SOCAR Proceedings

Reservoir and Petroleum Engineering

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

СКРИНИНГ И ОЦЕНКА УСЛОВИЙ ЭФФЕКТИВНОГО ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ВЫСОКООБВОДНЕННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ

В.В. Мухаметшин¹, Р.Н. Бахтизин¹, Л.С. Кулешова^{*1},
А.П. Стабинскас², А.Р. Сафиуллина¹

¹Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия;

²ПАО «Газпром», Санкт-Петербург, Россия

Screening and Assessing the Conditions for Effective Oil Recovery Enhancing Techniques Application for Hard to Recover High-Water Cut Reserves

V.V. Mukhametshin¹, R.N. Bakhtizin¹, L.S. Kuleshova^{*1}, A.P. Stabinskas², A.R. Safiullina¹

¹Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia;

²«Gazprom» PJSC, Saint-Petersburg, Russia

Abstract

For the conditions of deposits in Jurassic and Paleozoic terrigenous reservoirs of the Sherkalinsky trough and Shaimsky swell of Western Siberia, a criterion analysis and screening of enhanced oil recovery techniques used in the fields of the West Siberian oil and gas province were carried out. For various groups of oil fields, a set of the most effective technologies for the development of residual hard-to-recover reserves of flooded fields has been proposed. The areas for effective application of the selected techniques for deposits introduced into development within the considered tectonic-stratigraphic elements are determined. The areas determination was carried out on the basis of 19 parameters characterizing the geological-physical and physical-chemical properties of formations and fluids, as well as the maximum and minimum values of the canonical discriminant functions determined by the situational map. Based on the numerical modeling of oil recovery processes, a forecast of an increase in the final oil recovery factor was made for five facilities-field test sites of the selected groups of facilities.

Keywords:

Hard-to-recover reserves;
Terrigenous reservoirs;
Factor analysis;
Enhanced oil recovery techniques;
Numerical modeling;
Criterion analysis.

© 2021 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Введение

Известно, что особенности геологического строения залежей нефти во многом определяют эффективность использования той или иной системы разработки [1–6]. Эта эффективность определяется технико-экономическими показателями и значениями показателей, характеризующих степень выработки запасов нефти [7–9]. Причем, степень влияния геолого-физических свойств пласта, физико-химических свойств пластовых флюидов, условий залегания на степень выработки запасов существенно возрастает в условиях высокообводненных залежей нефти с трудноизвлекаемыми запасами [10–14]. При этом крайне важно учитывать эти особенности при выборе методов увеличения нефтеотдачи пластов

и знать условия эффективного их применения, что позволит, используя метод аналогий, поднимать уровень добычи нефти и степень ее нефтеизвлечения на объектах с низкой эффективностью разработки, но содержащих значительные по размерам остаточные запасы, относящиеся к категории трудноизвлекаемых [15–20].

Методы и материалы

Одними из таких крайне перспективных объектов являются залежи в терригенных коллекторах Приуральской нефтегазоносной области, приуроченные к юрским отложениям (J_2 , J_3) и отложения коры выветривания (КВ) палеозоя и входящие в состав Шеркалинского прогиба и Шаимского вала Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [21–23].

Решение поставленной задачи проводилось более чем по 80-ти объектам разработки, находя-

*E-mail: markl212@mail.ru

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP2021SI200588>

щимся длительное время в разработке.

Был реализован следующий алгоритм:

