SOCAR Proceedings

Oil and gas fields exploration, geology and geophysics

journal home page: http://proceedings.socar.az

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ПРОГНОЗИРОВАНИЮ РЕЗУЛЬТАТОВ ИДЕНТИФИКАЦИИ ЗАЛЕЖЕЙ В УСЛОВИЯХ РАЗЛИЧНОЙ ТЕКТОНИЧЕСКОЙ ПРИУРОЧЕННОСТИ ОБЪЕКТОВ

Р. А. Гилязетдинов, Л. С. Кулешова, В. Ш. Мухаметшин*, Р. Ф. Якупов, А. А. Гиззатуллина, З. Н. Сагитова

Институт нефти и газа, Уфимский государственный нефтяной технический университет (филиал в г. Октябрьском), Россия

An integrated approach to predicting the results of the identification of deposits in conditions of different tectonic confinement of objects

R. A. Gilyazetdinov, L. S. Kuleshova, V. Sh. Mukhametshin*, R. F. Yakupov, A. A. Gizzatullina, Z. N. Sagitova

Institute of Oil and Gas, Ufa State Petroleum Technological University (branch in Oktyabrsky), Russia

ABSTRACT

In this paper, for the objects of the Volga-Ural oil and gas province, confined to terrigenous and carbonate reservoirs, a study was conducted aimed at reducing risks and uncertainties when using geological and statistical models. Discriminant analysis revealed a number of inconsistencies in the grouping of objects according to the criterion of tectonic confinement, within which the migration of objects and their significant dispersion relative to the centroids of the groups were revealed. In order to level out the factors of nonlinearity and heterogeneity of processes occurring in disordered oil and gas systems, the boundaries of their stability are formed using four models using algorithms for solving the dual problem by the simplex method. Based on the data obtained, some features of the influence of parameters characterizing the geological and physical properties of productive formations and the fluids saturating them on the integrity and correctness of ideas about the degree of belonging of objects to certain grouping zones are determined. The results obtained make it possible, within the framework of proactive resource management, to create optimal or refine existing algorithms for finding the most suitable analog objects for use at newly discovered sites of the best engineering solutions and practices in the field of field development.

Keywords: geological and statistical modeling; oil deposits; tectonic confinement of objects; geological complexes; development of oil fields; asset management of subsoil users.

© 2023 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

В целях эффективной реализации процессов нефтеизвлечения одна из наиболее актуальных, но в то же время сложных для решения задач текущей разработки месторождений жидких углеводородов включает в себя создание научно-обоснованного подхода к поиску, выбору, определению и описанию объектов, использование опыта эксплуатации которых успешно позволяет:

- внедрять и тиражировать лучшие практики управления активами [1-6];
- комплексно подходить к вопросу организации геолого-технических мероприятий и мероприятий [7-11], направленных на повышение нефтеотдачи пластов [11-16];
- опираясь на известную базу знаний и представлений совместно с использованием ряда косвенных данных формировать оптимальные условия для проактивного контроля процессами движения жидкости в пористых средах [17-20];
- формировать наиболее точные алгоритмы принятия управленческих решений в условиях неоднородности и неравновесности геолого-промысловых данных [21-24];
- снизить стоимость проектных работ в условиях повышения цен на энергоносители;
- трансформировать сложные нелинейные процессы нефтегазодобычи в ряд численных математических моделей для реализации повсеместного контроля за технологическими операциями и поиска несоответствий в работе различных систем [25-29].

Значительная доля остаточных запасов нефти многих длительно разрабатываемых месторождений сосредоточена в сложных горно-геологических условиях, образованных за счет активного воздействия на нефтенасыщенную часть пласта, что в условиях стратегии повышения продуктивности добывающих скважин привело к формированию обособленных зон, представленных чаще всего малоизученными залежами. Их разработка осложнена не только представленными выше факторами, но и тем, что в большинстве случаев отсутствует релевантный и

**E-mail:* vsh@of.ugntu.ru

http://dx.doi.org/10.5510/OGP20230400913

актуальный объем данных, характеризующий геолого-физические характеристики продуктивных пластов и насыщающих их флюидов. Это накладывает ряд трудностей прикладного, практического и аналитического характера из-за отсутствия единой стратегии решения вопроса эффективного ввода в разработку нерентабельных активов. С учетом этого, исследователями сформирован ряд подходов по снижению уровня рисков и неопределенностей, среди которых наиболее распространенным является использование метода аналогий [30-36].

Повсеместное применение современных высокоинтеллектуальных систем для мониторинга и контроля технологических процессов способствует расширению области внедрения научно-методических основ, базирующихся на распознавании различных образов в нагруженных системах и формирующих представление о рассматриваемом объекте при помощи ряда инструментов. В целом, их можно разделить на два кластера в зависимости от назначения:

- обучение без учителя, основанное на использование фактических данных для снижения размерности задачи, поиска аномалий (отклонений) или же кластеризации исходного объема немаркированных данных;
- обучение с учителем, заключающееся в использовании синтеза исходных данных различной природы и характера, на основании которых система выявляет ряд закономерностей и в дальнейшем использует их при прогнозировании [37-42].

В большинстве случаев для реализации комплексного подхода и в зависимости от решаемой задачи используются оба инструмента в различных количественно-качественных соотношениях, на которое влияет множество компонентов.

При анализе опыта применения методов распознавания образов в рамках формирования алгоритмов управления активами нефтяных компаний стоит отметить, что в основе данной процедуры лежат механизмы идентификации, то есть разделения объектов по определенным критериям и объединения их в относительно однородные группы на основе методических подходов. Они включают в себя методы главных компонент (МГК), нейросетевого моделирования (НМ), кластерного анализа (КА) и дискриминантного анализа (ДА), которые позволяют решить самый широкий круг задач реализации эффективного процесса нефтеизвлечения в зависимости от стадии разработки месторождений.

Так, применение метода аналогий позволило успешно провести дифференциацию и группирование залежей двух основных нефтегазоносных провинций Российской Федерации, приуроченных к песчаным и карбонатным коллекторам в работах [43-46]. Полученные регрессионные модели легли в основу реализации качественного управления энергетическими ресурсами и при условии ограниченного объема геолого-промысловой информации позволили существенно сузить зону неопределенности, сформированную исходя из:

- асимметричности, неравновесности и неоднородности промысловых данных;
- низкой плотности знаний об объекте исследования;
- высокой стоимости проведения комплекса геолого-разведочных и геофизических работ по скважинам основного и транзитного фондов для получения представительной информации;
- невозможности упорядочивания синтеза элементов, входящих в систему многокомпонентных нефтегазовых процессов;
- влияния незначительных «шумов» на устойчивость и упорядоченность работы объектов нефтегазодобычи;
- отсутствия надежных теоретических моделей для реального описания производственных процессов.

Последнее в свою очередь и привело к тому, что исследователями решаются не прямые, а обратные задачи, то есть основанные на восстановлении структуры модели и назначении параметров по определенному перечню сопредельной и косвенной информации. Это приводит к ряду несоответствий теоретического, логического и практического характера, неизбежным погрешностям при расчетах, интерпретации, анализе, исходя из чего, в целях совершенствования процессов идентификации объектов, важно и необходимо создавать алгоритмы, которые:

- обладают возможностью саморегулирования в зависимости от объема исходной информации;
- являются помехоустойчивыми при использовании их на различных уровнях систем;
- формируют результаты прогнозирования в режиме реального времени с возможностью детального изучения той или иной проведенной операции;
- не усложняют процесс моделирования и использования полученных выводов в условиях реальных объектов, нивелируя при этом фактор нерелевантности результатов.

