

МАРКШЕЙДЕРСКОЕ ДЕЛО. ГОРНОПРОМЫШЛЕННАЯ ГЕОЛОГИЯ

УДК 622.276:533.98:550.8

DOI: 10.21440/0536-1028-2024-4-113-123

Устранение неопределенности в условиях ограниченного объема геолого-промысловой информации

Кулешова Л. С.¹, Мухаметшин В. В.², Гилязетдинов Р. А.^{1*}

¹ Институт нефти и газа Уфимского государственного нефтяного технического университета (филиал в г. Октябрьском), г. Октябрьский, Россия

² Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия

*e-mail: gilyazetdinov_2023@mail.ru

Реферат

Введение. Принятие управленческих решений в условиях неопределенности является неотъемлемой частью ввода в промышленную эксплуатацию залежей, расположенных в пределах слабоизученных геологическими и геофизическими методами территорий. Успешность данной процедуры во многом определяется применением современных алгоритмов поиска объектов-аналогов для наиболее эффективного тиражирования лучших практик разработки месторождений.

Цель работы заключается в проведении комплексного изучения влияния объема геолого-промысловых данных на степень идентифицируемости залежей жидких углеводородов в условиях реализации процессов разработки залежей на территории одного из крупнейших объектов нефтедобычи – Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

Методика исследования базируется на использовании ключевых и наиболее представительных методов геолого-статистического моделирования, в частности, дискриминантного и факторного анализов, для исследования наиболее информативных параметров, которые отражают геолого-физические и физико-химические свойства пластов и насыщающих их флюидов.

Результаты. На основе проведенных исследований установлено, что степень идентифицируемости объектов при различных объемах данных может существенно варьироваться, в рассматриваемом случае она снижается на четверть по сравнению с использованием в рамках моделирования двадцати основных параметров, оказывающих влияние на конечный коэффициент нефтеизвлечения. Полученное распределение объектов в осях канонических дискриминантных функций позволяет на ранней стадии проведения геолого-разведочных работ при достаточно высоком уровне релевантности принимать ряд управленческих решений, направленных на обоснование проектных решений и формирование оптимальной стратегии ввода активов в промышленную эксплуатацию.

Выводы. Представленные в работе научно-методические подходы могут быть использованы при решении конкретных задач разработки месторождений, основанных на поиске объектов-аналогов в пределах ранее неразведанных территорий при помощи расчетов значений главных компонент и канонических дискриминантных функций и определении перечня параметров, которые вносят наибольший вклад в процент верно сгруппированных объектов, что в совокупности позволит эффективно управлять разными процессами в нелинейных системах нефтедобычи при значительной неоднородности и неравновесности геолого-промысловых данных.

Ключевые слова: геолого-статистическое моделирование; Волго-Уральская нефтегазоносная провинция; геолого-промысловые данные; нелинейность процессов; нефтедобыча; тектонико-стратиграфическая приуроченность; объем данных.

Введение. На стадии ввода месторождений в разработку при составлении первых проектных документов довольно часто приходится сталкиваться с проблемой отсутствия представительной информации о залежах [1–3]. В этих условиях важно иметь объекты-аналоги, находящиеся длительное время в разработке, опираясь на которые, можно готовить проектные документы [4–6]. Иначе говоря, важно иметь алгоритм идентификации, позволяющий провести процедуру идентификации с использованием ограниченного объема информации, но с допустимыми пределами погрешности определения аналогов.

Таблица 1. Зависимость процента снижения степени идентифицируемости объектов от объема геолого-промысловых данных

Table 1. Dependence of the percentage of objects identification degree reduction on the amount of geological-field data

Вариант	Принципы выделения групп объектов	Процент снижения степени идентифицируемости, %
1	Тип коллектора (терригенный, карбонатный)	2,6
2	Стратиграфический (терригенный, карбонатный, девонская, каменноугольная)	3,1
3	Стратиграфический (терригенный, девонская, каменноугольная, пермская)	5,9
4	Стратиграфический (терригенный, карбонатный, ярусы, горизонты)	35,6
5	Стратиграфический (терригенный, карбонатный, каменноугольная, ярусы, горизонты)	27,2
6	Стратиграфический (карбонатный, девонская, ярусы, горизонты)	21,6
7	Стратиграфический (карбонатный, терригенный, ярусы, горизонты)	24,4
8	Тектонический (терригенный)	26,9
9	Тектонический (карбонатный)	25,4
10	Тектонический (терригенный, карбонатный)	33,4
11	Тектонический + стратиграфический (терригенный, девонская)	25,3
12	Тектонический + стратиграфический (терригенный, каменноугольная)	21,5
13	Тектонический + стратиграфический (карбонатный, каменноугольная)	33,3
14	Тектонический + стратиграфический (карбонатный, девонская)	33,6
15	Тектонический + стратиграфический (карбонатный, пермская)	33,3
16	Тектонический + стратиграфический (карбонатный, терригенный, девонская, каменноугольная, пермская, ярусы, горизонты)	39,4