- с использованием метода факторного анализа [24–26] была проведена дифференциация и группирование выбранных объектов по 19-ти геолого-физическим параметрам, среди которых: глубина залегания пласта ($H_{зал}$, м); общая толщина пласта ($H_{общ}$, м); эффективная нефтенасыщенная толщина пласта ($H_{эф}$, м); коэффициент пористости (m , д.ед.); коэффициент нефтенасыщенности ($K_{нф}$, д.ед.); коэффициент проницаемости ($K_{прон}$, 10^{-3} мкм²); коэффициент песчанистости ($K_{пс}$, д.ед.); коэффициент расчлененности (K_p); начальная пластовая температура ($t_{пл}$, °C); начальное пластовое давление ($P_{пл}$, МПа); вязкость нефти в пластовых условиях ($\mu_{нф}$, мПа·с); плотность нефти в пластовых условиях ($\rho_{нф}$, кг/м³); объемный коэффициент нефти (β); содержание сероводорода в нефти (S , %); содержание парафина в нефти (P , %); давление насыщения нефти газом ($P_{нас}$, МПа); газосодержание пластовой нефти (G , м³/т); вязкость воды в пластовых условиях ($\mu_{в}$, мПа·с); относительная вязкость нефти ($\mu_{от}$, д.ед.);
- в пределах каждой выделенной группы определялся типичный объект-полигон, наиболее

близко расположенный к центру группирования объектов в евклидовом пространстве первых двух канонических дискриминантных функций;

- на основе использования критериев применимости технологий увеличения нефтеотдачи [27–32] выбирались методы, удовлетворяющие этим критериям и по ним проводился прогноз технологической эффективности с использованием программного комплекса «Oil+»;
- определялась область применения рекомендуемых технологий на основе использования уравнений канонических дискриминантных функций.

Результаты и обсуждения

Последовательное использование методов факторного анализа без «учителя» и с «учителем» позволило выделить 5 наиболее представительных групп объектов [33, 34].

Средние значения параметров этих групп представлены в таблице 1.

Объекты первой группы приурочены в основном к верхнеюрским отложениям Шаимского вала. Центральным объектом группы является месторождение, которое по геологическому

Таблица 1

Средние значения параметров, характеризующих условия залегания, геолого-физические и физико-химические свойства пластов и насыщающих их флюидов по группам объектов Шаимского вала и Шеркалинского прогиба

Группа объектов	Параметры						
	$H_{зал}$, м	$H_{общ}$	$H_{эф}$, м	m , д.ед.	$K_{нф}$, д.ед.	$K_{прон}$, 10^{-3} мкм ²	$K_{пс}$, д.ед.
1	1728	21.7	5.3	0.20	0.69	136	0.54
2	1792	29.6	3.8	0.18	0.56	34	0.22
3	2000	26.4	3.5	0.17	0.59	19	0.25
4	1919	20.7	3.2	0.18	0.56	23	0.26
5	2257	22.1	3.6	0.16	0.50	25	0.23

продолжение таблицы 1

Группа объектов	Параметры					
	K_p	$t_{пл}$, °C	$P_{пл}$, МПа	$\mu_{нф}$, мПа·с	$\rho_{нф}$, кг/м ³	β
1	3.7	80.3	16.7	1.35	766	1.22
2	2.7	80.8	17.2	1.60	765	1.23
3	3.6	87.6	20.3	0.96	739	1.23
4	4.2	71.1	18.7	0.99	750	1.19
5	4.0	78.9	20.5	0.99	751	1.16

продолжение таблицы 1

Группа объектов	Параметры					
	S , %	P , %	$P_{нас}$, МПа	G , м ³ /т	$\mu_{в}$, мПа·с	$\mu_{от}$, д.ед.
1	0.37	6.6	8.2	70	0.40	3.40
2	0.34	5.6	7.9	74	0.41	3.90
3	0.41	5.7	8.8	91	0.45	2.20
4	0.41	8.5	9.3	67	0.43	2.23
5	0.43	3.3	11.0	79	0.36	2.92

строению относится к сложнопостроенным с наличием тектонических нарушений, с многочисленными структурно-стратиграфическими и литологически экранированными нефтяными залежами с замещением коллекторов слабопроницаемыми породами, выклиниванием пластов и невыдержанностью пластов по распространению, с большой изменчивостью толщин и коллекторских свойств по площади и разрезу.