Как показывает практика, для реализации выше представленных аспектов бывает недостаточно применения одного или нескольких методов геолого-статистического моделирования, в то же время использование целого комплекса математических и статистических подходов может значительно повысить уровень неопределенности [47, 48]. Важным аспектом в решении обратных задач высоконагруженных систем является внедрение принципов оптимизации, цель которых заключается в подборе основных методов для реализации моделирования и дополняющих методов, призванных увеличить плотность знаний об объекте с учетом уже имеющихся результатов, и, тем самым, значительно повысить ценность пассивных экспериментов, результатами которых являются данные, полученные в ходе наблюдения за нормальной эксплуатацией объекта. Их доля в общем объеме исследований напрямую коррелирует с различными факторами. Так, рассматривая залежи жидких углеводородов зрелых месторождений, получение объективных выводов после проведения активных и пассивных экспериментов невозможно в силу следующих обстоятельств:

- недостаточное количество технико-экономических и человеческих ресурсов;
- отсутствие резервных мощностей для создания и поддержания оптимальных условий эффективной добычи нефти;
- высокий уровень неоднозначности, возникающий при интерпретации результатов исследований;
- неверный алгоритм тиражирования представлений об объекте с учетом лишь одного или нескольких малозначительных факторов.

Для осуществления контроля миграции объектов в осях канонических дискриминантных функций и своевременного принятия эффективных управленческих решений, предложим алгоритм, позволяющий прогнозировать фактор принадлежности объектов к той или иной группе с использованием комплексного подхода, который учитывает устойчивость геолого-статистической модели [49]. На начальном этапе решения поставленной задачи произведем дифференциацию и группирование залежей по критерию тектонической приуроченности к тому или иному геологическому комплексу.

Объектом исследования выступают залежи в терригенных и карбонатных коллекторах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (ВУНГП). Для реализации ДА в обоих случаях используем перечень параметров, который:

- характеризует геолого-физические характеристики продуктивных пластов и насыщающих их флюидов;
- дает всестороннюю оценку и формирует определенное представление об объекте исследования;
- оказывает существенное влияние на интенсивность процессов движения жидкости в пористых средах в пределах различных иерархических уровней;
- может быть обработан и интерпретирован при помощи существующих подходов.

В таблице 1 отражены значения параметров исследуемого объекта.

Для объектов, представленных терригенными коллекторами ВУНГП, рассмотрены залежи, приуроченные к Верхне-Камской впадине (1), Башкирскому своду (2), Бирской седловине (3), Бельской впадине (4) и Южно-Татарскому своду (5). Проведенный ДА и учет результатов распределения объектов в осях первых двух канонических дискриминантный функций (КДФ) (рис. 1) установил, что процент верно сгруппированных объектов составляет 68.6 %.

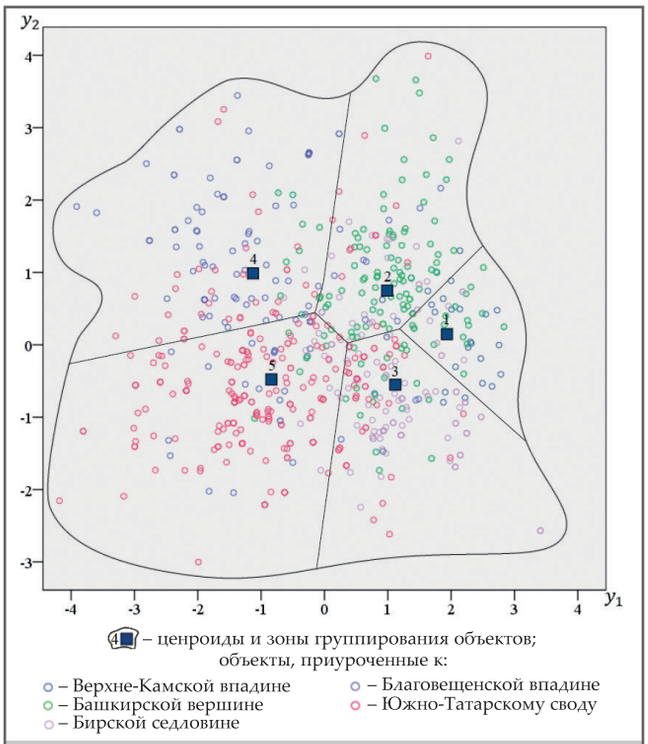

Рис. 1. Распределение объектов в терригенных коллекторах ВУНГП в осях КДФ

Таблица 1

Перечень геолого-физических параметров залежей ВУНГП

Параметр	Значения параметров		
	минимальное	среднее	максимальное
Глубина залегания пласта, $H_{зал}$, м	100	1364	2900
Общая толщина пласта, $H_{общ}$, м	0.7	18.8	250
Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, $H_э$, м	0.3	4.5	137
Средняя толщина нефтенасыщенных пропластков, $H_п$, м	0.1	2.1	137
Коэффициент пористости, $m_п$, д.ед.	0.001	0.147	0.25
Коэффициент нефтенасыщенности, $K_н$, д.ед	0.60	0.809	0.98
Коэффициент проницаемости, $K_{прон}$, мкм^2	0.001	0.195	1.418
Коэффициент песчанистости, $K_п$, д.ед.	0.003	0.526	1.00
Коэффициент расчлененности, $K_р$	1.0	2.75	48.6
Начальная пластовая температура, $t_{пл}$, °С	10.0	29.4	52.0
Начальное пластовое давление, $P_{пл}$, МПа	2.4	15.8	27.4
Вязкость нефти в пластовых условиях, $\mu_н$, мПа·с	0.75	18.6	105.9
Плотность нефти в поверхностных условиях, $\rho_н$, т/м^3	0.816	0.890	0.960
Плотность нефти в пластовых условиях, $\rho'_н$, т/м^3	0.816	0.890	0.960
Объемный коэффициент нефти, β	1.00	1.07	1.48
Давление насыщения нефти газом, $P_{нас}$, МПа	0.54	5.79	23.7
Газосодержание пластовой нефти, G, м^3/т	1.6	28.8	207
Вязкость воды в пластовых условиях, $\mu_в$, мПа·с	0.50	1.42	1.93
Плотность воды в поверхностных условиях, $\rho'_в$, т/м^3	1.001	1.165	1.216
Общая минерализации воды, M, г/л	5.5	250	834

Таблица 2
Значения КДФ в центроидах групп объектов в терригенных коллекторах ВУНГП

КДФ	Объекты групп				
	1	2	3	4	5
y_1	1.93	0.99	1.12	1.13	–0.84
y_2	1.48	0.75	–0.55	0.99	–0.48

Таблица 3
Исходные значения матриц при определении границ устойчивости моделей (по залежам ВУНГП)

	Параметры	Группы	
		III (постоянны)	IV
1	$H_э$	+	+
2	$K_{прон}$	+	+
3	$H_{зал}$	+	+
4	$m_г$	+	+
5	$H_{общ}$; $H_п$; $K_н$; $K_п$	–	+
6	$K_р$; $t_{пл}$; $P_{пл}$; $\rho_н$	–	+
7	$\rho'_н$; β; $P_{нас}$; G	–	+
8	$\mu_н$; $\mu_в$; $\rho'_в$; M	–	+