Исследование, проведенное в работе [7], показало, что наибольшее влияние на идентифицируемость залежей в терригенных коллекторах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (ЗСНГП) и отдельных залежей в карбонатных коллекторах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (ВУНГП) оказывают семь параметров, среди которых: глубина залегания пласта $H_{зал}$; эффективная нефтенасыщенная толщина пласта H_3 ; коэффициент пористости m_r ; коэффициент нефтенасыщенности K_n ; коэффициент проницаемости $K_{прон}$; коэффициент расчлененности K_p ; вязкость нефти в пластовых условиях μ_n . Использование полученных

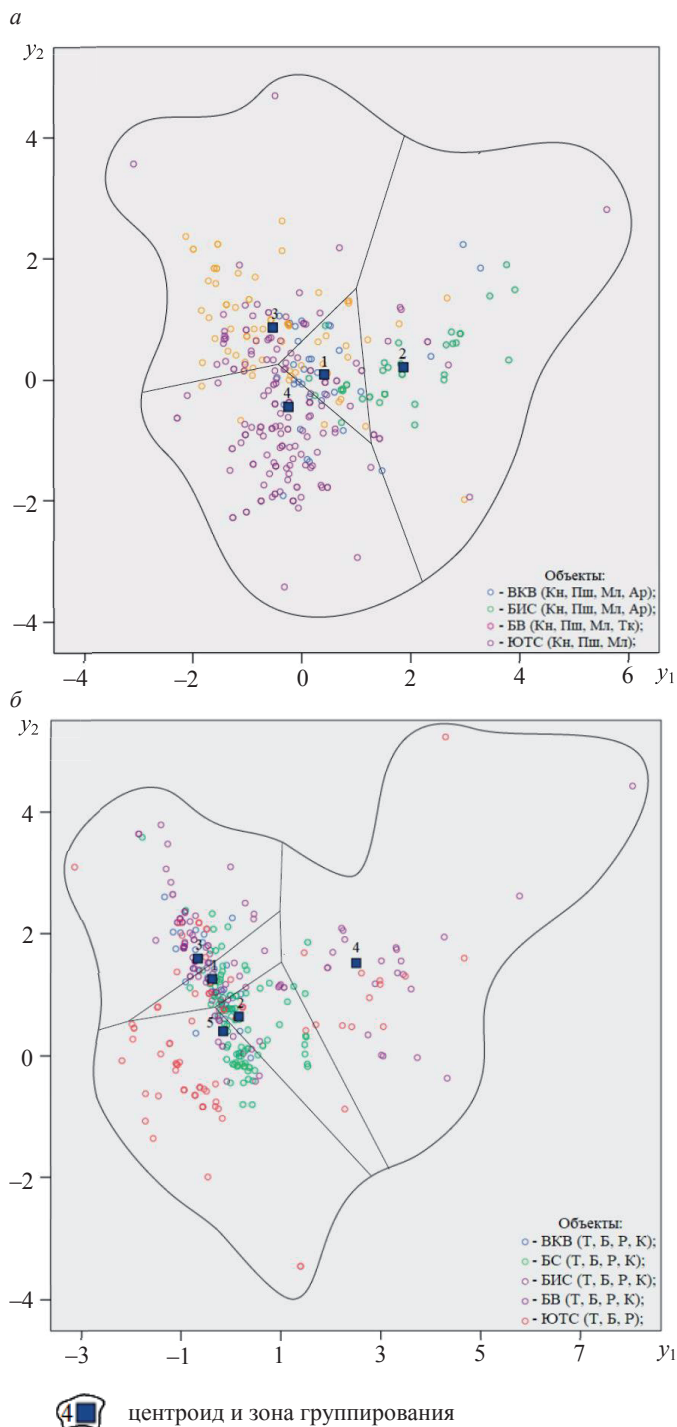


Рисунок 1. Распределение объектов в терригенных коллекторах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции девонской – а и каменноугольной – б систем в осях канонических дискриминантных функций (7 параметров), (из набора прикладных программ «Статистика»)

Figure 1. Distribution of objects in terrigenous reservoirs of the Volga-Ural petroleum and gas province of the Devonian – а and Carboniferous – б systems in the axes of canonical discriminant functions (7 parameters), (from the Statistica software)

моделей для решения ключевых задач разработки залежей возможно, но с учетом ряда ограничений, что создает определенные трудности при проектировании месторождений, расположенных в пределах различных по степени и плотности изученности территорий. Это приводит к необходимости не только совершенствования моделей, но и их актуализации за счет реализации комплексного подхода к процедуре обработки и интерпретации геолого-промысловых данных.

