



SOCAR Proceedings

Oil and gas fields exploration, geology and geophysics

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



О ВЫБОРЕ ОБЪЕКТОВ-ПОЛИГОНОВ В УСЛОВИЯХ ЗАЛЕЖЕЙ ЮРЫ И ПАЛЕОЗОЯ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

В. В. Мухаметшин*, Л. С. Кулешова

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

On the selection of landfill sites in the conditions of the Jurassic and Paleozoic deposits of the West Siberian oil and gas province

V. V. Mukhametshin*, L. S. Kuleshova

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

ABSTRACT

Based on the Jurassic and Paleozoic deposits of the West Siberian oil and gas province grouping using factor analysis techniques, a number of algorithms are proposed to justify the choice of landfill sites for the introduction of new technologies for influencing the bottom-hole formation zone and reservoir to increase the degree of reserves development and the profitability of enterprises. The selection is proposed to be carried out separately within the oil and gas bearing areas, tectonic and stratigraphic elements using a set of parameters reflecting the geological and physical properties of formations and fluids that have a predominant effect on the process of oil recovery. The presented algorithms make it possible to reduce risks when replicating successful innovative technologies while simultaneously expanding the areas of effective application.

Keywords: landfill sites; oil production technologies; identification; analogous deposits; degree of reserves development.

© 2023 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Повышение эффективности разработки залежей нефти основано в первую очередь на использовании инновационных технологий, позволяющих повысить степень выработки запасов нефти, снизить себестоимость добываемой продукции и в конечном счете увеличить прибыльность предприятий [1-6].

Важным моментом при этом является обоснованный выбор объектов-полигонов для условий которых необходимо создавать новые технологии добычи углеводородов [7-11]. Необходимым условием для этого выбора является максимально-возможное количество залежей-аналогов объекту-полигону. Очевидно, под залежами-аналогами подразумеваются залежи, близкие объекту-полигону по комплексу параметров, характеризующих геолого-физические и физико-химические свойства пластов и насыщающих их флюидов [12-16], поскольку именно геологические особенности объектов разработки во многом определяют степень выработки запасов [17-21], затраты на их добычу, а значит и выбор той или иной технологии разработки [22-26].

Одним из путей решения этого вопроса является группирование объектов по тем или иным признакам, определяющим эффективность добычи нефти, поиск центров группирования и нахождение объекта или группы объектов, наиболее близко расположенных к центру

группирования в осях классифицирующих функций на плоскости или в многомерном пространстве [27-31].

Большой группой объектов, требующих создание новых инновационных технологий, являются залежи юры и палеозоя Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, в которых сосредоточены колоссальные остаточные запасы углеводородного сырья.

Эти объекты, приуроченные к юрским (баженовская (J_0) толща, верхняя юра (J_3), средняя юра (J_2)), доюрским (кора выветривания (КВ) палеозоя) отложениям Шаимского (ШВ) и Верхнепурского (ВВ) валов; Верхнекондинского (ВП), Шеркалинского (ШП) и Ярсомовского (ЯП) прогибов; Красноленинского (КС), Сургутского (СУС), Нижневартовского (НС) сводов; Северо-Вартовской (СВМ), Северо-Сургутской (ССМ) моноклиналей и находящихся в пределах Приуральской (ПНГО), Фроловской (ФНГО), Среднеобской (СНГО), Надым-Пурской (НПНГО) и Пур-Тазовской (ПТНГО) нефтегазоносных областей.

В работах [32-36] проведено группирование 250-ти объектов юрского возраста с использованием метода главных компонент и дискриминантного анализа по параметрам, которые определяют технико-экономические показатели разработки [37-41]: глубина залегания ($H_{зал}$, м); начальные пластовые давление ($P_{пл}$, МПа) и температура ($t_{пл}$, °C); общая ($H_{общ}$, м) и эффективная нефтенасыщенная ($H_{эф}$, м) толщины пласта; коэффициенты пористости (m , д.ед.), нефтенасыщенности (K_n , д.ед.),