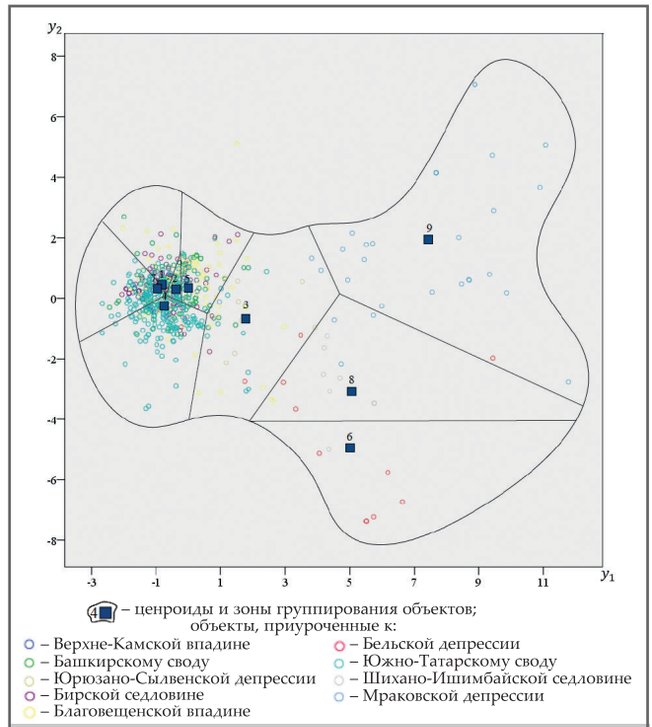

Рис. 2. Распределение объектов в карбонатных коллекторах ВУНГП в осях канонических дискриминантных функций

В целом, их распределение по тектоническому критерию прослеживается довольно четко, но при этом более трети объектов попали в зону неопределенности, образуемой в результате расположения того или иного объекта в области сечения пятиугольника сторонней группы [50]. При этом, установив координаты центроидов каждой из пяти групп в осях первых двух КДФ (табл. 2), наблюдается неоднородный интервал варьирования значений и , что приводит к субъективной оценке перспектив определения принадлежности нового объекта к той или иной группе или неточного прогнозирования его миграции при уточнении различных геолого-физических параметров.

Для определения степени принадлежности объектов, вновь вводимых в разработку, к той или иной группе и тиражирования лучших практик разработки месторождений можно по формулам (1)-(2) вычислить значения его координат в осях КДФ, после чего оценить при помощи формулы (3) близость его к известному объекту в евклидовом пространстве:

$$y_1 = 0.001H_{зал} - 0.009H_{общ} - 0.103H_э + 0.153H_П + \\ + 9.805m_г + 2K_н - 0.121K_{прон} - 1.284K_п + 0.103K_р - \\ - 0.093t_{пл} - 0.053P_{пл} + 0.009\mu_н + 31.494\rho_н - \\ - 11.001\rho'_н + 8.155\beta + 0.096P_{нас} - 0.007G + \\ + 2.111\mu_в + 12.475\rho'_в + 0.005M - 45.980 \quad (1)$$

$$y_2 = 0.003H_{зал} - 0.041H_{общ} + 0.173H_э - 0.236H_П - \\ - 1.471m_г + 2.740K_н - 1.153K_{прон} - 1.897K_п + \\ + 0.052K_р - 0.166t_{пл} - 0.074P_{пл} - 0.037\mu_н + \\ + 14.018\rho_н + 37.747\rho'_н + 15.666\beta + 0.106P_{нас} + \\ + 0.002G + 1.243\mu_в - 15.811\rho'_в - 0.001M - 44.255 \quad (2)$$

$$d_j = \sqrt{\sum_{i=1}^{m}(y_i - y_i^j)^2} \quad (3)$$

где y_i – значение i-той канонической дискриминантной функции; y_i^j – значение i-той канонической дискриминантной функции j-го центра группирования; m – количество канонических дискриминантных функций.

Для объектов, представленных карбонатными коллекторами ВУНГП, рассмотрены залежи, приуроченные к Верхне-Камской впадине (1), Башкирскому своду (2), Юрюзано-Сылвенской депрессии (3), Бирской седловине (4), Благовещенской впадине (5), Бельской депрессии (6), Южно-Татарскому своду (7), Мраковской депрессии (8), Шихано-Ишимбайской седловине (9). По аналогии с предыдущим вариантом, проведенный ДА и представление объектов в осях КДФ показал, что процент верно сгруппированных объектов недостаточно высок и составляет менее 65% (рис. 2). При этом, наблюдается значительное варьирование значений для объектов 6; 8; 9 (I группа) по отношению к объектам 1; 2; 4; 5; 7 (II группа). Объект 3 расположен между малыми условно выделенными группами I и II, что может говорить о наличие взаимосвязи по каким-либо параметрам с ними [51].

Для установления факта принадлежности объектов к той или иной группе можно воспользоваться формулами (3), (4), (5):

$$y_1 = 0.002H_{зал} + 0.012H_{общ} + 0.003H_э + 0.041H_П + \\ + 4.990m_г + 1.206K_н + 1.224K_{прон} + 0.399K_п + 0.094K_р - \\ - 0.005t_{пл} + 0.064P_{пл} + 0.019\mu_н - 12.381\rho_н + \\ + 10.358\rho'_н + 4.569\beta - 0.057P_{нас} + 0.036G - \\ - 2.110\mu_в - 7.620\rho'_в + 0.004M + 5.407 \quad (4)$$

$$y_2 = 0.002H_{зал} - 0.013H_{общ} - 0.003H_э + 0.02H_П + \\ + 11.773m_г - 2.476K_н - 2.631K_{прон} - 0.563K_п - \\ - 0.058K_р - 0.071t_{пл} - 0.088P_{пл} + 0.025\mu_н - \\ - 8.120\rho_н - 8.260\rho'_н - 8.114\beta + 0.070P_{нас} + \\ + 0.032G - 1.447\mu_в + 4.655\rho'_в + 0.006M + 18.387 \quad (5)$$

Полученные результаты идентификации залежей по критерию тектонической приуроченности являются неустойчивыми. Это приводит к дальнейшим трудностям в рамках прогнозирования миграции объектов в осях КДФ

и принятия управленческих решений высокого уровня экспертной оценки. Для определения границ устойчивости полученных моделей представим их коэффициенты в виде матрицы с учетом следующих ограничений как для карбонатных, так и для терригенных коллекторов:

- матрица будет состоять из 4 строк и 5 столбцов;
- последняя строка матрицы выполняет роль целевой функции и базируется на тех параметрах, которые являются наиболее информативными согласно расчетам в работе [52] (III);
- последний столбец матрицы характеризует вектор ограничений для системы и представлен поочередной сменой справа-налево четырех групп, в каждой из которых представлено по четыре параметра (IV).

Параметры групп III-IV представлены в таблице 3.

Рассмотрим и запишем матрицу для объектов ВУНГП, приуроченных к терригенным коллекторам на основе уравнения (1) по параметрам (1-8) из таблицы 3:

$$A = \begin{pmatrix} 0.009 & -11.001 & 0.103 & -0.009 \\ 2.111 & 8.155 & 0.093 & 0.153 \\ 12.475 & 0.0096 & -0.053 & 2 \\ 0.005 & -0.007 & 31.494 & -1.284 \\ -0.103 & -0.121 & 0.001 & 9.805 \end{pmatrix} \quad (6)$$

Определение границ устойчивости каждой из моделей лежит в плоскости решения двойственной задачи симплексным методом, который основан на выводе системы сопряженных неравенств при помощи математических операций [53]. Сам метод состоит из перебора базисных решений, при котором значение целевой функции увеличивается и достигает максимально высокого значения при исходных данных. В случае прогнозирования результатов идентификации залежей по тектоническому критерию, достижение пика целевой функции означает получение максимально приближенной области применения модели, при которой могут быть получены представительные результаты [54].

Для начала запишем формулу целевой функции $F(x)$, состоящей из членов матрицы последней строки и при ее вычислении временно примем то, что $x \neq 9.805$ (см. формулу 6):

$$F(x) = 0.103x_{15} - 0.121x_{25} + 0.001x_{35} + 9.805 \quad (7)$$

где x_{ij} – номер элемента матрицы (6); i – номер столбца матрицы; j – номер строки матрицы.

