1	$H_{зал}$, глубина залегания пласта, м
2	$H_{общ}$, общая толщина пласта, м
3	H_z , эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, м
4	H_n , средняя толщина нефтенасыщенных пропластков, м
5	m_z , коэффициент пористости, д. ед.
6	K_n , коэффициент нефтенасыщенности, д. ед.
7	$K_{прон}$, коэффициент проницаемости, мкм ²
8	K_n , коэффициент песчаности, д. ед.
9	K_p , коэффициент расчлененности
10	$t_{пл}$, начальная пластовая температура, °C
11	$P_{пл}$, начальное пластовое давление, МПа
12	μ_n , вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с
13	ρ'_n , плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³
14	ρ_n , плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³
15	β , объемный коэффициент нефти
16	$P_{нас}$, давление насыщения нефти газом, МПа
17	G , газосодержание пластовой нефти, м ³ /т
18	μ_v , вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с
19	ρ'_v , плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³
20	M , общая минерализация воды, г/л

В связи с этим было принято решение провести глубокую идентификацию объектов в пределах каждой из полученных групп (четыре группы в девонских отложениях и пять групп в каменноугольных) с использованием метода главных компонент.

На рис. 1 представлены девонские объекты в терригенных коллекторах Южно-Татарского свода, а также отдельные объекты кыновского,

пашийского, муллинского и ардатовского горизонтов Башкирского свода, Бирской седловины и Благовещенской впадины, составляющие четвертую группу терригенных коллекторов девонской системы. В осях главных компонент Z_1 и Z_2 выделено восемь групп объектов весьма близких друг другу по значениям параметров, используемых для характеристики особенностей геологического строения залежей [16–19].

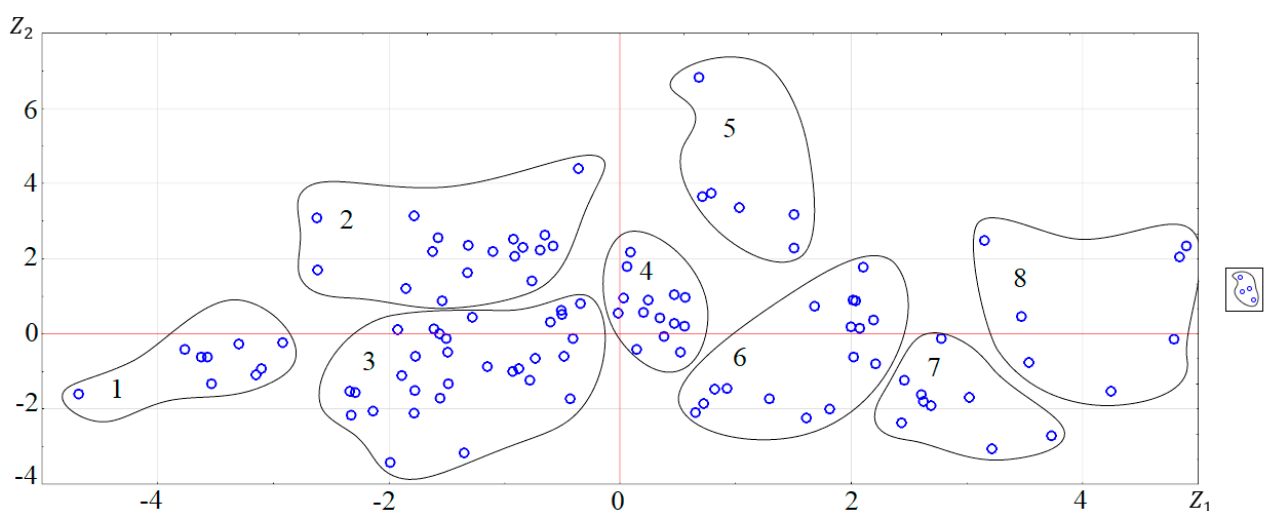


Рис. 1. Распределение залежей четвертой группы объектов в терригенных коллекторах девонской системы:
I – зона сосредоточения относительно однородных групп объектов
Fig. 1. Distribution of deposits of the 4th group of objects in the Devonian system terrigenous reservoirs:
I – concentration area of relatively homogeneous groups of objects

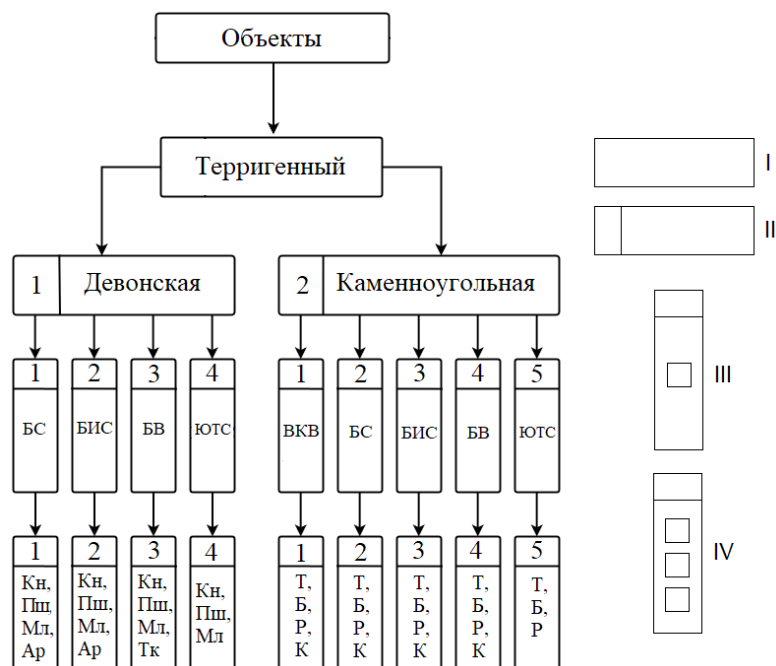


Рис. 2. Схема первичной дифференциации объектов добычи нефти Волго-Уральской нефтегазоносной провинции:

*I – тип коллектора; II – стратиграфическая система; III – индекс тектонического элемента;
IV – индекс стратиграфической единицы (горизонт, ярус)*

Fig. 2. Diagram of primary differentiation of oil production sites in the Volga-Ural oil and gas province:

*I – reservoir type; II – stratigraphic system; III – index of a tectonic element;
IV – index of a stratigraphic unit (horizon, stage)*

Аналогичная процедура была проведена по всем выделенным группам объектов, представленных на рис. 2. Эти группы в дальнейшем будем называть мегагруппами. Далее был проведен дискриминантный анализ для вновь созданных групп по значениям главных компонент рассматриваемых объектов.

Результаты исследования и их обсуждение

Из табл. 2 видно, что доля верно сгруппированных объектов изменяется от 85,5 до 100 %, составляя в среднем 96,8 %, что является весьма высоким показателем степени иден-

тификации объектов, и данное деление можно достаточно эффективно использовать при применении метода аналогий для решения задач разработки месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

Исходя из полученных результатов, на рис. 2–4 представлены схемы идентификации залежей Волго-Уральской нефтегазоносной провинции для решения вопросов управления разработкой с целью увеличения отдачи активов недропользователей. При глубокой идентификации в осях главных компонент объектов девяти групп выделено, как видно из схем (см. рис. 2–4), 44 группы объектов.

Таблица 2. Значения процента верно сгруппированных объектов с использованием метода главных компонент и дискриминантного анализа
Table 2. Percentage values of correctly grouped objects using the principal component method and discriminant analysis

Тип коллектора	Система	Номер мегагруппы из таблиц	Процент верно сгруппированных объектов
Терригенный	Девонская	1	100
		2	100
		3	91,8
		4	93,9
	Каменноугольная	1	100
		2	94,4
		3	85,5
		4	96,4
		5	88,1