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

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP20230300882>

проницаемости ($K_{\text{прон}}$, 10^{-3} мкм²), песчаности ($K_{\text{п}}$, д.ед.), расчлененности ($K_{\text{р}}$); плотность ($\rho_{\text{н}}$, кг/м³), вязкость ($\mu_{\text{н}}$, мПа·с), относительная вязкость ($\mu_{\text{о}}$) пластовой нефти; объемный коэффициент (β , д.ед.), газосодержание (G , м³/т) и давление насыщения ($P_{\text{нас}}$, МПа) нефти, содержание сероводорода (S , %) и парафина (P , %) в нефти, вязкость пластовой воды ($\mu_{\text{в}}$, мПа·с). Полученные результаты позволили предложить алгоритм выбора объектов-полигонов для внедрения высокоэффективных технологий среди объектов из использованной выборки для активного вовлечения повышения эффективности разработки залежей различных стратиграфических элементов. Этот алгоритм основывается на выборе ближайшего к центру

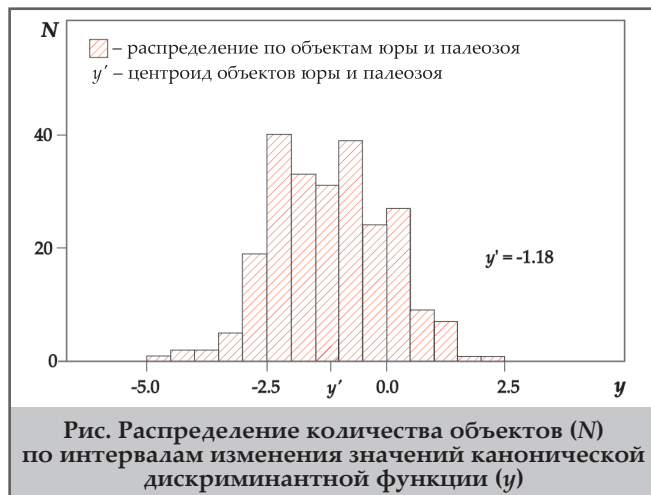


Рис. Распределение количества объектов (N) по интервалам изменения значений канонической дискриминантной функции (y)

группирования объекта для каждой конкретной группы с использованием рисунка, таблицы 1, зависимостей (1)-(3). При этом на рисунке геометрически определяется ближайший объект к центру комплекса. Далее по каждому объекту в евклидовом пространстве первых двух канонических переменных y_1 и y_2 определяется расстояние до центра группы.

$$y = -740.6 + 0.16H_{\text{зал}} + 0.24H_{\text{общ}} + 1.19H_3 + 835.2m_2 - 3.92K_{\text{н}} - 0.03K_{\text{прон}} - 24.1K_{\text{п}} + 0.66K_{\text{р}} + 1.84t_{\text{нл}} - 9.7P_{\text{нл}} - 27.7\mu_{\text{н}} + 746.0\rho_{\text{н}} + 242.3\beta + 9.02S + 4.12P + 3.37P_{\text{нас}} - 0.20G + 299.2\mu_{\text{в}} + 15.5\mu_{\text{о}} \quad (1)$$

$$y_1 = -602.0 + 0.11H_{\text{зал}} + 0.25H_{\text{общ}} + 0.86H_3 + 1085.7m_2 - 24.6K_{\text{н}} - 0.01K_{\text{прон}} - 41.3K_{\text{п}} - 0.82K_{\text{р}} + 2.0t_{\text{нл}} - 8.4P_{\text{нл}} - 25.1\mu_{\text{н}} + 658.0\rho_{\text{н}} + 134.2\beta + 25.2S + 1.84P + 2.88P_{\text{нас}} + 0.09G + 168.7\mu_{\text{в}} + 15.7\mu_{\text{о}} \quad (2)$$

$$y_2 = -583.1 + 0.11H_{\text{зал}} + 0.21H_{\text{общ}} + 0.94H_3 + 1050.7m_2 - 28.8K_{\text{н}} - 0.02K_{\text{прон}} - 51.3K_{\text{п}} - 0.61K_{\text{р}} + 1.96t_{\text{нл}} - 9.0P_{\text{нл}} - 28.1\mu_{\text{н}} - 660.3\rho_{\text{н}} + 132.4\beta + 24.5S + 2.1P + 2.82P_{\text{нас}} + 0.11G + 181.6\mu_{\text{в}} + 16.7\mu_{\text{о}} \quad (3)$$

В общем виде евклидово расстояние между объектом и j -тым центром группирования записывается в виде:

$$d_j = \sqrt{\sum_{i=1}^m (y_i - y_j^i)^2} \quad (4)$$

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

По минимальному расстоянию до центра группы выбирается объект-полигон или группа объектов, которые могут рассматриваться в качестве предполагаемых объектов для проведения как активных, так и пассивных экспериментов.