С учетом этого, определим систему неравенств, для которой в процессе анализа с применением алгоритмов решения двойственной задачи симплексным методом будет осуществляться поиск сопряженных неравенств:

$$\begin{cases} -2.111x_{11} + 8.155x_{21} - 0.053x_{31} \le 1.248 \\ -12.475x_{12} - 0.096x_{22} - 31.494x_{32} \ge 0.009 \\ -0.005x_{13} + 0.007x_{23} + 11.001x_{33} \ge 0.093 \\ -0.103x_{14} - 0.153x_{24} + 2x_{34} \le 0.009 \\ 0.103x_{15} - 0.121x_{25} + 0.001x_{35} \le 9.805 \end{cases} \quad (8)$$

Для построения опорного плана перейдем к канонической форме при помощи введения дополнительных (базисных) переменных x_4, x_5, x_6, x_7, x_8 и представления системы неравенств (8) в виде системы уравнений (9):

$$\begin{cases} -2.111x_{11} + 8.155x_{21} - 0.053x_{31} + x_{41} = 1.248 \\ -12.475x_{12} - 0.096x_{22} - 31.494x_{32} - x_{52} = 0.009 \\ -0.005x_{13} + 0.007x_{23} + 11.001x_{33} - x_{63} = 0.093 \\ -0.103x_{14} - 0.153x_{24} + 2x_{34} + x_{74} = 0.009 \\ 0.103x_{15} - 0.121x_{25} + 0.001x_{35} + x_{85} = 9.805 \end{cases} \quad (9)$$

Следующим шагом приведем систему (9) к единичной матрице методом жордановских преобразований, выразив при этом базисные переменные и подставив их в целевую функцию (7), получим базисное решение, представленное в таблице 4.

Перейдя к основному алгоритму симплекс-метода, проведем ряд итераций и пересчитаем полученные симплекс-таблицы по правилу прямоугольника [55]. После этого образующуюся расширенную матрицу транспонируем и запишем члены матрицы $x_{1'} - x_{5'}$ в виде системы сопряженных неравенств по отношению к неравенству (8):1

$$\begin{cases} 2.111x_{11'} + 12.475x_{21'} + 0.005x_{31'} - 0.103x_{41'} + 0.103x_{41'} \le 0.103 \\ 8.155x_{12'} + 0.096x_{22'} - 0.007x_{32'} - 0.153x_{42'} - 0.121x_{52'} \le -0.121 \\ -0.053x_{13'} + 31.494x_{23'} - 11.001x_{33'} + 2x_{43'} + 0.001x_{53'} \le 0.001 \\ -1.248x_{14'} + 0.009x_{24'} + 0.093x_{34'} + 0.009x_{44'} + 9.805x_{54'} \to \max \end{cases} \quad (10)$$

где $x_{ij'}$ – номер элемента транспонированной матрицы; i – номер столбца транспонированной матрицы; j – номер строки транспонированной матрицы.

Полученная система неравенств (10) описывает условия устойчивости рассматриваемой геолого-статистической модели (1) с учетом набора параметров №1-4, №5 из таблицы 3. Последнее выражение является основным для определения границ устойчивости. По аналогии, произведем процедуры расчетов по модели (1) на основе параметров №1-4, №6-8) и по модели (2) на основе параметров №1-4, №5-8 из таблицы 3.

Результаты определения условий устойчивости геолого-статистических моделей для терригенных коллекторов ВУНГП, приуроченных к Верхне-Камской впадине, Башкирскому своду, Бирской седловине, Бельской впадине и Южно-Татарскому своду представлены в формулах (11)–(13):

Таблица 4

Допустимое базисное решение для терригенных коллекторов ВУНГП при входных данных из уравнения (1) и параметров (1-4) таблицы 3

Базис	B	x_{1j}	x_{2j}	x_{3j}	x_{4j}	x_{5j}	x_{6j}	x_{7j}	x_{8j}
x_{4j}	0.0009	-0.006	0.00336	0	1	0.00193	0	0	0.1
x_{6j}	-4.53	1262.1	4848.5	0	0	595.66	1	0	75.81
x_{7j}	3.63	-436.49	-1693.5	0	0	-208.07	0	1	-26.47
x_{3j}	0.15	-39.68	-153.95	1	0	-18.91	0	0	-2.41
$F(x_0)$	0	0	0	0	0	0	0	0	1

- для модели (1):
по параметрам №1-4, №6; №1-4, №7; №1-4, №8:

$$-0.053x_{1'} + 31.494x_{2'} - 11.001x_{3'} + 2x_{4'} + \\ +9.805x_{5'} + 9.805 \rightarrow \max \quad (11)$$

- для модели (2):
по параметрам №1-4, №5:

$$-0.041x_{1'} - 0.236x_{2'} + 2.74x_{3'} - 1.897x_{4'} - \\ -1.471x_{5'} - 1.471 \rightarrow \max \quad (12)$$

по параметрам №1-4, №6; №1-4, №7; №1-4, №8:

$$-0.052x_{1'} - 0.166x_{2'} - 0.074x_{3'} + 14.018x_{4'} - \\ -1.471x_{5'} - 1.471 \rightarrow \max \quad (13)$$

Исходя из условий (11)–(13), мы можем видеть, что для моделей 1 и 2 главное условие устойчивости совпадает по параметрам №1-4, №6; №1-4, №7; №1-4, №8, в то время как отличается лишь по параметрам №1-4, №5, которые характеризуют геологические свойства залежей. Это говорит о том, что на устойчивость системы в терригенных коллекторах ВУНГП наибольшее влияние оказывают параметры $H_э$; $K_{прон}$; $H_{зал}$; $m_г$; $H_{общ}$; $H_п$; $K_н$; $K_п$.

Иная ситуация наблюдается при определении условий устойчивости геолого-статистических моделей (5), (6) для объектов, приуроченных к карбонатным коллекторам ВУНГП, а именно: к Верхне-Камской впадине, Башкирскому своду, Юрюзано-Сылвенской депрессии, Бирской седловине, Благовещенской впадине, Бельской депрессии, Южно-Татарскому своду, Мраковской депрессии, Шихано-Ишимбайской седловине. Результаты представлены в формулах (14)–(17):

- для модели (4):
по параметрам №1-4, №5; №1-4, №6; №1-4, №7:

$$0.012x_{1'} + 0.041x_{2'} - 2.476x_{3'} + 0.399x_{4'} + \\ +4.99x_{5'} + 4.99 \rightarrow \max \quad (14)$$

по параметрам №1-4, №8:

$$0.094x_{1'} - 0.005x_{2'} + 0.064x_{3'} - 12.381x_{4'} + \\ +4.99x_{5'} + 4.99 \rightarrow \max \quad (15)$$

- для модели (5):
по параметрам №1-4, №5; №1-4, №6; №1-4, №7:

$$2.01x_{1'} - 0.008x_{2'} + 0.049x_{3'} - 1.601x_{4'} + \\ +2.31x_{5'} - 0.879 \rightarrow \max \quad (16)$$

по параметрам №1-4, №8:

$$1.65x_{1'} - 0.698x_{2'} - 0.265x_{3'} + 0.699x_{4'} - \\ -1.05x_{5'} + 0.843 \rightarrow \max \quad (17)$$

Анализируя формулы (14)-(17), отметим, что для моделей 4 и 5 основное условие устойчивости совпадает по параметрам №1-4, №5; №1-4, №6; №1-4, №7, в то время как отличается по параметрам №1-4, №8, которые характеризуют геолого-физические свойства продуктивных пластов и насыщающих их флюидов. Это говорит о том, что для карбонатных коллекторов ВУНГП наибольшее влияние на устойчивость системы оказывают как параметры $H_э$; $K_{прон}$; $H_{зал}$; $m_г$, так и параметры $\mu_н$; $\mu_в$; $\rho'_в$; M.