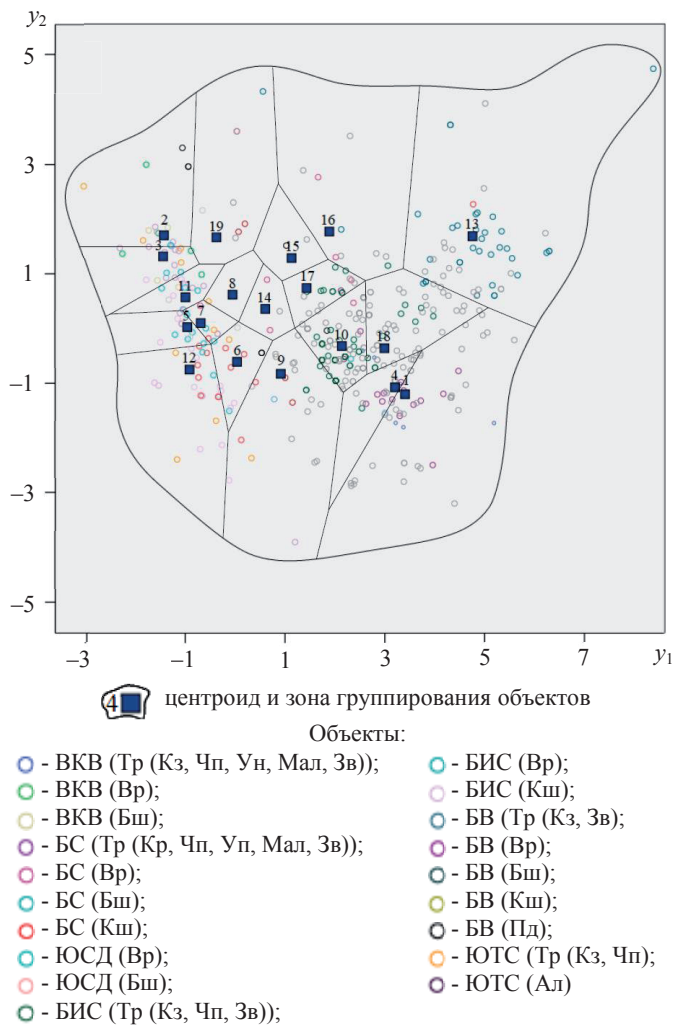


Рисунок 2. Распределение объектов в карбонатных коллекторах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции каменноугольной системы в осях канонических дискриминантных функций (7 параметров), (из набора прикладных программ «Статистика») Figure 2. Distribution of objects in carbonate reservoirs of the Volga-Ural petroleum and gas province of the Carboniferous system in the axes of canonical discriminant functions (7 parameters), (from the Statistica software)

Материалы и методы. Исходя из этого, с учетом уже существующих научно-методических аспектов, используемых при идентификации объектов, значительно расширена область проведения исследования. Для шестнадцати вариантов группирования было выбрано более полутора тысяч объектов ВУНГП, сложен-