Алгоритм выбора объектов-полигонов для повышения эффективности разработки залежей в пределах различных нефтегазоносных областей аналогичен вышеприведенному, однако основывается он на использовании таблицы 2, зависимостей (5), (6), а для решения аналогичной задачи в пределах различных тектонических элементов – на использовании таблицы 3, зависимостей (7), (8).

$$y_1 = -838 + 0.18H_{\text{зал}} + 0.26H_{\text{общ}} + 0.53H_3 + 1038m_2 + 64.6K_{\text{н}} + 0.01K_{\text{прон}} - 20.5K_{\text{п}} - 0.35K_{\text{р}} + 1.49t_{\text{нл}} - 7.44P_{\text{нл}} - 24.0\mu_{\text{н}} + 944\rho_{\text{н}} + 277\beta + 16.5S + 3.7P + 2.4P_{\text{нас}} - 0.06G + 234\mu_{\text{в}} + 12.8\mu_{\text{о}} \quad (5)$$

$$y_2 = -834 + 0.18H_{\text{зал}} + 0.40H_{\text{общ}} + 1.11H_3 + 1120m_2 - 77K_{\text{н}} - 0.01K_{\text{прон}} - 25.3K_{\text{п}} - 0.05K_{\text{р}} + 2.1t_{\text{нл}} - 8P_{\text{нл}} - 13.7\mu_{\text{н}} + 886\rho_{\text{н}} + 237\beta + 16S + 3.2P + 1.44P_{\text{нас}} + 0.10G + 232\mu_{\text{в}} + 12.8\mu_{\text{о}} \quad (6)$$

$$y_1 = -1040 + 0.15H_{\text{зал}} + 0.09H_{\text{общ}} - 0.59H_3 + 1239m_2 - 115K_{\text{н}} + 0.01K_{\text{прон}} - 14.6K_{\text{п}} - 0.21K_{\text{р}} + 2.4t_{\text{нл}} - 4.7P_{\text{нл}} - 18.9\mu_{\text{н}} + 1178\rho_{\text{н}} + 310\beta + 26.7S + 3.4P + 1.9P_{\text{нас}} - 0.05G + 252\mu_{\text{в}} + 10.5\mu_{\text{о}} \quad (7)$$

$$y_2 = -992 + 0.15H_{\text{зал}} + 0.02H_{\text{общ}} - 0.4H_3 + 1189m_2 - 94K_{\text{н}} + 0.01K_{\text{прон}} - 15.4K_{\text{п}} - 0.09K_{\text{р}} + 2.2t_{\text{нл}} - 4.7P_{\text{нл}} - 24\mu_{\text{н}} + 1151\rho_{\text{н}} + 293\beta + 15.8S + 3.7P + 2.5P_{\text{нас}} - 0.06G + 237\mu_{\text{в}} + 12.5\mu_{\text{о}} \quad (8)$$

Таблица 1
Значения функций в центроидах выделенных групп объектов юры и палеозоя по стратиграфическим элементам

КДФ	Стратиграфическая приуроченность объектов				
	J ₃	J ₂	Ю ₀	КВ	J+КВ
y_1	1.109	-0.997	1.268	-2.029	-0.240
y_2	0.123	-0.698	-1.286	1.215	1.827

Таблица 2
Значения функций в центроидах выделенных групп объектов в пределах нефтегазоносных областей

КДФ	Нефтегазоносная область				
	ПНГО	ФНГО	СНГО	НПНГО	ПТНГО
y_1	-3.42	-3.70	1.31	1.46	0.28
y_2	-0.23	-2.44	-0.50	4.07	6.44