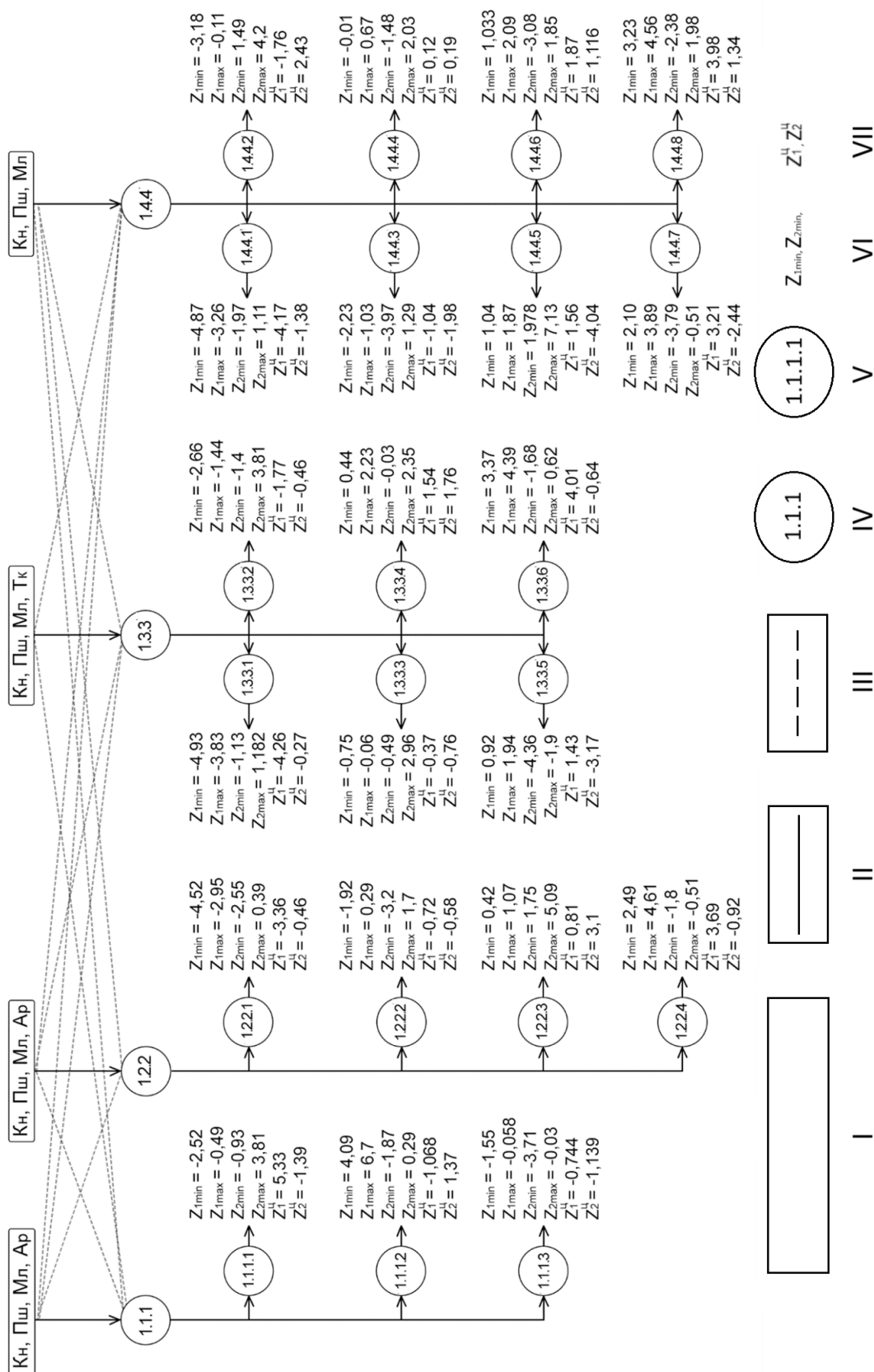


Рис. 3. Схема глубокой дифференциации объектов добычи нефти Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (терригенный, девонская):
I – индекс стратиграфической единицы (горизонт, ярус); II – связь с основными объектами групп; III – связь со второстепенными объектами основных групп;
IV – номера выделенных групп; V – номера групп, выделенных при глубокой идентификации; VI – минимальное и максимальное значение переломов двух
главных компонент для группы; VII – значения переломов двух главных компонент в центроидах групп

Fig. 3. Diagram of oil production facility deep differentiation in the Volga-Ural oil and gas province (terrigenous, Devonian):
I – index of the stratigraphic unit (horizon, stage); II – connection with the main objects of the groups; III – connection with the secondary objects of the main groups;
IV – numbers of selected groups; V – numbers of groups determined by deep identification; VI – minimum and maximum values of the first two
main components for the group; VII – values of the first two main components in group centroids

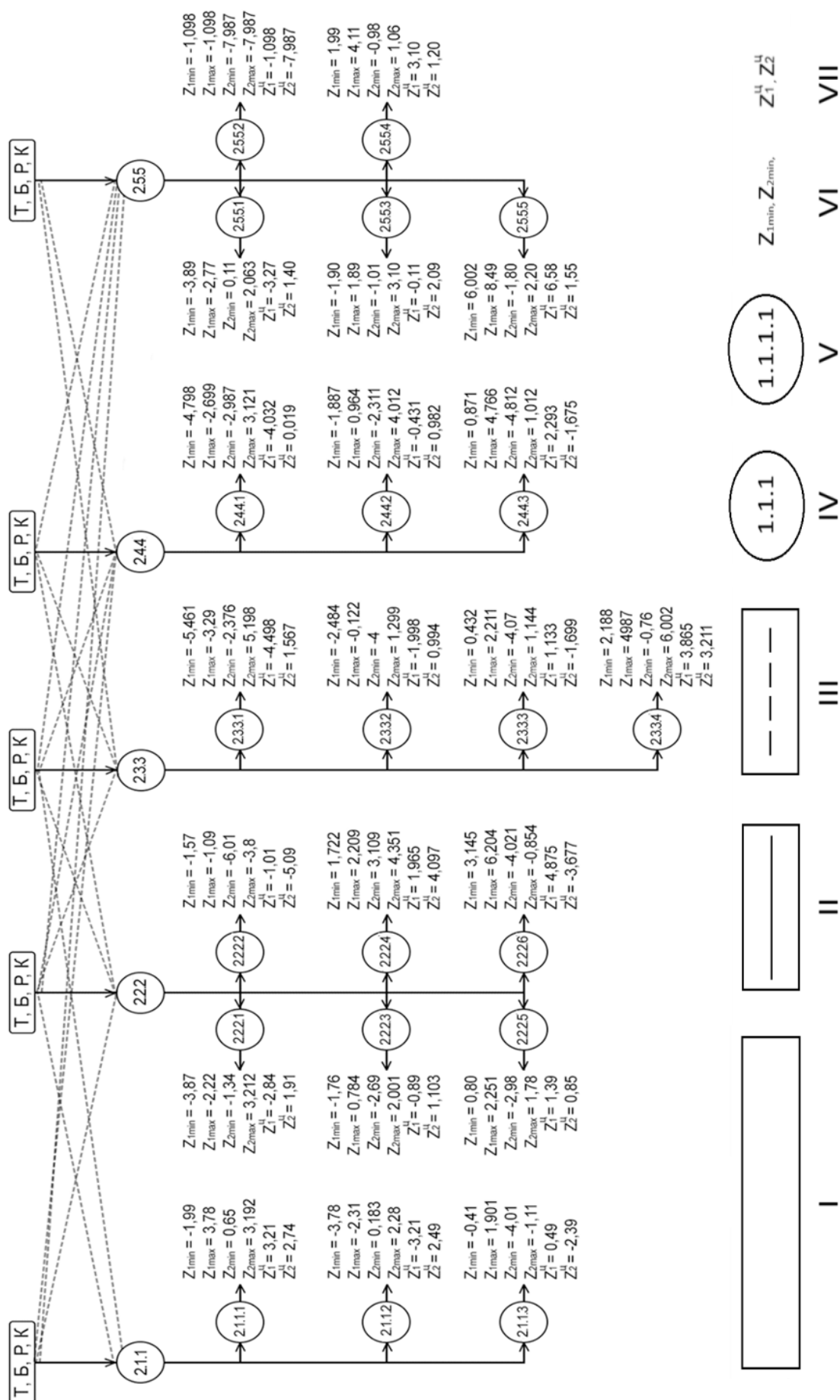


Рис. 4. Схема глубокой дифференциации объектов добычи нефти Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (терригенный, карбонатный)
Условные обозначения I–VII аналогичны обозначениям, представленным на рис. 3