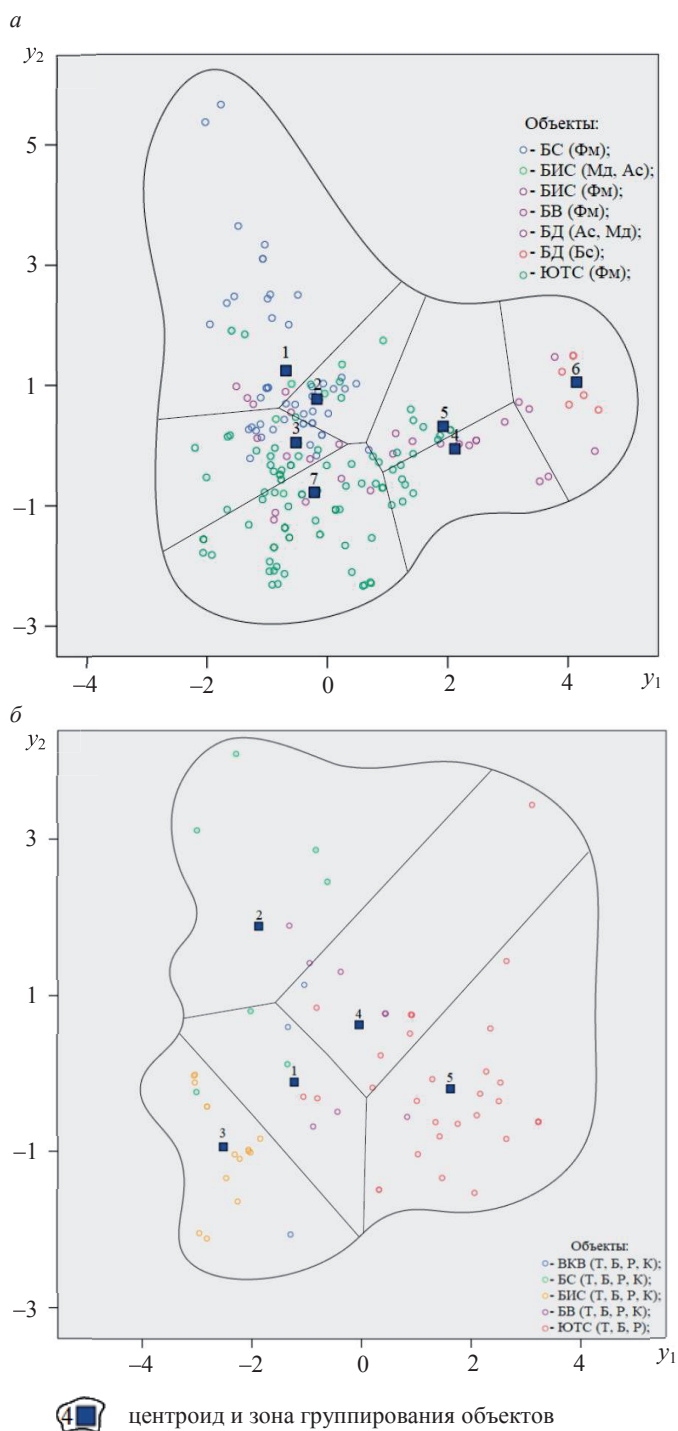


Рисунок 3. Распределение объектов в карбонатных коллекторах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции девонской – а и пермской – б систем в осях канонических дискриминантных функций (7 параметров), (из набора прикладных программ «Статистика»)
 Figure 3. Distribution of objects in carbonate reservoirs of the Volga-Ural petroleum and gas province of the Devonian – а and Permian – б systems in the axes of canonical discriminant functions (7 parameters), (from the Statistica software)

Таблица 2. Значения канонических дискриминантных функций в центроидах групп
 Table 2. Values of canonical discriminant functions in group centroids

Вариант	Группа	y_1	y_2
11	1	0,41	0,95
	2	1,87	0,22
	3	-0,53	0,87
	4	-0,25	-0,44
12	1	-0,37	0,26
	2	0,16	-0,35
	3	0,60	-0,25
	4	0,52	0,03
	5	-0,59	0,07
13	1	1,41	-1,20
	2	-3,43	1,70
	3	-3,44	1,32
	4	1,20	-1,07
	5	-3,00	0,57
	6	-1,96	-0,61
	7	-2,69	0,10
	8	-2,05	0,62
	9	-1,08	-0,83
	10	0,14	-0,32
	11	-2,96	0,03
	12	-2,91	-0,75
	13	2,76	1,68
	14	-1,40	0,36
	15	-0,87	1,29
	16	-0,11	1,77
	17	-0,57	0,74
	18	0,99	-0,36
	19	-2,37	1,66
14	1	-0,69	1,24
	2	-0,17	0,77
	3	-0,52	0,05
	4	2,12	-0,05
	5	1,92	0,32
	6	4,14	1,05
	7	-0,22	-0,78
15	1	-1,23	-0,11
	2	-1,88	1,89
	3	-2,52	-0,93
	4	-0,04	0,63
	5	1,62	-0,19