Таблица 3
Значения функций в центроидах выделенных групп объектов в пределах тектонических элементов

КДФ	Тектонический элемент						
	ШВ	ВП	ШП	КС	СВМ	СУС	НС
y_1	-5.03	-3.53	-0.70	-4.92	2.02	1.31	0.84
y_2	-0.13	-1.96	-1.68	2.03	0.30	1.40	1.10
КДФ	Тектонический элемент						
	ЯП	ССМ	НМ	СЕС	ВВ	БВ	
y_1	1.70	1.83	5.55	2.13	2.37	3.33	
y_2	0.54	-1.47	-3.75	-4.87	-4.07	-7.05	

Таблица 4

Значения функций в центроидах групп объектов выделенных по тектонико-стратиграфической приуроченности

КДФ	Тектонико-стратиграфическая приуроченность						
	ШВ(J ₃)	ШВ(КВ)	ШВ(J ₂)	ШК(J+КВ)	ВП(J ₃)	ВП(J ₂)	ВП(КВ)
y ₁	-7.53	-6.57	-5.13	-6.90	-5.91	-4.90	-5.72
y ₂	1.57	0.79	1.18	1.31	1.63	1.96	2.58
КДФ	Тектонико-стратиграфическая приуроченность						
	ВП(J+КВ)	ШП(J ₂)	ШП(J+КВ)	КС(J+КВ)	СВМ(a)	СВМ(br)	СВМ(Ю ₀)
y ₁	-6.24	-1.09	-1.29	-3.48	-2.81	-0.05	5.27
y ₂	2.14	1.08	0.39	1.61	-2.01	-2.04	0.17
КДФ	Тектонико-стратиграфическая приуроченность						
	СВМ(J ₃)	СВМ(J ₂)	СУС(Ю ₀)	СУС(J ₂)	СУС(J ₃)	НВ(J ₂)	НВ(J ₃)
y ₁	5.14	6.36	3.76	4.50	3.51	3.80	3.50
y ₂	-0.83	-1.70	-1.80	-1.93	-0.48	0.14	-0.27
КДФ	Тектонико-стратиграфическая приуроченность						
	ЯП(J ₂)	ЯП(J ₃)	ЯП(Ю ₀)	ССМ(J ₃)	ССМ(Ю ₀)	ВВ(J ₃)	
y ₁	3.97	4.84	4.56	5.29	5.46	14.5	
y ₂	-2.82	-2.33	-1.76	1.09	2.15	12.6	

Таблица 5

Значения функций в центроидах вновь сформированных групп объектов юры и палеозоя

КДФ	Группа объектов							
	1	2	3	4	5	6	7	8
y ₁	-5.26	-4.72	-3.23	-3.60	-0.13	6.52	5.14	12.8
y ₂	1.27	0.20	0.78	-1.54	-2.37	-0.48	0.12	14.4

Вышеприведенные алгоритмы позволяют выбирать объекты-полигоны по условиям залегания, геолого-физическим и физико-химическим свойствам пластов и насыщающих их флюидов, однако результаты, полученные в условиях этих полигонов и распространение их на объекты крупных групп, сопровождаются повышенными рисками. Поэтому эти результаты в большей мере позволяют определять общие направления – стратегию повышения степени вовлечения запасов жидких углеводородов в разработку и повышения эффективности разработки объектов, находящихся в эксплуатации.

Детальный выбор объектов-полигонов, который позволил бы использовать полученный опыт для решения широкого круга частных, тактических задач разработки может быть проведен с использованием таблицы 4, уравнений (9), (10). При этом количество объектов-полигонов существенно возрастает.

$$y_1 = -16.6 + 0.01H_{зал} - 0.001H_{общ} + 0.07H_3 - 0.13m_2 - 4.7K_n + 0.0004K_{нрон} + 0.78K_n + 0.004K_p - 0.08t_{нл} + 0.44P_{нл} + 0.69\mu_n + 3.3\rho_n + 2.8\beta - 0.72S - 0.17P + 0.17P_{нас} - 0.01G - 9.7\mu_6 - 0.33\mu_0 \quad (9)$$

$$y_2 = -5.95 - 0.002H_{зал} + 0.002H_{общ} + 0.043H_3 - 24.3m_2 + 4.34K_n + 0.0003K_{нрон} + 0.33K_n - 0.025K_p - 0.017t_{нл} - 0.03P_{нл} + 0.64\mu_n + 12.1\rho_n - 0.56\beta - 2.15S + 0.18P + 0.48P_{нас} + 0.01G + 1.14\mu_6 - 0.35\mu_0 \quad (10)$$