Fig. 4. Diagram of oil production facility deep differentiation in the Volga-Ural oil and gas province (terrigenous, carboniferous)
Symbols I–VII are similar to the ones in Fig. 3



Для успешного поиска объектов-аналогов для залежей, вводимых в разработку, на схемах приведены интервалы применения значений главных компонент отдельно по

группам и значения их в соответствующих центроидах [20]. Сами значения главных компонент можно рассчитать по группам по формулам (1)–(18):

– для группы 1.1.1:

$$Z_1 = 0,418H_{\text{зал}} + 0,182H_{\text{общ}} + 0,226H_{\text{э}} + 0,483H_{\text{п}} + 0,337m_{\text{г}} - 0,027K_{\text{н}} + 0,011K_{\text{прон}} + 0,104K_{\text{п}} - 0,038K_{\text{р}} + 0,552t_{\text{пл}} + 0,408P_{\text{пл}} + 0,953\mu_{\text{н}} + 0,884\rho_{\text{н}} +$$

$$+ 0,900p'_{\text{н}} - 0,699\beta - 0,561P_{\text{нас}} - 0,699G + 0,698\mu_{\text{б}} + 0,129p'_{\text{б}} - 0,329M;$$

$$Z_2 = 0,614H_{\text{зал}} + 0,182H_{\text{общ}} + 0,226H_{\text{э}} + 0,483H_{\text{п}} + 0,337m_{\text{г}} + 0,431K_{\text{н}} - 0,570K_{\text{прон}} - 0,843K_{\text{п}} + 0,759K_{\text{р}} + 0,391t_{\text{пл}} + 0,083P_{\text{пл}} - 0,086\mu_{\text{н}} - 0,217\rho_{\text{н}} -$$

$$- 0,168p'_{\text{н}} + 0,145\beta - 0,464P_{\text{нас}} + 0,124G - 0,039\mu_{\text{б}} + 0,533p'_{\text{б}} + 0,415M;$$

– для группы 1.2.2:

$$Z_1 = -0,685H_{\text{зал}} + 0,301H_{\text{общ}} - 0,023H_{\text{э}} + 0,098H_{\text{п}} - 0,415m_{\text{г}} + 0,561K_{\text{н}} - 0,116K_{\text{прон}} + 0,118K_{\text{п}} - 0,255K_{\text{р}} + 0,004t_{\text{пл}} - 0,659P_{\text{пл}} - 0,787\mu_{\text{н}} - 0,849\rho_{\text{н}} -$$

$$- 0,888p'_{\text{н}} + 0,760\beta + 0,505P_{\text{нас}} + 0,848G + 0,401\mu_{\text{б}} + 0,552p'_{\text{б}} + 0,172M;$$

$$Z_2 = -0,114H_{\text{зал}} + 0,738H_{\text{общ}} + 0,845H_{\text{э}} + 0,512H_{\text{п}} + 0,290m_{\text{г}} + 0,210K_{\text{н}} + 0,284K_{\text{прон}} - 0,276K_{\text{п}} + 0,749K_{\text{р}} + 0,761t_{\text{пл}} + 0,072P_{\text{пл}} + 0,066\mu_{\text{н}} - 0,124\rho_{\text{н}} +$$

$$+ 0,154p'_{\text{н}} - 0,074\beta - 0,408P_{\text{нас}} - 0,076G + 0,083\mu_{\text{б}} + 0,402p'_{\text{б}} + 0,742M;$$

– для группы 1.3.3:

$$Z_1 = 0,783H_{\text{зал}} + 0,329H_{\text{общ}} + 0,444H_{\text{э}} + 0,431H_{\text{п}} - 0,164m_{\text{г}} + 0,426K_{\text{н}} - 0,400K_{\text{прон}} + 0,404K_{\text{п}} + 0,017K_{\text{р}} + 0,759t_{\text{пл}} + 0,687P_{\text{пл}} - 0,883\mu_{\text{н}} - 0,780\rho_{\text{н}} - 0,665p'_{\text{н}} + 0,914\beta - 0,300P_{\text{нас}} + 0,909G - 0,424\mu_{\text{б}} - 0,515p'_{\text{б}} - 0,593M;$$

$$Z_2 = 0,398H_{\text{зал}} - 0,436H_{\text{общ}} - 0,753H_{\text{э}} - 0,281H_{\text{п}} - 0,489m_{\text{г}} + 0,131K_{\text{н}} - 0,264K_{\text{прон}} - 0,141K_{\text{п}} - 0,517K_{\text{р}} + 0,435t_{\text{пл}} + 0,370P_{\text{пл}} - 0,082\mu_{\text{н}} + 0,017\rho_{\text{н}} + 0,161p'_{\text{н}} - 0,143\beta - 0,222P_{\text{нас}} - 0,114G - 0,100\mu_{\text{б}} + 0,199p'_{\text{б}} + 0,329M;$$