Обобщая полученные результаты (11)-(17) по залежам ВУНГП, приуроченных к различным тектоническим элементам, отметим, что после реализации процедуры идентификации объектов с использованием метода аналогий необходимо уделить особое внимание параметрам, которые оказывают существенное влияние на целостность и, прежде всего, независимость системы от фактора неоднородности и неравновесности используемых геолого-промысловых данных. Рассчитанные эмпирическим путем геолого-статистические зависимости для оценки устойчивости моделей могут быть использованы при различных аспектах прогнозирования результатов дифференциации и группирования объектов, что позволит на количественно-качественном уровне сформировать стратегию максимального извлечения остаточных запасов нефти и ввода в разработку трудноизвлекаемых и нерентабельных активов.

Дальнейшее расширение научно-методической базы, связанной с решением вопросов идентификации объектов, лежит в рамках поиска способов реализации алгоритмов на основе искусственного интеллекта, позволяющих путем корректировки параметров в режиме реального времени устанавливать ряд зависимостей теоретического и практического характера, предварительно оценивать текущую плотность знаний об объекте и, при необходимости, повышать её с использованием ряда эмпирических методов. Формирование комплекса геолого-статистических моделей позволит на высоком исследовательском уровне успешно решать реальные задачи разработки месторождений в условиях многообразия и нелинейности пластовых процессов.

Литература

1. Дмитриевский, А. Н. (2017). Ресурсно-инновационная стратегия развития экономики России. *Нефтяное хозяйство*, 5, 6-7.

2. Рогачев, М. К., Мухаметшин, В. В. (2018). Контроль и регулирование процесса солянокислотного воздействия на призабойную зону скважин по геолого-промысловым данным. *Записки Горного института*, 231, 275-280.

3. Шпуров, И. В., Браткова, В. Г., Васильева, В. С. и др. (2021). Обоснование оптимального расстояния между скважинами при разработке коллекторов ачимовской толщи. *Нефтяное хозяйство*, 11, 80-84.

4. Мирошниченко, А. В., Сергейчев, А. В., Коротовских, В. А. и др. (2022). Инновационные технологии разработки низкопроницаемых коллекторов в ПАО «НК «Роснефть». *Нефтяное хозяйство*, 10, 105-109.

5. Мухаметшин, В. В., Бахтизин, Р. Н., Кулешова, Л. С. и др. (2021). Скрининг и оценка условий эффективного применения методов увеличения нефтеотдачи высокообводненных залежей с трудноизвлекаемыми запасами. *SOCAR Proceedings*, SI2, 48-56.

6. Якупов, Р. Ф., Хакимзянов, И. Н., Мухаметшин, В. В., Кулешова, Л. С. (2021). Использование гидродинамической модели при создании обратного конуса нефти в условиях водонефтяных зон. *SOCAR Proceedings*, 2, 54-61.

7. Новиков, М. Г., Исламов, А. И., Тахаутдинов, Р. Ш. (2021). Эволюция методов интенсификации добычи в процессе разработки залежей турнейского яруса месторождений компании «Шешмаойл» - от кислотного воздействия до гибридного проппантного гидравлического разрыва пласта. *Нефть. Газ. Новации*, 3(244), 58-61.

8. Economides, J. M., Nolte, K. I. (2000). Reservoir stimulation. *West Sussex, England: John Wiley and Sons*.

9. Кулешова, Л. С., Мухаметшин, В. Ш., Рабаев, Р. У. и др. (2022). Оценка и использование коэффициента продуктивности для решения задач управления разработкой. *SOCAR Proceedings*. SI1, 19-26.

10. Сергеев, В. В., Шарапов, Р. Р., Кудымов, А. Ю. и др. (2020). Экспериментальное исследование влияния коллоидных систем с наночастицами на фильтрационные характеристики трещин гидравлического разрыва пласта. *Нанотехнологии в строительстве*, 12(2), 100-107.

11. Сулейманов, Б. А. (2022). Теория и практика увеличения нефтеотдачи пластов. *Москва-Ижевск: ИКИ*.

12. Ибатуллин, Р. Р., Гаффаров, Ш. К., Хисаметдинов, М. Р., Минихаиров, Л. И. (2022). Обзор мировых проектов полимерных методов увеличения нефтеотдачи. *Нефтяное хозяйство*, 7, 32-37.

13. Мухаметшин, В. В., Кулешова, Л. С. (2022). Повышение эффективности выработки запасов залежей нижнего мела Западной Сибири с использованием методов увеличения нефтеотдачи. *SOCAR Proceedings*, SI1, 9-18.

14. Кулешова, Л. С., Мухаметшин, В. Ш. (2022). Поиск и обоснование применения инновационных методов добычи углеводородов в осложненных условиях. *SOCAR Proceedings*, SI1, 71-79.

15. Дмитриевский, А. Н., Еремин, Н. А., Сафарова, Е. А., Столяров, В. Е. (2022). Внедрение комплексных научно-технических программ на поздних стадиях эксплуатации нефтегазовых месторождений. *SOCAR Proceedings*, 2, 1-8.

16. Vishnyakov, V. V., Suleimanov, B. A., Salmanov, A. V., Zeynalov, E. B. (2019). Primer on enhanced oil recovery. *Gulf Professional Publishing*.

17. Якупов, Р. Ф., Рабаев, Р. У., Мухаметшин, В. В. и др. (2022). Анализ эффективности реализуемой системы разработки, бурения горизонтальных скважин и проведения ГТМ в условиях карбонатных отложений турнейского яруса Знаменского нефтяного месторождения. *SOCAR Proceedings*, 4, 97-106.

18. Хисамиев, Т. Р., Баширов, И. Р., Мухаметшин, В. Ш. и др. (2021). Результаты оптимизации системы разработки и повышения эффективности выработки запасов карбонатных отложений турнейского яруса Четырманского месторождения. *SOCAR Proceedings*, SI2, 131-142.

19. Кудряшов, С. И., Хасанов, М. М., Краснов, В. А. и др. (2007). Шаблоны применения технологий – эффективный способ систематизации знаний. *Нефтяное хозяйство*, 11, 7-9.

20. Sun, S. Q., Wan, J. C. (2002). Geological analogs usage rates high in global survey. *Oil & Gas Journal*, 100(46), 49-50.

21. Агишев, Э. Р., Дубинский, Г. С., Мухаметшин, В. В. и др. (2022). Прогнозирование параметров трещины гидроразрыва пласта на основе исследования геомеханики породы-коллектора .*SOCAR Proceedings*, 4, 107-116.

22. Мухаметшин, В. Ш. (2022). Управление заводнением залежей нефти в карбонатных коллекторах. *SOCAR Proceedings*, SI1, 38-44.

23. Якупов, Р. Ф., Рабаев, Р. У., Мухаметшин, В. В. и др. (2022). Анализ эффективности реализуемой системы разработки, бурения горизонтальных скважин и проведения ГТМ в условиях карбонатных отложений турнейского яруса Знаменского нефтяного месторождения. *SOCAR Proceedings*, 4, 97-106.

24. Шахвердиев, А. Х., Арефьев, С. В., Давыдов, А. В. (2022). Проблемы трансформации запасов углеводородного сырья в нерентабельную техногенную категорию трудноизвлекаемых. *Нефтяное хозяйство*, 4, 38-43.