Наиболее оптимальным является алгоритм выбора объектов-полигонов с использованием результатов по восьми выделенным группам объектов. Этот вариант в большей мере лишен недостатков предыдущих вариантов.

Для реализации этого алгоритма необходимо использовать результаты, представленные в таблице 5, а также зависимости (11), (12).

$$y_1 = -982 + 0.02H_{зал} + 0.26H_{общ} + 0.14H_3 + 1232m_2 - 66.9K_n + 0.03K_{нрон} - 11.5K_n - 2.8K_p + 4.72t_{нл} + 1.5P_{нл} - 8.7\mu_n + 1161\rho_n + 201\beta + 19.7S + 1.2P + 11.5P_{нас} + 0.26G + 129\mu_6 + 11.1\mu_0 \quad (11)$$

$$y_2 = -977 + 0.03H_{зал} + 0.32H_{общ} + 0.41H_3 + 1236m_2 - 98K_n + 0.01K_{нрон} - 21.4K_n - 3.3K_p + 4.7t_{нл} + 0.8P_{нл} - 5.0\mu_n + 1172\rho_n + 203\beta + 18.6S + 0.67P + 11.3P_{нас} + 0.28G + 132\mu_6 + 10.3\mu_0 \quad (12)$$

Выводы

На основании проведенного группирования залежей юрского и палеозойского возрастов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции предложены алгоритмы обоснования выбора объектов-полигонов для внедрения инновационных технологий, направленных на повышение эффективности разработки, и повышение степени выработки запасов нефти этих объектов. Выбор предлагается проводить отдельно в пределах нефтегазоносных областей, тектонических и стратиграфических элементов. Поиск объектов-полигонов основывается на использовании девятнадцати геолого-физических параметров, оказывающих преобладающее влияние на процесс нефтеизвлечения. Полученные результаты позволяют снизить риски при тиражировании положительных результатов на объектах-аналогах и расширить области эффективно-го применения.