– для группы 1.4.4:

$$Z_1 = 0,033H_{\text{зал}} + 0,372H_{\text{общ}} + 0,609H_{\text{э}} + 0,555H_{\text{п}} + 0,283m_{\text{г}} + 0,081K_{\text{н}} + 0,204K_{\text{прон}} - 0,182K_{\text{п}} + 0,107K_{\text{р}} + 0,303t_{\text{пл}} + 0,142P_{\text{пл}} - 0,692\mu_{\text{н}} - 0,888\rho_{\text{н}} -$$

$$- 0,845p'_{\text{н}} + 0,860\beta + 0,713P_{\text{нас}} + 0,731G - 0,076\mu_{\text{б}} - 0,071p'_{\text{б}} + 0,241M;$$

$$Z_2 = 0,907H_{\text{зал}} - 0,251H_{\text{общ}} + 0,008H_{\text{э}} + 0,077H_{\text{п}} - 0,533m_{\text{г}} + 0,055K_{\text{н}} - 0,353K_{\text{прон}} + 0,251K_{\text{п}} - 0,013K_{\text{р}} + 0,841t_{\text{пл}} + 0,849P_{\text{пл}} - 0,104\mu_{\text{н}} - 0,002\rho_{\text{н}} +$$

$$+ 0,172p'_{\text{н}} + 0,049\beta + 0,085P_{\text{нас}} - 0,171G - 0,295\mu_{\text{б}} - 0,302p'_{\text{б}} - 0,191M;$$

– для группы 2.1.1:

$$Z_1 = 0,572H_{\text{зал}} - 0,195H_{\text{общ}} + 0,507H_{\text{э}} + 0,279H_{\text{п}} - 0,300m_{\text{г}} + 0,252K_{\text{н}} + 0,804K_{\text{прон}} - 0,294K_{\text{п}} + 0,540K_{\text{р}} + 0,515t_{\text{пл}} + 0,163P_{\text{пл}} + 0,496\mu_{\text{н}} + 0,715\rho_{\text{н}} +$$

$$+ 0,197p'_{\text{н}} - 0,728\beta + 0,544P_{\text{нас}} - 0,730G + 0,873\mu_{\text{б}} + 0,762p'_{\text{б}} - 0,936M;$$

$$Z_2 = 0,201H_{\text{зал}} + 0,477H_{\text{общ}} + 0,668H_{\text{э}} + 0,566H_{\text{п}} + 0,386m_{\text{г}} + 0,202K_{\text{н}} + 0,429K_{\text{прон}} - 0,393K_{\text{п}} + 0,469K_{\text{р}} + 0,301t_{\text{пл}} - 0,888P_{\text{пл}} - 0,783\mu_{\text{н}} - 0,444\rho_{\text{н}} -$$

$$- 0,851p'_{\text{н}} + 0,392\beta + 0,426P_{\text{нас}} + 0,535G - 0,460\mu_{\text{б}} + 0,516p'_{\text{б}} - 0,188M;$$



– для группы 2.2.2:

$$\begin{aligned} Z_1 = & 0,505H_{\text{зал}} - 0,100H_{\text{общ}} - 0,131H_{\text{э}} - 0,104H_{\text{п}} - 0,485m_{\text{г}} - \\ & - 0,123K_{\text{н}} - 0,354K_{\text{прон}} + 0,268K_{\text{п}} - 0,072K_{\text{р}} - 0,082t_{\text{пл}} + 0,692P_{\text{пл}} + \\ & + 0,547\mu_{\text{н}} + 0,528\rho_{\text{н}} + 0,411p'_{\text{н}} - 0,697\beta - 0,735P_{\text{нас}} - 0,822G - 0,405\mu_{\text{в}} - \\ & - 0,669p'_{\text{в}} - 0,272M; \end{aligned} \quad (11)$$

$$\begin{aligned} Z_2 = & 0,672H_{\text{зал}} - 0,562H_{\text{общ}} - 0,431H_{\text{э}} - 0,298H_{\text{п}} - 0,435m_{\text{г}} + 0,084K_{\text{н}} - \\ & - 0,751K_{\text{прон}} + 0,253K_{\text{п}} - 0,583K_{\text{р}} + 0,105t_{\text{пл}} + 0,439P_{\text{пл}} - 0,576\mu_{\text{н}} - 0,721\rho_{\text{н}} - \\ & - 0,537p'_{\text{н}} + 0,303\beta + 0,180P_{\text{нас}} - 0,101G - 0,506\mu_{\text{в}} + 0,496p'_{\text{в}} + 0,195M; \end{aligned} \quad (12)$$

– для группы 2.3.3:

$$\begin{aligned} Z_1 = & 0,380H_{\text{зал}} - 0,264H_{\text{общ}} - 0,710H_{\text{э}} - 0,587H_{\text{п}} - 0,415m_{\text{г}} - 0,651K_{\text{н}} - \\ & - 0,586K_{\text{прон}} + 0,168K_{\text{п}} - 0,178K_{\text{р}} - 0,134t_{\text{пл}} + 0,155P_{\text{пл}} + 0,677\mu_{\text{н}} + 0,357\rho_{\text{н}} + \\ & + 0,443p'_{\text{н}} - 0,850\beta - 0,098P_{\text{нас}} - 0,863G + 0,506\mu_{\text{в}} + 0,676p'_{\text{в}} + 0,289M; \end{aligned} \quad (13)$$

$$\begin{aligned} Z_2 = & -0,454H_{\text{зал}} + 0,682H_{\text{общ}} + 0,111H_{\text{э}} - 0,102H_{\text{п}} + 0,595m_{\text{г}} - 0,006K_{\text{н}} + \\ & + 0,357K_{\text{прон}} - 0,039K_{\text{п}} + 0,567K_{\text{р}} - 0,258t_{\text{пл}} - 0,268P_{\text{пл}} + 0,583\mu_{\text{н}} + 0,692\rho_{\text{н}} + \\ & + 0,658p'_{\text{н}} - 0,079\beta + 0,482P_{\text{нас}} - 0,129G - 0,186\mu_{\text{в}} - 0,111p'_{\text{в}} + 0,356M; \end{aligned} \quad (14)$$