Для залежи объекта-полигона группы 1 основной проблемой является высокая обводненность добываемой жидкости и низкая эффективность существующей системы заводнения. Перспективы, связанные с решением этих проблем, заключаются в применении потокорегулирующих технологий, и в некоторых случаях в зарезке боковых стволов (при условии технической возможности).

Анализируя геолого-физическую характеристику этого объекта с учётом критериев применимости технологий увеличения нефтеотдачи рекомендуется при регулировании потоков применять полимер-дисперсные (ПДС) и коллоидно-дисперсные (КДС) системы. С целью прогноза технологической эффективности предложенных методов выполнено математическое моделирование процесса нефтеизвлечения с их применением. Прогноз проводился с использованием программного комплекса «Oil+». В результате применения методов величина конечного коэффициента извлечения нефти (КИН_{кон}) по залежам объекта-полигона группы 1 дополнительно увеличится на 2.3-3.1 пунктов (табл. 2). При этом

необходимо отметить, что применение методов (ПДС и КДС) предполагается осуществлять вплоть до окончания эксплуатации залежей.

Вторая группа объектов включает в себя продуктивные пласты коры выветривания доюрского комплекса, расположенные, в основном, в пределах Шаимского вала. Среди объектов данной группы ближайшими к центру группирования является месторождение, которое в тектоническом отношении приурочено к структуре III порядка – локальному поднятию, расположенному в зоне сочленения крупных тектонических единиц I порядка. Это локальное поднятие осложнено четырьмя небольшими поднятиями, к каждому из которых приурочены залежи нефти: Западная и Центральная, Южная и Юго-Восточная. Залежи имеют сложное строение, обусловленное наличием многочисленных зон замещения, выклинивания, тектонических нарушений. По типу залежи – пластовые, сводовые, литологически и тектонически экранированные.

Для залежей объекта-полигона группы 2 перспективы с доработкой остаточных запасов связаны с перераспределением фильтрационных потоков и добуриванием застойных зон и участков пласта (целиков нефти) незатронутых нефтеизвлечением запасов. С учетом геолого-физических критериев перераспределение потоков необходимо осуществлять с использованием вязкоупругих систем (ВУС), а также применением маслорастворимых неионогенных поверхностно-активных веществ (НПАВ), воздействия углеводородными (УВ) и дымовыми газами. Увеличение

Таблица 2

**Рекомендуемые методы увеличения нефтеотдачи на объектах-полигонах
выделенных групп и прогноз их технологической эффективности**

Номер группы объекта-полигона	Рекомендуемые методы и технологии увеличения нефтеотдачи	Прогноз увеличения конечного коэффициента извлечения нефти
1	зарезка боковых стволов	2.6
	технологии ПДС	2.3
	КДС	3.1
2	технология ВУС	2.2
	применение НПАВ	1.7
	воздействие УВ	2.1
	воздействие дымовыми газами	1.8
3	избирательно-очаговое заводнение	2.6
	бурение БС и БГС	2.8
	технология ММЦ	2.4
	технология ИПС	1.9
4	бурение ГС и МГС	2.5
	применение оторочек ПАВ (включая ионные системы)	3.1
5	технология ГОС	2.1
	технология ВВЭ	2.3
	технология СМК	3.3
	технология ССС	2.2

КИН_{кон} прогнозируется на уровне 1.7-2.2 пункта. Комплексирование потокорегулирующих и нефтеотмывающих технологий позволит увеличить нефтеотдачу на 4.2-4.4 пункта.

Наиболее типичными объектами данной группы являются залежи тюменской свиты одного из месторождений, приуроченного в тектоническом отношении к структуре III порядка, Кандырскому локальному поднятию, которое расположено в зоне сочленения трех крупных тектонических единиц I порядка: Верхнекондинской впадины, Шеркалинской зоны прогибов и Шаимского мегавала. На месторождении выделяются три блока – Западный, Центральный и Восточный.