Литература

1. Vishnyakov, V. V., Suleimanov, B. A., Salmanov, A. V., Zeynalov, E. B. (2019). Primer on enhanced oil recovery. *Gulf Professional Publishing*.
2. 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.
3. Аржиловский, А. В., Афонин, Д. Г., Ручкин, А. А. и др. (2022). Экспресс-оценка прироста коэффициента извлечения нефти в результате применения водогазовых методов увеличения нефтеотдачи. *Нефтяное хозяйство*, 9, 63-67.
4. Мухаметшин, В. Ш. (2022). Экспресс-оценка коэффициента извлечения нефти при разработке залежей в карбонатных коллекторах на естественных режимах. *SOCAR Proceedings*, SI1, 27-37.
5. Сулейманов, Б. А. (2022). Теория и практика увеличения нефтеотдачи пластов. *Москва-Ижевск: ИКИ*.
6. Лятифов, Я. А. (2021). Нестационарное воздействие термоактивной полимерной композицией для глубинного выравнивания профиля фильтрации. *Scientific Petroleum*, 1, 25-30.
7. Грищенко, В. А., Асылгареев, И. Н., Бахтизин, Р. Н. и др. (2021). Методический подход к мониторингу эффективности использования ресурсной базы при разработке нефтяных месторождений. *SOCAR Proceedings*, SI2, 229-237.
8. Арефьев, С. В., Соколов, И. С., Павлов, М. С. и др. (2022). Опыт применения горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом в условиях низкопроницаемого нефтяного пласта. *Нефтяное хозяйство*, 9, 90-95.
9. Грищенко, В. А., Гареев, Р. Р., Циклис, И. М. и др. (2021). Расширение круга льготизируемых объектов, содержащих трудноизвлекаемые запасы нефти. *SOCAR Proceedings*, SI2, 8-18.
10. Андреева, Н. Н., Валиуллин, И. М. (2015). Изучение международного опыта создания полигонов для испытаний техники и технологий, применяемых в ТЭК. *Нефтяное хозяйство*, 7, 107-111.
11. Мухаметшин, В. В. (2017). Устранение неопределенностей при решении задач воздействия на призабойную зону скважин. *Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов*, 328(7), 40-50.
12. Гаврилов, А. Е., Жуковская, Е. А., Тугарова, М. А., Остапчук, М. А. (2015). Целевая классификация пород баженовской свиты (на примере месторождений центральной части Западной Сибири). *Нефтяное хозяйство*, 12, 38-40.
13. Грищенко, В. А., Рабаев, Р. У., Асылгареев, И. Н. и др. (2021). Методический подход к определению оптимальных геолого-технологических характеристик при планировании ГПП на многопластовых объектах. *SOCAR Proceedings*, SI2, 182-191.
14. Дмитриевский, А. Н., Еремин, Н. А. (2015). Современная НТР и смена парадигмы освоения углеводородных ресурсов. *Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом*, 6, 10-16.
15. Андреев, А. В., Мухаметшин, В. Ш., Котенёв, Ю. А. (2016). Прогнозирование продуктивности залежей в карбонатных коллекторах с трудноизвлекаемыми запасами. *SOCAR Proceedings*, 3, 40-45.
16. Белонин, М. Д., Голубева, В. А., Скублов, Г. Т. (1982). Факторный анализ в геологии. *Москва: Недра*.
17. 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.
18. Велиев, Н. А., Джамалбеков, М. А., Ибрагимов, Х. М., Гасанов, И. Р. (2021). О перспективах применения CO₂ для повышения нефтеотдачи на месторождениях Азербайджана. *SOCAR Proceedings*, 1, 83-89.
19. 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.
20. Suleimanov, B. A., Latifov, Y. A., Veliyev, E. F., Frampton, H. (2018). Comparative analysis of the EOR mechanisms by using low salinity and low hardness alkaline water. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 162, 35-43.
21. Мингулов, И. Ш., Валеев, М. Д., Мухаметшин, В. В., Кулешова, Л. С. (2021). Применение результатов измерения вязкости продукции скважин для диагностики работы насосного оборудования. *SOCAR Proceedings*, SI2, 152-160.
22. Бриллиант, Л. С., Завьялов, А. С., Данько, М. Ю. и др. (2019). Интеграция методов машинного обучения и геолого-гидродинамического моделирования при проектировании разработки месторождений. *Нефтяное хозяйство*, 10, 48-53.
23. 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.
24. Индрупский, И. М., Шупик, Н.В., Закиров, С. Н. (2013). Повышение эффективности поддержания пластового давления на основе опережающего заводнения. *Технологии нефти и газа*, 3 (86), 49-55.
25. Стабинкас, А. П., Султанов, Ш. Х., Мухаметшин, В. Ш. и др. (2021). Эволюция жидкости гидроразрыва пласта: от

гуаровых систем к синтетическим геллирующим полимерам. *SOCAR Proceedings*, SI2, 172-181.

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

27. 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.

28. 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.

29. Мухаметшин, В. Ш., Хакимянов, 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.

30. Насыбуллина, С. В., Саттаров, Рав. З., Ибатуллин, Р. Р. и др. (2022). Использование аналитических методов для оценки эффективности разработки карбонатных коллекторов ПАО «Татнефть». *Нефтяное хозяйство*, 7, 24-27.

31. Мухаметшин, В. Ш., Хакимянов, 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.

32. Мухаметшин, В. В., Андреев, В. Е. (2018). Повышение эффективности оценки результативности технологий, направленных на расширение использования ресурсной базы месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. *Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов*, 329(8), 30-36.

33. 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.

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

35. 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.

36. 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.

37. Фаттахов, И. Г., Кулешова, Л. С., Бахтизин, Р. Н. и др. (2021). Комплексирование результатов моделирования ГРП при проведении гибридных кислотно-пропантных обработок и при одновременной инициации трещины ГРП в разделенных интервалах. *SOCAR Proceedings*, SI2, 103-111.