– для группы 2.4.4:

$$\begin{aligned} Z_1 = & 0,766H_{\text{зал}} + 0,250H_{\text{общ}} - 0,243H_{\text{э}} - 0,376H_{\text{п}} - 0,678m_{\text{г}} + 0,260K_{\text{н}} - \\ & - 0,765K_{\text{прон}} - 0,256K_{\text{п}} + 0,229K_{\text{р}} + 0,785t_{\text{пл}} + 0,726P_{\text{пл}} - 0,739\mu_{\text{н}} - 0,811\rho_{\text{н}} - \\ & - 0,548p'_{\text{н}} + 0,853\beta + 0,383P_{\text{нас}} + 0,828G - 0,334\mu_{\text{в}} + 0,023p'_{\text{в}} + 0,510M; \end{aligned} \quad (15)$$

$$\begin{aligned} Z_2 = & -0,257H_{\text{зал}} + 0,060H_{\text{общ}} + 0,741H_{\text{э}} + 0,752H_{\text{п}} + 0,472m_{\text{г}} + 0,414K_{\text{н}} + \\ & + 0,458K_{\text{прон}} + 0,058K_{\text{п}} + 0,125K_{\text{р}} - 0,389t_{\text{пл}} - 0,349P_{\text{пл}} - 0,590\mu_{\text{н}} - 0,446\rho_{\text{н}} - \\ & - 0,573p'_{\text{н}} + 0,281\beta + 0,352P_{\text{нас}} + 0,439G - 0,326\mu_{\text{в}} - 0,559p'_{\text{в}} - 0,369M; \end{aligned} \quad (16)$$

– для группы 2.5.5:

$$\begin{aligned} Z_1 = & 0,623H_{\text{зал}} - 0,078H_{\text{общ}} - 0,075H_{\text{э}} + 0,008H_{\text{п}} - 0,410m_{\text{г}} - 0,062K_{\text{н}} - \\ & - 0,213K_{\text{прон}} + 0,041K_{\text{п}} - 0,116K_{\text{р}} + 0,752t_{\text{пл}} + 0,794P_{\text{пл}} - 0,669\mu_{\text{н}} - 0,865\rho_{\text{н}} - \\ & - 0,521p'_{\text{н}} + 0,897\beta + 0,832P_{\text{нас}} + 0,856G - 0,167\mu_{\text{в}} + 0,281p'_{\text{в}} + 0,347M; \end{aligned} \quad (17)$$

$$\begin{aligned} Z_2 = & 0,235H_{\text{зал}} - 0,854H_{\text{общ}} - 0,944H_{\text{э}} - 0,805H_{\text{п}} - 0,496m_{\text{г}} - 0,489K_{\text{н}} - \\ & - 0,571K_{\text{прон}} + 0,138K_{\text{п}} - 0,874K_{\text{р}} + 0,147t_{\text{пл}} + 0,167P_{\text{пл}} + 0,254\mu_{\text{н}} + 0,201\rho_{\text{н}} + \\ & + 0,542p'_{\text{н}} - 0,036\beta - 0,163P_{\text{нас}} - 0,136G - 0,384\mu_{\text{в}} - 0,431p'_{\text{в}} + 0,019M. \end{aligned} \quad (18)$$

Заключение

Таким образом, на основании проведенных исследований создан алгоритм глубокой идентификации объектов в терригенных коллекторах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, основанный на использовании достаточной по объему количественно-качественной информации, позволяющей на вы-

соком уровне использовать метод аналогий при решении промысловых задач. Данный алгоритм существенно повышает степень идентификации объектов, позволяет с высокой степенью точности определить объекты-аналоги, существенно снижает зоны неопределенности и риски принятия неверных управляющих решений.

Список источников

1. Максимов С.П., Кирова В.А., Клубов В.А., Нечитайло С.К., Петропавловский В.В., Абрикосов И.Х. [и др.]. Геология нефтяных и газовых месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. М.: Недра-Бизнесцентр, 1970. 807 с.
2. 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.
3. Абызбаев И.И., Андреев В.Е. Прогнозирование эффективности физико-химического воздействия на пласт // Нефтегазовое дело. 2005. № 3. С. 167–176. EDN: JYAJOX.