Для залежей объекта-полигона группы 3 перспективы доработки связаны с применением физико-химических методов увеличения нефтеотдачи (МУН), изменением направлений сложившихся фильтрационных потоков за счет реформирования системы заводнения в избирательно-очаговую разновидность, бурением боковых стволов с вертикальным и горизонтальным окончанием. С учетом критериев применимости технологий к геолого-промысловым условиям рекомендуется использовать технологии повышения выработки с применением метиллитилцеллюлозы (ММЦ) и закачка щелочно-полимерных суспензий (ЩПС). При этом прирост КИН_{кон} прогнозируется в пределах 1.9–2.8 пунктов (табл. 2).

В четвертую группу объектов, как и в третью, вошли залежи средней юры Шаимского вала, имеющие свои особенности геологического строения. Так, средние значения эффективной нефтенасыщенной толщины этих объектов наименьшие среди выделенных групп юрских залежей при наибольших значениях коэффициента расчлененности. Объекты также характеризуются минимальными значениями начальных пластовых температур и газосодержания нефти. Содержание парафина в нефти является максимальным среди всех групп объектов.

Центральным объектом группы является месторождение, в региональном тектоническом плане приуроченное непосредственно к Супринскому валу, осложненного структурами III порядка. Структуры отличаются размерами, пространственной ориентировкой и отделяются друг от друга разрывными нарушениями преимущественно северо-западного и северо-восточного простирания, обуславливая сложное геологическое строение месторождения в целом. Залежи участков пластовые, сводовые, тектонически, стратиграфически и литологически экранированные.

Продуктивные пласты сложены терригенными поровыми коллекторами. Отложения представлены чередованием песчано-алевролитовых прослоев небольшой толщины с глинистыми непроницаемыми породами. Пласты характеризуются резкой фациальной изменчивостью и неоднородностью.

Для залежей объекта-полигона группы 4 пер-

спективы доизвлечения связаны с дальнейшим повышением эффективности заводнения, как физико-химическими МУН, так и трансформацией системы ППД, и дальнейшим разбуриванием застойных, неохваченных процессами нефтеизвлечения зон боковыми стволами или отдельными скважинами с вертикальным или горизонтальным окончанием. С учетом геолого-физических параметров пласта рекомендуется бурение горизонтальных (ГС) и разветвленных многозабойных горизонтальных (МГС) скважин; вытеснение нефти водными растворами ПАВ (включая ионные системы). Применение этих технологий позволит увеличить КИН_{кон} на 2.5–3.1 пункта.

Пятую группу объектов представляют залежи нефти средней юры, приуроченные в основном к Шеркалинскому прогибу. В эту же группу входят и отдельные залежи тюменской свиты, примыкающего к прогибу Шаимского вала (в зоне сочленения). Особенности этой группы объектов являются наименьшие средние значения пористости и начальной нефтенасыщенности пластов среди объектов юрского возраста.

Типичным объектом этой группы является месторождение, приуроченное к одному из валов, в пределах которого выделяется группа локальных поднятий III-IV порядка.

Территория месторождения осложнена тектоническими нарушениями, разделяющими площадь на три участка: Западный, Центральный и Восточный, к которым, в свою очередь, приурочены девять тектонических блоков, с которыми связаны изолированные залежи нефти.

Для залежей объекта-полигона группы 5 доизвлечение остаточных запасов связано с дальнейшим реформированием системы ППД в сторону очагово-избирательного заводнения, применением потокорегулирующих технологий физико-химической направленности для повышения эффективности действующих нагнетательных скважин и снижения обводненности добываемой продукции, бурением боковых стволов и скважин дублеров наклонного исполнения. С учетом геолого-физических параметров пластов на залежах рекомендуется провести работы по технологиям ГОС (гелеобразующие составы), ВВЭ (высоковязкие эмульсии), СМК (силикатно-мучная композиция), ССС (сульфат-содовые составы). Применение этих технологий позволит дополнительно повысить КИН_{кон} на 2.1–3.3 пункта.