25. Тер-Саркисов, Р. М., Максимов, В. М., Басниев, К. С. и др. (2012). Геологическое и гидротермодинамическое моделирование месторождений нефти и газа. *Ижевск: Ижевский институт компьютерных исследований.*

26. Грищенко, В. А., Рабаев, Р. У., Асылгареев, И. Н. и др. (2021). Методический подход к определению оптимальных геолого-технологических характеристик при планировании ГРП на многопластовых объектах. *SOCAR Proceedings*, SI2, 182-191.

27. Ахметов, Р. Т., Кулешова, Л. С., Мухаметшин, В. В. и др. (2022). Обоснование модели абсолютной проницаемости с учетом фактора извилистости поровых каналов по данным капилляриметрических исследований. *SOCAR Proceedings*, SI1, 1-8.

28. Алиев, Э. А., Габибов, И. А., Исмаилова, Р. А., Гусейнов, Р. О. (2022) Применение нечеткой логики для оценки

рисков в инвестиционных проектах. *SOCAR Proceedings*, SI2, 29-35.

29. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Vishnyakov, V. V. (2022). Nanocolloids for petroleum engineering: Fundamentals and practices. *John Wiley & Sons.*

30. Мухаметшин, В. В. (2020). Повышение эффективности управления объектами добычи нефти с использованием метода аналогий. *SOCAR Proceedings*, 4, 42-50.

31. Андреев, А. В., Мухаметшин, В. Ш., Котенёв, Ю. А. (2016). Прогнозирование продуктивности залежей в карбонатных коллекторах с трудноизвлекаемыми запасами. *SOCAR Proceedings*, 3, 40-45.

32. Alvarado, V., Reich, E.-M., Yunfeng, Yi, Potsch, K. (2006, June). Integration of a risk management tool and an analytical simulator for assisted decision-making in IOR. SPE-100217-MS. In: *SPE Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.*

33. Mardashov, D. V., Rogachev, M. K., Zeigman, Yu. V., Mukhametshin, V. V. (2021). Well killing technology before workover operation in complicated conditions. *Energies*, 14(3), 654.

34. Мухаметшин, В. Ш., Хакимзянов, И. Н., Бахтизин, Р. Н., Кулешова, Л. С. (2021). Дифференциация и группирование сложнопостроенных залежей нефти в карбонатных коллекторах в решении задач управления разработкой. *SOCAR Proceedings*, SI1, 88-97.

35. Кондратьев, С. А., Жуковский, А. А., Кочнева, Т. С., Малышева, В. Л. (2016). Опыт проведения проппантного гидроразрыва пласта в карбонатных коллекторах месторождений Пермского края. *Нефтепромысловое дело*, 6, 23-26.

36. Сулейманов, Б. А., Исмайлов, Ф. С., Велиев, Э. Ф., Дышин, О. А. (2013). О влиянии наночастиц на прочность полимерных гелей, применяемых в нефтедобыче. *SOCAR Proceedings*, 2, 24-28.

37. Муслимов, Р. Х. (2008). Методы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии. *Нефтяное хозяйство*, 3, 30-35.

38/ Мухаметшин, В. В., Кулешова, Л. С. (2019). Обоснование систем заводнения низкопродуктивных залежей нефти в условиях ограниченного объема информации. *SOCAR Proceedings*, 2, 16-22.

39. Мухаметшин, В. Ш. (2022). Экспресс-оценка коэффициента извлечения нефти при разработке залежей в карбонатных коллекторах на естественных режимах. *SOCAR Proceedings*, SI1, 27-37.

40. Бриллиант, Л. С., Завьялов, А. С., Данько, М. Ю. и др. (2022). Интеграция методов машинного обучения и геолого-гидродинамического моделирования при проектировании разработки месторождений. *Нефтяное хозяйство*, 10, 48-53.

41. Мухаметшин, В. Ш., Зейгман, Ю. В., Андреев, А. В. (2017). Экспресс-оценка потенциала добывных возможностей залежей для определения эффективности применения нанотехнологий и необходимости стимулирования ввода их в разработку. *Нанотехнологии в строительстве*, 9(3), 20-34.

42. Suleimanov, B. A., Ismailov, F. S., Dyshin, O. A., Veliyev, E. F. (2016). Selection methodology for screening evaluation of EOR methods. *Petroleum Science and Technology*, 34(10), 961-970.

43. Мухаметшин, В. В. (2021). Повышение эффективности управления разработкой залежей Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции на основе дифференциации и группирования. *Геология и геофизика*, 62(12), 1672-1685.

44. Мухаметшин, В. Ш., Хакимзянов, И. Н. (2021). Особенности группирования низкопродуктивных залежей нефти в карбонатных коллекторах для рационального использования ресурсов в пределах Урало-Поволжья. *Записки Горного института*, 252, 896-907.

45. Токарев, М. А. (1990). Комплексный геолого-промысловый контроль за текущей нефтеотдачей при вытеснении нефти водой. *Москва: Недра*.

46. Котенев, Ю. А., Ягофаров, Ю. Н., Давыдов, В. П., Андреев, В. Е. (2004). Геолого-технологические особенности разработки нефтяных месторождений южного региона Башкортостана. *Санкт-Петербург: Недра.*

47. Лозин, Е. В. (2015). Геология и нефтегазоносность Башкортостана. *Уфа: БашНИПИнефть.*

48. Рогачев, М. К., Мухаметшин, В. В., Кулешова, Л. С. (2019). Повышение эффективности использования ресурсной базы жидких углеводородов в юрских отложениях Западной Сибири. *Записки Горного института*, 240, 711-715.

49. Мирзаджанзаде А. Х., Хасанов М. М., Бахтизин Р. Н. (2004). Моделирование процессов нефтегазодобычи. Нелинейность, неравновесность, неопределенность. *Москва- Ижевск: ИКИ.*

50. Мухаметшин, В. Ш., Хакимзянов, И. Н., Бахтизин, Р. Н., Кулешова, Л. С. (2021). Дифференциация и группирование сложнопостроенных залежей нефти в карбонатных коллекторах в решении задач управления разработкой. *SOCAR Proceedings*, SI1, 88-97.

51. Гусейнзаде, М. А., Калинина, Э. В., Добкина, М. В. (1979). Методы математической статистики в нефтяной и газовой промышленности. *Москва: Недра.*

52. Мухаметшин, В. В., Кулешова, Л. С. (2020). О снижении уровня неопределенности при управлении заводнением залежей с трудноизвлекаемыми запасами. *Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов*, 331(5), 140-146.

53. Шапкин, А. С., Мазаева, Н. П. (2005). Математические методы и модели исследования операций. *Москва: Дашков и К.*

54. Солодовников, А. С., Бабайцев, В. А., Браилов, А. В. (2003). Математика в экономике. *Москва: Финансы и статистика.*

55. Ляшенко, И. Н., Карагодова, Е. А. (1975). Линейное и нелинейное программирование. *Киев: Вища школа.*

References

1. Dmitrievsky, A. N. (2017). Resource-innovative strategy for the development of the Russian economy. *Oil Industry*, 5, 6-7.

2. Rogachev, M. K., Mukhametshin, V. V. (2018). Control and regulation of the hydrochloric acid treatment of the bottomhole zone based on field-geological data. *Journal of Mining Institute*, 231, 275-280.

3. Shpurov, I. V., Bratkova, V. G., Vasilieva, V. S., et al. (2021). Evaluating the optimal distance between wells for the Achimov formation. *Oil Industry*, 11, 80-84.

4. Miroshnichenko, A. V., Sergeichev, A. V., Korotovskikh, V. A., et al. (2022). Innovative technologies for the low-permeability reservoirs development in Rosneft Oil Company. *Oil Industry*, 10, 105-109.