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

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

40. Грищенко, В. А., Позднякова, Т. В., Мухамадиев, Б. М. и др. (2021). Повышение эффективности разработки залежей нефти в карбонатных коллекторах на примере турнейского яруса. *SOCAR Proceedings*, SI2, 238-247.

41. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F. (2017). Novel polymeric nanogel as diversion agent for enhanced oil recovery. *Petroleum Science and Technology*, 35(4), 319-326.

42. Велиев, Э. Ф. (2022). Применение смягченной воды для улучшения эффективности мицеллярного заводнения. *Scientific Petroleum*, 2, 52-56.

References

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

2. 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.

3. Arzhilovsky, A. V., Afonin, D. G., Ruchkin, A. A., et al. (2022). Express assessment of the increase in the oil recovery as a result of water-alternating-gas technology application. *Oil Industry*, 9, 63-67.

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

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

6. Latifov, Y. A. (2021). Non-stationary effect of thermoactive polymer composition for deep leveling of filtration profile. *Scientific Petroleum*, 1, 25-30.

7. Grishchenko, V. A., Asylgareev, I. N., Bakhtizin, R. N., et al. (2021). Methodological approach to the resource base efficiency monitoring in oil fields development. *SOCAR Proceedings*, SI2, 229-237.

8. Arefiev, S. V., Sokolov, I. S., Pavlov, M. S., et al. (2022). Implementation of horizontal wells with multistage hydraulic fracturing for low-permeability oil reservoir development. *Oil Industry*, 9, 90-95.

9. Grishchenko, V. A., Gareev, R. R., Tsiklis, I. M., et al. (2021). Expanding the amount of preferential royalty facilities with hard-to-recover oil reserves. *SOCAR Proceedings*, SI2, 8-18.

10. Andreeva, N. N., Valiullin, I. M. (2015). Study of the international experience in testing facilities for fuel & energy sector machinery and technologies. *Oil Industry*, 7, 107-111.

11. Mukhametshin, V. V. (2017). Eliminating uncertainties in solving bottom hole zone stimulation tasks. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 328(7), 40-50.

12. Gavrilov, A. E., Zhukovskaya, E. A., Tugarova, M. A., Ostapchuk, M. A. (2015). Objective bazhenov rocks classification

(the case of the Western Siberia central part fields). *Oil Industry*, 12, 38-40.

13. 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.

14. Dmitrievsky, A. N., Eremin, N. A. (2015). Modern scientific and technological revolution and a paradigm shift in the development of hydrocarbon resources. *Problems of Economics Project: Digital Fields and Wells*, 6, 10-16.

15. 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.

16. Belonin, M. D., Golubev, V. A., Skublov, G. T. (1982). Factor analysis in geology. *Moscow: Nedra*.

17. 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.

18. Valiyev, N. A., Jamalbayov, M. A., Ibrahimov, Kh. M., Hasanov, I. R. (2021). On the prospects for the use of CO₂ to enhance oil recovery in the fields of Azerbaijan. *SOCAR Proceedings*, 1, 83-89.

19. 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.

20. Suleimanov, B. A., Latifov, Y. A., Veliyev, E. F., Frampton, H. (2018). Comparative analysis of the EOR mechanisms by using low salinity and low hardness alkaline water. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 162, 35-43.

21. Mingulov, I. Sh., Valeev, M. D., Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2021). Wells production viscosity measurement results application for pumping equipment operation diagnostics. *SOCAR Proceedings*, SI2, 152-160.

22. Brilliant, L. S., Zavalov, A. S., Danko, M. U., et al. (2019). Integration of machine learning methods and geological and hydrodynamic modeling in field development design. *Oil Industry*, 10, 48-53.

23. 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.

24. Indrupskiy, I. M., Shupik, N. V., Zakirov, S. N. (2013). Improving pressure maintenance by advance waterflooding. *Oil and Gas Technologies*, 3(86), 49-55.

25. Stabinskas, A. P., Sultanov, Sh. Kh., Mukhametshin, V. Sh., et al. (2021). Evolution of hydraulic fracturing fluid: from guar systems to synthetic gelling polymers. *SOCAR Proceedings*, SI2, 172-181.