Проведенные исследования показывают, что при использовании выбранных методов увеличения нефтеотдачи пластов на объектах юрского и палеозойского возрастов Шаимской группы месторождений позволит увеличить утвержденные извлекаемые запасы на разрабатываемых месторождениях на 10-12 %, однако выбор и использование тех или иных технологий должен производиться дифференцированно по группам выделенных объектов с учетом условий эффективного применения тех или иных методов. В

$$y_1 = -981.6 + 0.015 H_{\text{зал}} + 0.262 H_{\text{общ}} + 0.138 H_3 + 1232 m_z - 66.9 K_n + 0.029 K_{\text{прон}} - 1147 K_n - 2.770 K_p + 4.652 t_{\text{пл}} + 1.492 P_{\text{пл}} - 8.74 \mu_n + 1160 \rho_n + 200.7 \beta + 19.73 S + 1.214 P + 11.55 P_{\text{нас}} + 0.260 G + 128.7 \mu_6 + 11.12 \mu_0; \quad (1)$$

$$y_2 = -977.4 + 0.026 H_{\text{зал}} + 0.324 H_{\text{общ}} + 0.414 H_3 + 1236 m_z - 97.88 K_n + 0.014 K_{\text{прон}} - 21.4 K_n - 3.265 K_p + 4.66 t_{\text{пл}} + 0.797 P_{\text{пл}} - 5.044 \mu_n + 1171 \rho_n + 202.9 \beta + 18.59 S + 0.674 P + 11.27 P_{\text{нас}} + 0.280 G + 131.8 \mu_6 + 10.34 \mu_0. \quad (2)$$

работах [33, 34] было проведено выделение 5-ти рассматриваемых групп объектов в осях первых двух канонических дискриминантных функций (КДФ), которые имеют следующий вид:

Каждая группа объектов характеризуется максимальными ($y_{\max}$) и минимальными ($y_{\min}$) значениями КДФ. Рассмотрение групп объектов в осях первых двух КДФ на территориальной карте [35] позволило выделить границы групп. Значения этих границ представлены в таблице 3. Именно

эти границы определяют области эффективного использования предложенных технологий.

Иначе говоря, для любой залежи юрского и палеозойского возрастов, расположенной в пределах Шаимского вала и Шеркалинского прогиба, рассчитав значения КДФ по формулам (1), (2), и используя таблицу 3, можно определить набор эффективных технологий увеличения нефтеотдачи пластов. Дальнейшее проведение технико-экономических расчетов позволяет выбрать наиболее приемлемую.

Границы выделенных групп объектов

Таблица 3

Группа объектов	$y_1^{\min}$	$y_1^{\max}$	$y_2^{\min}$	$y_2^{\max}$
1	-6.2	-2.5	0.9	3.5
2	-6.5	-2.5	-0.2	0.9
3	-2.5	3.0	-0.8	4.0
4	-6.2	-1.3	-3.2	-0.8
5	-1.3	2.6	-3.7	-0.8

Выводы

Для условий терригенных залежей нефти юрского и палеозойского возрастов Шаимского вала и Шеркалинского прогиба Приуральской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции:

- предложены пути повышения эффективности существующих систем нефтеизвлечения по двум основным направлениям: повышение эффективности систем заводнения и интенсификация отбора остаточных запасов. Выполнен анализ эффективности применявшихся на эксплуатационных объектах-полигонах методов и технологий увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи;
- проведен критериальный анализ применимости методов увеличения нефтеотдачи, существующих и применявшихся на эксплуатационных объектах Западной Сибири;
- с учетом критериального анализа и анализа эффективности проведен скрининг и предложены комплексы методов воздействия на пласт для выработки остаточных, трудноизвлекаемых запасов нефти;
- на основе численного моделирования процессов нефтеизвлечения с применением предложенных мероприятий выполнен прогноз повышения конечного КИН. В среднем для всех объектов-полигонов повышение КИН_{кон} составит 2.6 пункта;
- определены области применения выбранных наиболее эффективных технологий в пределах рассмотренных тектонико-стратиграфических элементов.