ных как карбонатными, так и терригенными коллекторами, находящихся на территориях Башкортостана, Татарстана, Удмуртии, Пермского края и приуроченных в тектоническом отношении к: Верхнекамской (ВКВ) и Благовещенской (БВ) впадинам, Башкирскому (БС) и Южно-Татарскому (ЮТС) сводам; Бирской (БИС) и Шихано-Ишимбайской (ШИС) седловинам; Юрюзано-Сылвенской (ЮСД), Бельской (БД), Мраковской (МР) депрессиям. В стратиграфическом отношении объекты приурочены к: бийскому (Бс), аскинскому (Ас), мендымскому (Мд), воробьевскому (Вр), ардаатовскому (Ар), муллинскому (Мл), пашийскому (Пш), кыновскому (Кн) горизонтам, орловскому надгоризонту (Ор), токатинским (Тк) и тимановским (Тм) слоям, фаменскому (Фм) и франскому (Фр) ярусам девонской системы; алексинскому (Ал), мячковскому (Мч), верейскому (Вр), каширскому (Кш), подольскому (Пд) горизонтам, башкирскому ярусу (Бш), косьвинскому (К), радаевскому (Р), бобриковскому (Б), тульскому (Т) горизонтам, а также заволжскому (Зв), малевскому (Мал), упинскому (Уп), черепетскому (Чп), кизеловскому (Кз) горизонтам турнейского яруса (Тр) нижнекаменноугольной системы; кунгурскому (Кг), сакмарскому (Ск), ассельскому (Асс) и артинскому (Арт) ярусам пермской системы [8]. Была проведена идентификация объектов по семи параметрам и проведено сравнение процентов верно сгруппированных объектов с использованием 20 и 7 параметров.

Результаты. Идентифицируемость на основе группирования по типу коллектора, стратиграфической и тектонической приуроченности определялась с использованием дискриминантного анализа [9–11]. В табл. 1 схематично представлены результаты сравнения.

Видно, что в зависимости от принципов выделения групп процент снижения степени идентифицируемости изменяется от 2,6 до 39,4, а в среднем составляет 22. Для предложенных алгоритмов поиска с использованием качественных показателей – тип коллектора, тектоническая плюс стратиграфическая приуроченность с дифференциацией по системам – варианты 11–15 процент снижения степени идентифицируемости составляет 24,6, что является вполне приемлемым для поиска объектов-аналогов на стадии ввода месторождений в разработку в условиях крайних неопределенностей геологических параметров залежей.

Полученные результаты могут быть использованы в практике на основе следующих уравнений канонических дискриминантных функций (КДФ), распределений, представленных на рис. 1–3, и значений КДФ в центроидах групп (табл. 2).

Для варианта 11:

$$y_1 = 0,104\mu_n - 3,636K_{\text{прон}} - 0,017H_3 - 0,060K_p + 3,259K_n + 13,1013m_r - 0,027H_{\text{зал}} - 1,389;$$

$$y_2 = 0,053\mu_n - 0,649K_{\text{прон}} - 0,209H_3 + 0,54K_p + 5,829K_n - 3,71m_r + 0,004H_{\text{зал}} - 11,419.$$

Для варианта 12:

$$y_1 = -0,020\mu_n - 0,938K_{\text{прон}} + 0,075H_3 - 0,090K_p - 0,249K_n - 5,797m_r + 0,004H_{\text{зал}} - 3,225;$$

$$y_2 = 0,019\mu_n + 1,650K_{\text{прон}} - 0,180H_3 + 0,154K_p + 0,507K_n + 31,923m_r + 0,004H_{\text{зал}} - 13,065.$$

Для варианта 13:

$$\begin{aligned}y_1 &= 0,011\mu_n - 10,779K_{\text{прон}} + 0,180H_{\text{з}} - 0,036K_p + 1,779K_n - 21,486m_r + \\ &\quad + 0,005H_{\text{зал}} - 5,339; \\ y_2 &= -0,029\mu_n - 2,367K_{\text{прон}} - 0,009H_{\text{з}} - 0,066K_p - 3,231K_n + 47,605m_r + \\ &\quad + 0,003H_{\text{зал}} - 5,755.\end{aligned}$$

Для варианта 14:

$$\begin{aligned}y_1 &= 0,413\mu_n - 57,825K_{\text{прон}} + 0,078H_{\text{з}} - 0,828K_p + 261,251K_n + 46,583m_r + \\ &\quad + 0,056H_{\text{зал}} - 157,953; \\ y_2 &= 0,347\mu_n - 62,939K_{\text{прон}} + 0,224H_{\text{з}} - 1,377K_p + 267,308K_n + 146,872m_r + \\ &\quad + 0,051H_{\text{зал}} - 164,945.\end{aligned}$$

Для варианта 15:

$$\begin{aligned}y_1 &= -0,028\mu_n + 1,046K_{\text{прон}} + 0,007H_{\text{з}} + 0,025K_p + 8,170K_n - 4,426m_r + \\ &\quad + 0,002H_{\text{зал}} - 8,530; \\ y_2 &= 0,055\mu_n - 1,811K_{\text{прон}} + 0,020H_{\text{з}} + 0,079K_p + 5,162K_n - 4,305m_r + \\ &\quad + 0,0001H_{\text{зал}} - 5,459.\end{aligned}$$