4. Кудряшов С.И., Белкина Е.Ю., Хасанов М.М., Павлов В.А., Тарасов П.А. Количественные методы использования аналогов в задачах разведки и разработки месторождений // Нефтяное хозяйство. 2015. № 4. С. 43–47. EDN: TQNUUB.
5. Лозин Е.В. Геология и нефтеносность Башкортостана. Уфа: Изд-во БашНИПИнефть, 2015. 704 с.
6. Мухаметшин В.Ш., Хакимзянов И.Н. Особенности группирования низкопродуктивных залежей нефти в карбонатных коллекторах для рационального использования ресурсов в пределах Урало-Поволжья // Записки Горного института. 2021. Т. 252. С. 896–907. <https://doi.org/10.31897/PMI.2021.6.11>. EDN: VEKSXG.
7. Мухаметшин В.В. Повышение эффективности управления разработкой залежей Западно-Сибирской нефтегазональной провинции на основе дифференциации и группирования // Геология и геофизика. 2021. Т. 62. № 12. С. 1672–1685. <https://doi.org/10.15372/GiG2021102>. EDN: WGRDPF.
8. Мухаметшин В.Ш., Кулешова Л.С., Сафиуллина А.Р. Группирование и выделение залежей нефти в карбонатных коллекторах по продуктивности на стадии проведения геолого-разведочных работ // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2021. Т. 332. № 12. С. 43–51. <https://doi.org/10.18799/24131830/2021/12/2982>. EDN: QPNFLY.
9. 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. 12013. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/579/1/012013>.
10. 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. 12080. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1753/1/012080>.
11. Tavana M., Soltanifar M., Santos-Arteaga F.J. Analytical hierarchy process: revolution and evolution // Annals of Operations Research. 2023. Vol. 326. P. 879–907. <https://doi.org/10.1007/s10479-021-04432-2>.
12. Кулешова Л.С., Мухаметшин В.В. Особенности идентификации залежей в условиях различных нефтегазовых регионов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2019. № 5. С. 61–65. [https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-5\(329\)-61-65](https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-5(329)-61-65). EDN: ZHEGNV.
13. Хасанов М.М., Мухамедшин Р.К., Хатмуллин И.Ф. Компьютерные технологии решения многокритериальных задач мониторинга разработки нефтяных месторождений // Вестник инжинирингового центра ЮКОС. 2001. № 2. С. 26–29.
14. Мухаметшин В.В., Кулешова Л.С. О снижении уровня неопределенности при управлении заводнением залежей с трудноизвлекаемыми запасами // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2020. Т. 331. № 5. С. 140–146. <https://doi.org/10.18799/24131830/2020/5/2644>. EDN: HPSFVH.
15. Wen X., Yang J., Geng S., Li K. Study on new method for evaluating reservoir formation pressure by wellhead pressure // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2019. Vol. 384. P. 12037. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/384/1/012037>.
16. Malyarenko A.M., Bogdan V.A., Blinov S.A., Kotenev Yu.A., Mukhametshin V.Sh., Kotenev M.Yu. Improving the reliability of determining physical properties of heterogeneous clay reservoir rocks using a set of techniques // Journal of Physics: Conference Series. 2021. Vol. 1753. P. 12074. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1753/1/012074>.
17. Gheorghiu S.A., Popescu C. Quantifying economic uncertainties and risks in the oil and gas industry // Recent Applications of Financial Risk Modelling and Portfolio Management / eds T. Škrinjaric, M. Čizmešija, B. Christiansen. 2021. P. 154–184. <https://doi.org/10.4018/978-1-7998-5083-0.ch008>.
18. Симоненко Е.П., Долгирев С.С. Статистический метод построения зависимости коэффициентов насыщенности горных пород нефтяных и газовых залежей от абсолютной глубины и коллекторских свойств // Научно-технический вестник «Каротажник». 2023. № 4. С. 87–100. EDN: EJSWBL.
19. Грищенко В.А., Рабаев Р.У., Асылгареев И.Н., Мухаметшин В.Ш., Якупов Р.Ф. Методический подход к определению оптимальных геолого-технологических характеристик при планировании ГРП на многопластовых объектах // SOCAR Proceedings. 2021. № 2. С. 182–191. <https://doi.org/10.5510/OGP2021SI200587>.
20. Мухаметшин В.Ш. Управление заводнением залежей нефти в карбонатных коллекторах // SOCAR Proceedings. 2022. № 1. С. 37–43. <https://doi.org/10.5510/OGP2022SI100643>.

References

1. Maksimov S.P., Kirova V.A., Klubov V.A., Nechitailo S.K., Petropavlovskii V.V., Abrikosov I.Kh., et al. *Geology of oil and gas fields of the Volga-Ural oil and gas province*. Moscow: Nedra-Biznestsentr; 1970. 807 p. (In Russ.).
2. 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.
3. Abyzbaev I.I., Andreev V.E. Forecasting effectiveness of reservoir physical and chemical stimulation. *Neftegazovoe delo = Petroleum Engineering*. 2005;3:167-176. (In Russ.). EDN: JYAJOX.
4. Kudryashov S.I., Belkina E.Yu., Khasanov M.M., Pavlov V.A., Tarasov P.A. Quantitative approach of using of analogs in exploration and field development. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil Industry*. 2015;4:43-47. (In Russ.). EDN: TQNUUB.
5. Lozin E.V. *Geology and oil content of Bashkortostan*. Ufa: RN-BashNIPIneft; 2015. 704 p. (In Russ.).
6. Mukhametshin V.Sh., Khakimzyanov I.N. Features of grouping low-productive oil deposits in carbonate reservoirs for the rational use of resources within the Ural-Volga region. *Zapiski Gornogo instituta = Journal of Mining Institute*. 2021;252:896-907. (In Russ.). <https://doi.org/10.31897/PMI.2021.6.11>. EDN: VEKSXG.