5. Mukhametshin, V. V., Bakhtizin, R. N., Kuleshova, L. S., et al. (2021). Screening and assessing the conditions for effective oil recovery enhancing techniques application for hard to recover high-water cut reserves. *SOCAR Proceedings*, SI2, 48-56.

6. Yakupov, R. F., Khakimzyanov, I. N., Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2021). Hydrodynamic model application to create a reverse oil cone in water-oil zones. *SOCAR Proceedings*, 2, 54-61.

7. Novikov, M. G., Islamov, A. I., Takhautdinov, R. Sh. (2021). Evolution of production intensification methods in the course of development of deposits in the tournaisian stage of Sheshmaoil company's oilfields: from acid stimulation to hybrid fracturing. *Oil. Gas. Innovations*, 3(244), 58-61.

8. Economides, J. M., Nolte, K. I. (2000). Reservoir stimulation. *West Sussex, England: John Wiley and Sons.*

9. Kuleshova, L. S., Mukhametshin, V. Sh, Rabaev, R. U., et al. (2022). Evaluation and use of the productivity coefficient for development management problems solving. *SOCAR Proceedings*, SI1, 19-26.

10. Sergeev, V. V., Sharapov, R. R., Kudymov, A. Yu., et al. (2020). Experimental research of the colloidal systems with nanoparticles influence on filtration characteristics of hydraulic fractures. *Nanotechnologies in Construction*, 12(2), 100-107.

11. Suleimanov, B. A. (2022). Theory and practice of enhanced oil recovery. *Moscow-Izhevsk: ICS.*

12. Ibatullin, R. R., Gaffarov, Sh. K., Khisametdinov, M. R., Minikhairov, L. I. (2022). Review of world polymer flooding EOR projects. *Oil Industry*, 7, 32-37.

13. Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2022). Improving the lower cretaceous deposits development efficiency in Western Siberia employing enhanced oil recovery. *SOCAR Proceedings*, SI1, 9-18.

14. Kuleshova, L. S., Mukhametshin, V. Sh. (2022). Research and justification of innovative techniques employment for hydrocarbons production in difficult conditions. *SOCAR Proceedings*, SI1, 71-79.

15. Dmitrievsky, A. N., Eremin, N. A., Safarova, E. A., Stolyarov, V. E. (2022). Mplementation of complex scientific and technical programs at the late stages of operation of oil and gas fields. *SOCAR Proceedings*, 2, 1-8.

16. Vishnyakov, V. V., Suleimanov, B. A., Salmanov, A. V., Zeynalov, E. B. (2019). Primer on enhanced oil recovery. *Gulf Professional Publishing.*

17. Yakupov, R. F., Rabaev, R. U., Mukhametshin, V. V., et al. (2022). Analysis of the implemented development system effectiveness, horizontal wells drilling and well interventions in the conditions of carbonate deposits of the Tournaisian tier of the Znamenskoye oil field. *SOCAR Proceedings*, 4, 97-106.

18. Khisamiev, T. R., Bashirov, I. R., Mukhametshin, V. Sh., et al. (2021). Results of the development system optimization and increasing the efficiency of carbonate reserves extraction of the Turney stage of the Chetyrmansky deposit. *SOCAR Proceedings*, SI2, 131-142.

19. Kudryashov, S. I., Khasanov, M. M., Krasnov, V. A., et al. (2007). Technologies application patterns – an effective way of knowledge systematization. *Oil Industry*, 11, 7-9.

20. Sun, S. Q., Wan, J. C. (2002). Geological analogs usage rates high in global survey. *Oil & Gas Journal*, 100(46), 49-50.

21. Agishev, E. R., Dubinsky, G. S., Mukhametshin, V. V., et al. (2022). Prediction of hydraulic fracturing fracture parameters based on the study of reservoir rock geomechanics. *SOCAR Proceedings*, 4, 107-116.

22. Mukhametshin, V. Sh. (2022). Oil flooding in carbonate reservoirs management. *SOCAR Proceedings*, SI1, 38-44.

23. Yakupov, R. F., Rabaev, R. U., Mukhametshin, V. V., et al. (2022). Analysis of the implemented development system effectiveness, horizontal wells drilling and well interventions in the conditions of carbonate deposits of the Tournaisian tier of the Znamenskoye oil field. *SOCAR Proceedings*, 4, 97-106.

24. Shakhverdiev, A. Kh., Arefyev, S. V., Davydov, A. V. (2022). Problems of transformation of hydrocarbon reserves into an unprofitable technogenic hard-to-recover reserves category. *Oil Industry*, 4, 38-43.

25. Ter-Sarkisov, R. M., Maksimov, V. M., Basniev, K. S., et al. (2012). Geological and hydrothermodynamic modeling of oil and gas fields. *Izhevsk: Izhevsk Institute of Computer Research.*

26. Grishchenko, V. A., Rabaev, R. U., Asylgareev, I. N., et al. (2021). Methodological approach to optimal geological and technological characteristics determining when planning hydraulic fracturing at multilayer facilities. *SOCAR Proceedings*, SI2, 182-191.

27. Akhmetov, R. T., Kuleshova, L. S., Mukhametshin, V. V., et al. (2022). Substantiation of the absolute permeability model taking into account the pore tortuosity factor according to the capillarimetric investigations results. *SOCAR Proceedings*, SI1, 1-8.

28. Aliyev, E. A., Gabibov, I. A, Ismailova, R. A., Huseynov, R. O. (2022). Application of fuzzy logic for risk assessment of investment projects. *SOCAR Proceedings*, SI2 , 29-35.

29. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Vishnyakov, V. V. (2022). Nanocolloids for petroleum engineering: Fundamentals and practices. *John Wiley & Sons.*

30. Mukhametshin, V. V. (2020). Oil production facilities management improving using the analogy method. *SOCAR Proceedings*, 4, 42-50.

31. Andreev, A. V., Mukhametshin, V. Sh., Kotenev, Yu. A. (2016). Deposit Productivity Forecast in Carbonate Reservoirs with Hard to Recover Reserves. *SOCAR Proceedings*, 3, 40-45.

32. Alvarado, V., Reich, E.-M., Yunfeng, Yi, Potsch, K. (2006, June). Integration of a risk management tool and an analytical simulator for assisted decision-making in IOR. SPE-100217-MS. In: *SPE Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.*

33. Mardashov, D. V., Rogachev, M. K., Zeigman, Yu. V., Mukhametshin, V. V. (2021). Well killing technology before workover operation in complicated conditions. *Energies*, 14(3), 654.

34. Mukhametshin, V. Sh., Khakimzyanov, I. N., Bakhtizin, R. N., Kuleshova, L. S. (2021). Differentiation and grouping of complex-structured oil reservoirs in carbonate reservoirs in development management problems solving. *SOCAR Proceedings*, SI1, 88-97.

35. Kondratyev, S. A., Zhukovsky, A. A., Kochneva, T. S., Malysheva, V. L. (2016). Some experience of the formation proppant fracturine in carbonate reservoirs of Perm region deposits. *Oilfield Engineering*, 6, 23-26.

36. Suleimanov, B. A., Ismailov, F. S., Veliyev, E. F., Dyshin, O.. (2013). The influence of light metal nanoparticles on the strength of polymer gels used in oil industry. *SOCAR Proceedings*, 2, 24-28.

37. Muslimov, R. Kh. (2008). Methods of increasing an oil fields development efficiency at a late stage. *Oil Industry*, 3, 30-35.

38. Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2019). Justification of low-productive oil deposits flooding systems in the conditions of limited information amount. *SOCAR Proceedings*, 2, 16-22.