Литература

1. Мухаметшин, В. В., Андреев, В. Е., Дубинский, Г. С. и др. (2016). Использование принципов системного геолого-технологического прогнозирования при обосновании методов воздействия на пласт. *SOCAR Proceedings*, 3, 46–51.
2. Economides, J. M., Nolte, K. I. (2000). *Reservoir stimulation*. West Sussex, England: John Wiley and Sons.
3. Андреев, А. В., Мухаметшин, В. Ш., Котенёв, Ю. А. (2016). Прогнозирование продуктивности залежей в карбонатных коллекторах с трудноизвлекаемыми запасами. *SOCAR Proceedings*, 3, 40–45.
4. 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(1-15).
5. Рзаева, С. Дж. (2019). Новый микробиологический метод повышения нефтеотдачи пластов, содержащих высокоминерализованную воду. *SOCAR Proceedings*, 2, 38-44.
6. Sun, S. Q., Wan, J. C. (2002). Geological analogs usage rates high in global survey. *Oil & Gas Journal*, 100(46), 49-50.
7. Хакимзянов, И. Н., Мухаметшин, В. Ш., Бахтизин, Р. Н., Шешдиров, Р. И. (2021). Определение объемного коэффициента сетки скважин для оценки конечного коэффициента нефтеизвлечения при разработке залежей нефти горизонтальными скважинами. *SOCAR Proceedings*, 2, 47-53.
8. Исмаилов, Ф. С., Ибрагимов, Х. М., Абдулаева, Ф. Я. (2015). Оценка результатов использования биотехнологий на основе опыта воздействия на пласты месторождения «Бибиэйбат». *SOCAR Proceedings*, 2, 43-46.
9. 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. In: *SPE Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
10. Якупов, Р. Ф., Мухаметшин, В. Ш., Хакимзянов, И. Н., Трофимов, В. Е. (2019). Оптимизация выработки запасов из водонефтяных зон горизонта D3ps Шкаповского нефтяного месторождения с помощью горизонтальных скважин. *Георесурсы*, 21(3), 55-61.
11. Валиев, Э. Ф. (2021). Полимерно-дисперсная система для изменения фильтрационных потоков в пласте. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*, 1(78), 61–72.
12. Рабаев, Р. У., Чибисов, А. В., Котенев, А. Ю. и др. (2021). Математическое моделирование растворения карбонатных коллекторов и прогнозирование эффективности регулируемой солянокислотного воздействия. *SOCAR Proceedings*, 2, 40-46.
13. Shen, R., Lei, X., Guo, H. K., et al. (2017). The influence of pore structure on water flow in rocks from the Beibu Gulf oil field in China. *SOCAR Proceedings*, 3, 32-38.
14. Ахметов, Р. Т., Маляренко, А. М., Кулешова, Л. С. и др. (2021). Количественная оценка гидравлической извилистости коллекторов нефти и газа Западной Сибири на основе капилляриметрических исследований. *SOCAR Proceedings*, 2, 77-84.
15. Валиев, Э. Ф. (2020). Обзор современных методов увеличения нефтеотдачи пласта с применением потокоотклоняющих технологий. *SOCAR Proceedings*, 2, 50-66.
16. Муслимов, Р. Х. (2009). Особенности разведки и разработки нефтяных месторождений в условиях рыночной экономики. *Казань: ФЭН*.
17. Зейгман, Ю. В., Мухаметшин, В. Ш., Хафизов, А. Р., Харина, С. Б. (2016). Перспективы применения многофункциональных жидкостей глушения скважин в карбонатных пластах. *SOCAR Proceedings*, 3, 33–39.
18. Кудряшов, С. И., Хасанов, М. М., Краснов, В. А. и др. (2007). Шаблоны применения технологий – эффективный способ систематизации знаний. *Нефтяное хозяйство*, 11, 7-9.
19. 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.
20. Сулейманов, Б. А., Исмаилов, Ф. С., Валиев, Э. Ф., Дышин, О. А. (2013). О влиянии наночастиц на прочность полимерных гелей, применяемых в нефтедобыче. *SOCAR Proceedings*, 2, 24-28.
21. Мухаметшин, В. В., Кулешова, Л. С. (2020). О снижении уровня неопределенности при управлении заводнением залежей с трудноизвлекаемыми запасами. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 331, 5, 140–146.
22. Сергеев, В. В., Беленкова, Н. Г., Зейгман, Ю. В., Мухаметшин, В. Ш. (2017). Физические свойства эмульсионных систем с содержанием наночастиц SiO₂. *Нанотехнологии в строительстве*, 9(6), 37–64.
23. Гасумов, Э. Р., Гасумов, Р. А. (2020). Управление инновационными рисками при выполнении геолого-технических (технологических) мероприятий на нефтегазовых месторождениях. *SOCAR Proceedings*, 2, 8-16.
24. Мирзаджанзаде, А. Х., Султанов, Ч. А. (1995). *Диакоптика процессов нефтеотдачи пластов*. Баку: Елм.