7. Mukhametshin V.V. Improving the efficiency of managing the development of deposits of the West Siberian oil and gas province on the basis of differentiation and grouping. *Geologiya i Geofizika = Russian Geology and Geophysics*. 2021;62(12):1672-1685. (In Russ.). <https://doi.org/10.15372/GiG2021102>. EDN: WGRDPF.
8. Mukhametshin V.Sh., Kuleshova L.S., Safiullina A.R. Grouping and distinguishing of oil deposits in carbonate reservoirs by productivity at the stage of geological exploration. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov = Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*. 2021;332(12):43-51. (In Russ.). <https://doi.org/10.18799/24131830/2021/12/2982>. EDN: QPNFLY.
9. 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;579:12013. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/579/1/012013>.
10. 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;1753:12080. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1753/1/012080>.
11. Tavana M., Soltanifar M., Santos-Arteaga F.J. Analytical hierarchy process: revolution and evolution. *Annals of Operations Research*. 2023;326:879–907. <https://doi.org/10.1007/s10479-021-04432-2>.
12. Kuleshova L.S., Mukhametshin V.V. Deposits identification peculiarities in the regions' various oil and gas-bearing conditions. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii = Geology, geophysics and development of oil and gas fields*. 2019;5:61-65. (In Russ.). [https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-5\(329\)-61-65](https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-5(329)-61-65). EDN: ZHEGNV.
13. Khasanov M.M., Mukhametshin R.K., Khatmullin I.F. Computer technologies for solving multi-criteria problems of oil field development monitoring. *Vestnik inzhiniringovogo tsentra YUKOS*. 2001;2:26-29. (In Russ.).
14. Mukhametshin V.V., Kuleshova L.S. On uncertainty level reduction in managing waterflooding of the deposits with hard to extract reserves. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov = Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*. 2020;331(5):140-146. (In Russ.). <https://doi.org/10.18799/24131830/2020/5/2644>. EDN: HPSFVH.
15. Wen X., Yang J., Geng S., Li K. Study on a new method for evaluating reservoir formation pressure by well-head pressure. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. 2019;384:12037. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/384/1/012037>.
16. Malyarenko A.M., Bogdan V.A., Blinov S.A., Kotenev Yu.A., Mukhametshin V.Sh., Kotenev M.Yu. Improving the reliability of determining physical properties of heterogeneous clay reservoir rocks using a set of techniques. *Journal of Physics: Conference Series*. 2021;1753:12074. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1753/1/012074>.
17. Gheorghiu S.A., Popescu C. Quantifying economic uncertainties and risks in the oil and gas industry. In: Škrinjaric T., Čizmešija M., Christiansen B. (eds). *Recent Applications of Financial Risk Modelling and Portfolio Management*. 2021, p. 154-184. <https://doi.org/10.4018/978-1-7998-5083-0.ch008>.
18. Simonenko E.P., Dolgirev S.S. A statistical method for modeling the dependence of the oil-and-gas deposits rock saturations on the absolute depths and reservoir properties. *Nauchno-tehnicheskii vestnik "Karotazhnik"*. 2023;4:87-100. (In Russ.). EDN: EJSWBL.
19. Grishchenko V.A., Rabaev R.U., Asylgareev I.N., Mukhametshin V.Sh., Yakupov R.F. Methodological approach to optimal geological and technological characteristics determining when planning hydraulic fracturing at multilayer facilities. *SOCAR Proceedings*. 2021;2:182-191. (In Russ.). <https://doi.org/10.5510/OGP2021SI200587>.
20. Mukhametshin V.Sh. Oil flooding in carbonate reservoirs management. *SOCAR Proceedings*. 2022;1:37-43. (In Russ.). <https://doi.org/10.5510/OGP2022SI100643>.

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
<https://orcid.org/0000-0003-3283-1047>

**Гиззатуллина Алина Азатовна,**

кандидат физико-математических наук,
заместитель директора по научно-исследовательской работе,
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,
alina.gizzatullina87@mail.ru
<https://orcid.org/0009-0007-7506-8367>

Alina A. Gizzatullina,

Cand. Sci. (Phys. & Math.),
Deputy Director for Research,
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,
alina.gizzatullina87@mail.ru
<https://orcid.org/0009-0007-7506-8367>

Вклад авторов / Contribution of the authors

Р.А. Гилязетдинов – проведение расчетов при реализации этапов геолого-статистического моделирования, вывод основных уравнений, используемых в рамках дальнейшей интерпретации и обработки данных по объекту исследования.



Л.С. Кулешова – постановка задачи исследования, разработка и создание основных научно-методических подходов к вопросу эффективного управления процессами разработки нефтяных месторождений с использованием геолого-промысловой информации.

В.В. Мухаметшин – разработка методологии глубокой дифференциации залежей и внедрение ее ключевых компонентов в процесс исследования с использованием метода аналогий и ряда других методов, позволяющих существенно повысить достоверность получаемых геолого-статистических моделей.

А.А. Гиззатуллина – проведение экспериментальных исследований по определению закономерностей между изменениями основных параметров, характеризующих различные свойства продуктивных пластов и насыщающих их флюидов, с дальнейшим обоснованием возможности их прогноза на основании результатов глубокой идентификации.

Ruslan A. Gilyazetdinov conducted calculations under the implementation of the geological and statistical modeling stages, derived basic equations used in further interpretation and processing of data on the research object.

Lyubov S. Kuleshova formulated the research problem, developed and created basic scientific and methodological approaches to the solution of the problem of effective management of oil field development processes using geological and field information.

Vyacheslav V. Mukhametshin developed methodology for deep differentiation of deposits and introduced its key components into the research process using the analogue method and a number of other methods that can significantly increase the reliability of the obtained geological and statistical models.

Alina A. Gizzatullina conducted experimental studies to determine the variation patterns of the main parameters characterizing various properties of productive formations and the fluids saturating them, provided the justification of the possibility of their prediction based on the deep identification results.

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 22.12.2023; одобрена после рецензирования 20.02.2024; принята к публикации 26.02.2024.

The article was submitted 22.12.2023; approved after reviewing 20.02.2024; accepted for publication 26.02.2024.