В то же время необходимо отметить, что в процессе разбуривания месторождений и их эксплуатации необходимо снижать степень неопределенности через проведение как лабораторных, так и геофизических и гидродинамических исследований для более надежного определения объектов-аналогов и вносить при необходимости дополнительные коррективы, поскольку использование ограниченного количества информации позволяет из каждых четырех объектов надежно диагностировать лишь три в начальной стадии разработки [12–17]. Кроме того, с течением времени в осях КДФ возможна миграция объектов и смена ближайшего окружения объектов-аналогов.

Выводы. Таким образом, на основании проведенных исследований:

- установлен минимальный набор параметров, характеризующих различные геологические системы, для проведения процедуры идентификации с использованием ограниченного объема информации на ранних стадиях разработки нефтяных месторождений;
- предложен алгоритм поиска объектов-аналогов для месторождений на стадии составления первых проектных документов с использованием ограниченного объема информации в условиях наличия различного рода неопределенностей;
- установлено, что использование третьей части от общего количества традиционно используемых геолого-физических параметров снижает степень идентифицируемости объектов, что, с одной стороны, позволяет использовать предложенный алгоритм для решения задач проектирования и разработки залежей в начальной стадии, а с другой – требует проведения всего комплекса исследований для уточнения и коррекции при принятии обоснованных управляющих решений.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Мухаметшин В. В. Обоснование трендов повышения степени выработки запасов нефти нижнемеловых отложений Западной Сибири на основе идентификации объектов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2018. № 329(5). С 117–124.
2. 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.
3. Кудряшов С. И., Хасанов М. М., Краснов В. А., Хабибуллин Р. А., Семенов А. А. Шаблоны применения технологий – эффективный способ систематизации знаний // Нефтяное хозяйство. 2007. № 11. С. 7–9.
4. Мухаметшин В. В. Повышение эффективности управления разработкой залежей Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции на основе дифференциации и группирования // Геология и геофизика. 2021. Т. 62. № 12. С. 1672–1685. DOI: 10.15372/GiG2021102
5. 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. № 252. С. 896–907. DOI: 10.31897/PMI.2021.6.11
6. 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.
7. Кулешова Л. С., Мухаметшин В. В. Особенности идентификации залежей в условиях различных нефтегазоносных регионов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2019. № 5(329). С. 61–65.
8. Лозин Е. В. Геология и нефтеносность Башкортостана. Уфа; БашНИПИнефть, 2015. 704 с.
9. Salimov F. S., Kotenev Yu. A., Mukhametshin V. Sh., Sultanov Sh. Kh., Safiullina A. R. Development of oil deposits in tectonic conditions // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. 2020. Vol. 905. Art. 012086. P. 1–8. DOI: 10.1088/1757-899X/905/1/012086
10. 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. Art. 012012. P. 1–5. DOI: 10.1088/1755-1315/579/1/012012
11. Min Wang, Ming Li, Jin-Bu Li, Liang Xu, Jin-Xu Zhang. The key parameter of shale oil resource evaluation: Oil content // Petroleum Science. 2022. Vol. 19. No. 4. P. 1443–1459. DOI: 10.1016/j.petsci.2022.03.006
12. Koshkin K. A., Melkishev O. A. Use of derivatives to assess preservation of hydrocarbon deposits // IOP Conf. Series: Journal of Physics. 2018. Vol. 1015. Art. 032092. DOI: 10.1088/1742-6596/1015/3/032092
13. Шарапов И. П. Применение математической статистики в геологии. Статистический анализ геологических данных. М.: Недра, 1965. 260 с.
14. Al-Hajeri M. M., Saeed M. Al, Derks J. Fuchs T., Hantschel T., Kauerauf A., Neumaier M., Schenk O., Swientek O., Tessen N., Welte D., Wygrala B., Korpipihl D., Peters K. Basin and petroleum system modeling // Oilfield Review. 2009. Vol. 21. Iss. 2. P. 14–29. DOI: 10.1007/978-3-319-49347-3_11
15. Xie X., Weiss W. W., Tong Z. J., Morrow N. R. Improved oil recovery from carbonate reservoirs by chemical stimulation // SPE Journal. 2005. Vol. 10. No. 3. P. 276–285. DOI: 10.2118/89424-PA
16. Joshi S. D. Horizontal well technology. Tulsa, Oklahoma, USA: Pennwell Publishing Company, 1991. 535 p.
17. Шадрин А. С., Коношонкин Д. В., Антонов А. Е., Рукавишников В. С., Петрова Д. С. Определение геомеханических свойств юрских и доюрских отложений Томской области // Известия вузов. Горный журнал. 2022. № 1. С. 34–44. DOI 10.21440/0536-1028-2022-1-34-44