25. Йереског, К. Г., Клован, Д. И., Реймент, Р. А. (1980). Геологический факторный анализ. Ленинград: Недра.
26. Мирзаджанзаде, А. Х., Степанова, Г. С. (1977). Математическая теория эксперимента в добыче нефти и газа. Москва: Недра.
27. Мухаметшин, В. В., Кулешова, Л. С. (2019). Обоснование систем заводнения низкопродуктивных залежей нефти в условиях ограниченного объема информации. *SOCAR Proceedings*, 2, 16–22.
28. Сулейманов, Б. А., Велиев, Э. Ф. (2016). О влиянии гранулометрического состава и наноразмерных добавок на качество изоляции затрубного пространства в процессе цементирования скважин. *SOCAR Proceedings*, 4, 4–10.
29. Минниханов, Р. Н., Маганов, Н. У., Хисамов, Р. С. (2016). О создании научных полигонов по изучению трудноизвлекаемых запасов нефти в Татарстане. *Нефтяное хозяйство*, 8, 60–63.
30. Yakupov, R. F., Mukhametshin, V. Sh., Tyncherov, K. T. (2018). Filtration model of oil coning in a bottom water-drive reservoir. *Periodico Tche Quimica*, 15(30), 725–733.
31. Велиев, Э. Ф. (2020). О механизмах удерживания полимера пористой средой. *SOCAR Proceedings*, 3, 126–134.
32. Муслимов, Р. Х. (2014). Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее (оптимизация добычи, максимизация КИН). Казань: ФЭН.
33. Мухаметшин, В. В., Андреев, В. Е. (2018). Повышение эффективности оценки результативности технологий, направленных на расширение использования ресурсной базы месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 329(8), 30–36.
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.