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

27. 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.

28. 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.

29. 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.

30. Nasybullina, S. V., Sattarov, Rav. Z., Ibatullin, R. R., et al. (2022). Analytical tools for Tatneft PJSC carbonate reservoirs performance analysis. *Oil Industry*, 7, 24-27.

31. 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.

32. Mukhametshin, V. V., Andreev, V. E. (2018). Increasing the efficiency of assessing the performance of techniques aimed at expanding the use of resource potential of oilfields with hard-to-recover reserves. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 329(8), 30-36.

33. 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.

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

35. 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.

36. 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.

37. Fattakhov, I. G., Kuleshova, L. S., Bakhtizin, R. N., et al. (2021). Complexing the hydraulic fracturing simulation results when hybrid acid-propant treatment performing and with the simultaneous hydraulic fracture initiation in separated intervals. *SOCAR Proceedings*, SI2, 103-111.

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

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

40. Grishchenko, V. A., Pozdnyakova, T. V., Mukhamadiyev, B. M., et al. (2021). Improving the carbonate reservoirs development efficiency on the example of the tournaisian stage deposits. *SOCAR Proceedings*, SI2, 238-247.

41. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F. (2017). Novel polymeric nanogel as diversion agent for enhanced oil recovery. *Petroleum Science and Technology*, 35(4), 319-326.

42. Veliyev, E. F. (2022). Softened water application to improve micellar flooding performance. *Scientific Petroleum*, 2, 52-56.

О выборе объектов-полигонов в условиях залежей юры и палеозоя Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции

В. В. Мухаметшин, Л. С. Кулешова

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

Реферат

На основании проведенного группирования залежей юрского и палеозойского возрастов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции с использованием методов факторного анализа предложен ряд алгоритмов, позволяющих обосновывать выбор объектов-полигонов для внедрения новых технологий воздействия на призабойную зону и пласт для увеличения степени выработки запасов и повышения прибыльности предприятий. Выбор предлагается проводить отдельно в пределах нефтегазоносных областей, тектонических и стратиграфических элементах с использованием комплекса параметров, отражающих геолого-физические свойства пластов и флюидов, оказывающих преобладающее влияние на процесс нефтеизвлечения. Представленные алгоритмы позволяют снижать риски при тиражировании успешных инновационных технологий с одновременным расширением областей эффективного применения.

Ключевые слова: объекты-полигоны; технологии добычи нефти; идентификация; залежи-аналоги; степень выработки запасов.

Qərbi Sibir neft və qaz vilayətinin Yura və Paleozoy yataqları şəraitində poliqon obyektlərin seçilməsi haqqında

V. V. Muxametşin, L. S. Kuleşova

Ufa Dövlət Neft Texniki Universitetinin Neft və Qaz İnstitutu (Oktyabrski filialı), Rusiya

Xülasə

Amil analizi metodlarından istifadə edərək Qərbi Sibir neft və qaz vilayətinin Yura və Paleozoy yaşlı yataqlarının qruplaşdırılması əsasında bir sıra alqoritmlər təklif edilmişdir ki, bu alqoritmlər ehtiyatların çıxarılma dərəcəsinin və müəssisələrin mənfəətliliyinin artırılması məqsədilə quyudibi zonaya və laya təsir üçün yeni texnologiyaların tətbiq edilməsində poliqon obyektlərin seçilməsini əsaslandırmağa imkan verir. Seçimin neftçıxarma prosesinə üstünlük təsirini göstərən təbəqələrin və fluidlərin geoloji və fiziki xassələrini əks etdirən bir sıra parametrlərin istifadəsilə neftli-qazlı sahələrdə, tektonik və stratigrafik elementlər dairəsində ayrıca aparılması təklif olunur. Təqdim olunan alqoritmlər effektiv tətbiq sahələrinin eyni vaxtda genişlənməsi ilə uğurlu innovativ texnologiyaların tirajlanması zamanı riskləri azaltmağa imkan verir.

Açar sözlər: poliqon obyektlər; neftçıxarma texnologiyası; identifikasiya; analog yataqları; ehtiyatların çıxarılma dərəcəsi.