Поступила в редакцию 22 декабря 2023 года

Сведения об авторах:

Кулешова Любовь Сергеевна – кандидат технических наук, доцент кафедры разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений Института нефти и газа Уфимского государственного нефтяного технического университета (филиал в г. Октябрьском). E-mail: mark1212@mail.ru; <https://orcid.org/0000-0003-2975-3666>

Вячеслав Вячеславович Мухаметшин – доктор технических наук, профессор кафедры геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений Уфимского государственного нефтяного технического университета. E-mail: vv@of.ugntu.ru; <https://orcid.org/0000-0003-3283-1047>

Гилязетдинов Руслан Альбертович – научный сотрудник кафедры разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений Института нефти и газа Уфимского государственного нефтяного технического университета (филиал в г. Октябрьском). E-mail: gilyazetdinov_2023@mail.ru; <https://orcid.org/0009-0002-1931-7035>

Eliminating uncertainty under limited geological-field data

Liubov S. Kuleshova¹, Viacheslav V. Mukhametshin², Ruslan A. Giliazetdinov¹

¹ Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University (Branch in the City of Oktyabrsky), Oktyabrsky, Russia.

² Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia.

Abstract

Introduction. Management decision-making under uncertainty is an integral part of the process of putting into commercial production deposits located at territories poorly studied by geological and geophysical methods. The success is largely determined by using modern analog search algorithms in order to effectively replicate best field development practices.

Research objective is to study the effect the amount of geological-field data has on the degree of fluid hydrocarbons deposits identifiability when implementing reservoir development processes at one of the largest oil recovery facilities, the Volga-Ural petroleum and gas province.

Methods of research are based on the key and most representative methods of geological-statistical modeling, in particular, discriminant and factor analysis, in order to study the most informative parameters that reflect the geological-physical and physico-chemical properties of formations and fluids saturating them.

Research results. The study revealed that objects identification degree under various amount of data can vary significantly. In the case under consideration, it is reduced by a quarter as compared to modelling twenty main parameters affecting ultimate oil recovery factor. The resulting distribution of objects in the axes of canonical discriminant functions allows, at an early stage of geological exploration under a sufficiently high level of relevance, to make some management decisions aimed at justifying design decisions and forming an optimal strategy for putting assets into commercial operation.

Conclusions. The scientific-methodological approaches presented can be used in solving specific problems of field development based on the search for analogs in unexplored territories using calculations of the principal components and canonical discriminant functions and determining the list of parameters that make the greatest contribution to the percentage of correctly classified objects. It will make it possible to effectively manage various processes in nonlinear oil recovery systems under significantly heterogeneous and nonequilibrium geological-field data.

Keywords: geological-statistical modeling; Volga-Ural petroleum and gas province; geological-field data; nonlinearity of processes; oil recovery; tectonic-stratigraphic location; amount of data.

REFERENCES

1. Mukhametshin V. V. Rationale for trends in increasing oil reserves depletion in Western Siberia cretaceous deposits based on targets identification. *Izvestiia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesurov = Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*. 2018; 329(5): 117–124. (In Russ.)
2. Orlova I. O., Zakharchenko E. I., Skiba N. K., Zakharchenko Iu. I. Methodical approach to fields classification and fields-analogues prospecting. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefitnykh i gazovykh mestorozhdenii = Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. 2014; 12: 16–18. (In Russ.)
3. Kudriashov S. I., Khasanov M. M., Krasnov V. A., Khabibullin R. A., Semenov A. A. Technology application templates as an effective way of knowledge organization. *Nefitnoe khoziaistvo = Oil Industry*. 2007; 11: 7–9. (In Russ.)
4. Mukhametshin V. V. Improving the efficiency of managing the development of the West Siberian oil and gas province fields on the basis of differentiation and grouping. *Geologiya i geofizika = Russian Geology and Geophysics*. 2021; 62(12): 1672–1685. (In Russ.) Available from: doi: 10.15372/GiG2021102
5. Mukhametshin V. Sh., Khakimzianov I. N. Features of grouping low-producing 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.) Available from: doi: 10.31897/PMI.2021.6.11
6. Khasanov M. M., Mukhamedshin R. K., Khatmullin I. F. Computer-aided technologies of solving multicriterion problems of oilfields development monitoring. *Vestnik inzhiniringovogo tsentra IuKOS = Bulletin of Yukos engineering center*. 2001; 2: 26–29. (In Russ.)