39. Mukhametshin, V. Sh. (2022). Oil recovery factor express evaluation during carbonate reservoirs development in natural regimes. *SOCAR Proceedings*, SI1, 27-37.

40. Brilliant, L. S., Zavialov, A. S., Danko, M. U., et al. (2022). Integration of machine learning methods and geological and hydrodynamic modeling in field development design. *Oil Industry*, 10, 48-53.

41. Mukhametshin, V. Sh., Zeigman, Yu. V., Andreev, A. V. (2017). Rapid assessment of deposit production capacity for determination of nanotechnologies application efficiency and necessity to stimulate their development. *Nanotechnologies in Construction*, 9(3), 20-34.

42. Suleimanov, B. A., Ismailov, F. S., Dyshin, O. A., Veliyev, E. F. (2016). Selection methodology for screening evaluation of EOR methods. *Petroleum Science and Technology*, 34(10), 961-970.

43. Mukhametshin, V. V. (2021). Improving the efficiency of managing the development of the West Siberian oil and gas province fields on the basis of differentiation and grouping. *Russian Geology and Geophysics*, 62(12), 1373-1384.

44. Mukhametshin, V. Sh., Khakimzyanov, I. N. (2021). Features of grouping low-producing oil deposits in carbonate reservoirs for the rational use of resources within the Ural-Volga region. *Journal of Mining Institute*, 252, 896-907.

45. Tokarev, M. A. (1990). Comprehensive geological and field control of the current oil recovery when oil is displaced by water. *Moscow: Nedra.*

46. Kotenev, Yu. A, Yagofarov, Yu. N., Davydov, V. P., Andreev, V. E. (2004). Geological and technological features of the development of oil fields in the southern region of Bashkortostan. *St. Petersburg: Nedra.*

47. Lozin, E. V. (2015). Geology and oil and gas potential of Bashkortostan. *Ufa: BashNIPIneft*.

48. Rogachev, M. K., Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2019). Improving the efficiency of using resource base of liquid hydrocarbons in Jurassic deposits of Western Siberia. *Journal of Mining Institute*, 240, 711-715.

49. Mirzadzhanzade, A. Kh., Khasanov, M. M., Bakhtizin, R. N. (2004). Modeling of oil and gas production processes. Nonlinearity, nonequilibrium, uncertainty. *Moscow-Izhevsk: ICS.*

50. Mukhametshin, V. Sh., Khakimzyanov, I. N., Bakhtizin, R. N., Kuleshova, L. S. (2021). Differentiation and grouping of complex-structured oil reservoirs in carbonate reservoirs in development management problems solving. *SOCAR Proceedings*, SI1, 88-97.

51. Huseynzade, M. A., Kalinina, E. V., Dobkina, M. V. (1979). Methods of mathematical statistics in the oil and gas industry. *Moscow: Nedra.*

52. Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2020). On uncertainty level reduction in managing waterflooding of the deposits with hard to extract reserves. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 331(5), 140-146.

53. Shapkin, A. S., Mazaeva, N. P. (2005). Mathematical methods and models of operations research. *Moscow: Dashkov and K.*

54. Solodovnikov, A. S., Babaytsev, V. A., Brailov, A. V. (2003). Mathematics in Economics. *Moscow: Finance and Statistics.*

55. Lyashenko, I. N., Karagodova, E. A. (1975). Linear and nonlinear programming. *Kiev: Vishcha school*.

Комплексный подход к прогнозированию результатов идентификации залежей в условиях различной тектонической приуроченности объектов

Р. А. Гилязетдинов, Л. С. Кулешова, В. Ш. Мухаметшин, Р. Ф. Якупов, А. А. Гиззатуллина, З. Н. Сагитова
Институт нефти и газа, Уфимский государственный нефтяной технический университет (филиал в г. Октябрьском), Россия

Реферат

В работе для объектов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, приуроченных к терригенным и карбонатным коллекторам, проведено исследование, направленное на снижение рисков и неопределенностей при использовании геолого-статистических моделей. Дискриминантный анализ выявил ряд несоответствий при группировании объектов по критерию тектонической приуроченности, в рамках которых выявлена миграция объектов и их значительное рассеивание относительно центроидов групп. Для нивелирования факторов нелинейности и неоднородности процессов, протекающих в неупорядоченных нефтегазовых системах, по четырем моделям при помощи алгоритмов решения двойственной задачи симплексным методом сформированы границы их устойчивости. Исходя из полученных данных, определены некоторые особенности влияния параметров, характеризующих геолого-физические свойства продуктивных пластов и насыщающих их флюидов, на целостность и корректность представлений о степени принадлежности объектов к тем или иным зонам группирования. Полученные результаты позволяют в рамках проактивного управления ресурсами создать оптимальные или уточнить имеющиеся алгоритмы поиска наиболее подходящих объектов-аналогов для использования на вновь открытых объектах лучших инженерных решений и практик в области разработки месторождений.

Ключевые слова: геолого-статистическое моделирование; залежи нефти; тектоническая приуроченность объектов; геологические комплексы; разработка нефтяных месторождений; управление активами недропользователей.

Obyektlərin müxtəlif tektonikliyə aid edilməsi şəraitində yataqların identifikasiyasının nəticələrinin proqnozlaşdırılmasına kompleks yanaşma

R. A. Qilyazetdinov, L. S. Kuleşova, V. Ş. Muxametşin, R. F. Yakupov, A. A. Qizzatullina, Z. N. Saqitova
Ufa Dövlət Neft Texniki Universitetinin Neft və Qaz İnstitutu (Oktyabrski filialı), Rusiya

Xülasə

Məqalədə Volqa-Ural neft və qaz vilayətinin terrigen və karbonat kollektorlarına aid edilən obyektləri üçün geoloji və statistik modellərdən istifadə edərkən risklərin və qeyri-müəyyənliklərin azaldılmasına yönəlmiş araşdırma aparılmışdır. Diskriminant analizi, obyektlərin tektonik aid edilmə meyarına görə qruplaşdırılmasında bir sıra uyğunsuzluqlar aşkar edilmiş, bunun çərçivəsində obyektlərin miqrasiyası və qrupların sentroidlərinə nisbətən əhəmiyyətli dərəcədə dağılması aşkar edilmişdir. Nizamsız neft-qaz sistemlərində baş verən proseslərin qeyri-xətti və qeyri-bircinsli amillərini nivelirləmək üçün ikili məsələnin simpleks üsulu ilə həlli alqoritmlərin köməyi ilə dörd modeldən istifadə etməklə onların dayanıqlığının sərhədləri yaradılmışdır. Alınan məlumatlara əsasən, məhsuldar layların və onları doyuran flüidlərin geoloji və fiziki xüsusiyyətlərini xarakterizə edən parametrlərin, obyektlərin bu və ya digər qruplaşma zonalarına aid olma dərəcəsi barəsində təsəvvürlərin bütövlüyünə və düzgünlüyünə təsirinin bəzi xüsusiyyətləri müəyyən edilmişdir. Əldə edilmiş nəticələr, resursların proaktiv idarə edilməsi çərçivəsində yeni kəşf edilmiş ərazilərdə yataqların işlənməsi sahəsində ən yaxşı mühəndislik həlləri və təcrübələrindən istifadə etmək üçün ən uyğun analoq obyektlərin axtarışı üçün optimal alqoritmlər yaratmağa və ya mövcud alqoritmləri təkmilləşdirməyə imkan verir.

Açar sözlər: geoloji-statistik modelləşdirmə; neft yatağları; obyektlərin tektonik aid edilməsi; geoloji komplekslər; net yatağlarının işlənməsi; yeraltı istifadəçilərin aktivlərin idarə edilməsi.