7. Kuleshova L. S., Mukhametshin V. V. Deposits identification peculiarities in the regions' various oil and gas-bearing conditions. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefiannykh i gazovykh mestorozhdenii = Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. 2019; 5(329): 61–65. (In Russ.)
8. Lozin E. V. *Geology and oil-bearing capacity of Bashkortostan*. Ufa: BashNIPIneft Publishing; 2015. (In Russ.)
9. Salimov F. S., Kotenev Yu. A., Mukhametshin V. Sh., Sultanov Sh. Kh., Safiullina A. R. Development of oil deposits in tectonic conditions. In: *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*. 2020; 905: 012086: 1–8. Available from: doi: 10.1088/1757-899X/905/1/012086
10. Mukhametshin V. Sh. Rationale for the production of hard-to-recover deposits in carbonate reservoirs. In: *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. 2020; 579: 012012: 1–5. Available from: doi: 10.1088/1755-1315/579/1/012012
11. Min Wang, Ming Li, Jin-Bu Li, Liang Xu, Jin-Xu Zhang. The key parameter of shale oil resource evaluation: *Oil content*. *Petroleum Science*. 2022; 19(4): 1443–1459. Available from: doi: 10.1016/j.petsci.2022.03.006
12. Koshkin K. A., Melkisev O. A. Use of derivatives to assess preservation of hydrocarbon deposits. In: *IOP Conf. Series: Journal of Physics*. 2018; 1015: 032092. Available from: doi: 10.1088/1742-6596/1015/3/032092
13. Sharapov I. P. *Applying mathematical statistics in geology, Statistical analysis of geological data*. Moscow: Nedra Publishing; 1965. (In Russ.)
14. Al-Hajeri M. M., Saeed M. Al, Derks J. Fuchs T., Hantschel T., Kauerauf A., Neumaier M., Schenk O., Swientek O., Tessen N., Welte D., Wygrala B., Kornpohl D., Peters K. Basin and petroleum system modeling. *Oilfield Review*. 2009; 21(2): 14–29. Available from: doi: 10.1007/978-3-319-49347-3_11
15. Xie X., Weiss W. W., Tong Z. J., Morrow N. R. Improved oil recovery from carbonate reservoirs by chemical stimulation. *SPE Journal*. 2005; 10(3): 276–285. Available from: doi: 10.2118/89424-PA
16. Joshi S. D. *Horizontal well technology*. Tulsa, Oklahoma, USA: Pennwell Publishing Company, 1991.
17. Shadrin A. S., Konoshonkin D. V., Antonov A. E., Rukavishnikov V. S., Petrova D. S. Determination of geomechanical properties of the Jurassic and Pre-Jurassic sediments of the Tomsk region. *Minerals and Mining Engineering*. 2022; 1: 34–44. (In Russ.) Available from: doi: 10.21440/0536-1028-2022-1-34-44

Received 22 December 2023

Information about the authors:

Liubov S. Kuleshova – PhD (Engineering), associate professor of the Department of Exploration and Development of Oil and Gas Fields, Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University (Branch in the City of Oktyabrsky). E-mail: markl212@mail.ru; <https://orcid.org/0000-0003-2975-3666>

Viacheslav V. Mukhametshin – DSc (Engineering), professor of the Department of Exploration and Development of Oil and Gas Fields, Ufa State Petroleum Technological University. E-mail: vv@of.ugntu.ru; <https://orcid.org/0000-0003-3283-1047>

Ruslan A. Giliyazetdinov – researcher, Department of Exploration and Development of Oil and Gas Fields, Institute of Oil and Gas of Ufa State Petroleum Technological University (Branch in the City of Oktyabrsky). E-mail: gilyazetdinov_2023@mail.ru; <https://orcid.org/0009-0002-1931-7035>

Для цитирования: Кулешова Л. С., Мухаметшин В. В., Гилязетдинов Р. А. Устранение неопределенности в условиях ограниченного объема геолого-промысловой информации // Известия вузов. Горный журнал. 2024. № 4. С. 113–123. DOI: 10.21440/0536-1028-2024-4-113-123

For citation: Kuleshova L. S., Mukhametshin V. V., Giliyazetdinov R. A. Eliminating uncertainty under limited geological-field data. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii. Gornyi zhurnal = Minerals and Mining Engineering*. 2024; 4: 113–123 (In Russ.). DOI: 10.21440/0536-1028-2024-4-113-123