References

1. Mukhametshin, V. V., Andreev, V. E., Dubinsky, G. S., et al. (2016). The usage of principles of system geological-technological forecasting in the justification of the recovery methods. *SOCAR Proceedings*, 3, 46–51.
2. Economides, J. M., Nolte, K. I. (2000). Reservoir stimulation. West Sussex, England: John Wiley and Sons.
3. 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.
4. 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(1–15).
5. Rzaeva, S. J. (2019). New microbiological method of oil recovery increase containing highly mineralized water. *SOCAR Proceedings*, 2, 38–44.
6. Sun, S. Q., Wan, J. C. (2002). Geological analogs usage rates high in global survey. *Oil & Gas Journal*, 100(46), 49–50.
7. Khakimzyanov, I. N., Mukhametshin, V. Sh., Bakhtizin, R. N., Sheshdirov, R. I. (2021). Determination of well spacing volumetric factor for assessment of final oil recovery in reservoirs developed by horizontal wells. *SOCAR Proceedings*, 2, 47–53.
8. Ismayilov, F. S., Ibrahimov, H. M., Abdullayeva, F. Y. (2015). Estimated results of biotechnology application based on formation stimulation at field «Bibiheybat». *SOCAR Proceedings*, 2, 43–46.
9. 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. In: *SPE Europe/EAGE Annual Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.
10. Yakupov, R. F., Mukhametshin, V. Sh., Khakimzyanov, I. N., Trofimov, V. E. (2019). Optimization of reserve production from water oil zones of D3ps horizon of Shkapovsky oil field by means of horizontal wells. *Georesursy*, 21(3), 55–61.
11. Veliyev, E. F. (2021). Polymer dispersed system for in-situ fluid diversion. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*, 1(78), 61–72.
12. Rabaev, R. U., Chibisov, A. V., Kotenev, A. Yu., et al. (2021). Mathematical modelling of carbonate reservoir dissolution and prediction of the controlled hydrochloric acid treatment efficiency. *SOCAR Proceedings*, 2, 40–46.
13. Shen, R., Lei, X., Guo, H. K., et al. (2017). The influence of pore structure on water flow in rocks from the Beibu Gulf oil field in China. *SOCAR Proceedings*, 3, 32–38.
14. Akhmetov, R. T., Malyarenko, A. M., Kuleshova, L. S., et al. (2021). Quantitative assessment of hydraulic tortuosity of oil and gas reservoirs in Western Siberia based on capillarimetric studies. *SOCAR Proceedings*, 2, 77–84.

15. Veliyev, E. F. (2020). Review of modern in-situ fluid diversion technologies. *SOCAR Proceedings*, 2, 50-66.
16. Muslimov, R. Kh. (2009). Features of exploration and development of oil fields in a market economy. *Kazan: FEN*.
17. Zeigman, Yu. V., Mukhametshin, V. Sh., Khafizov, A. R., Kharina, S.B. (2016). Prospects of application of multi-functional well killing fluids in carbonate reservoirs. *SOCAR Proceedings*, 3, 33-39.
18. 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.
19. 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.
20. Suleimanov, B. A., Ismailov, F. S., Veliyev, E. F., Dyshin, O. A. (2013). The influence of light metal nanoparticles on the strength of polymer gels used in oil industry. *SOCAR Proceedings*, 2, 24-28.
21. 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.
22. Sergeev, V. V., Belenkova, N. G., Zeigman, Yu. V., Mukhametshin, V. Sh. (2017). Physical properties of emulsion systems with SiO₂ nanoparticles. *Nanotechnologies in Construction*, 9(6), 37-64.
23. Gasumov, E. R., Gasumov, R. A. (2020). Innovative risk management for geological and technical (technological) measures at oil and gas fields. *SOCAR Proceedings*, 2, 8-16.
24. Mirzadzhanzade, A. Kh., & Sultanov, Ch. A. (1995). Diagnostics of oil recovery processes. *Baku: Elm*.
25. Yereskog, K. G., Klovan, D. I., Rayment, R. A. (1980). Geological factor analysis. *Leningrad: Nedra*.
26. Mirzadzhanzade, A. Kh., Stepanova, G. S. (1977). Mathematical theory of experiment in oil and gas production. *Moscow: Nedra*.
27. 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.
28. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F. (2016). The effect of particle size distribution and the nano-sized additives on the quality of annulus isolation in well cementing. *SOCAR Proceedings*, 4, 4-10.
29. Minnikhanov, R. N., Maganov, N. U., Khisamov, R. S. (2016). On creation of research and testing facilities to promote study of nonconventional oil reserves in Tatarstan. *Oil Industry*, 8, 60-63.
30. Yakupov, R. F., Mukhametshin, V. Sh., Tyncherov, K. T. (2018). Filtration model of oil coning in a bottom water-drive reservoir. *Periodico Tche Quimica*, 15(30), 725-733.
31. Veliyev, E. F. (2020). Mechanisms of polymer retention in porous media. *SOCAR Proceedings*, 3, 126-134.
32. Muslimov, R. Kh. (2014). Oil recovery: past, present, future (production optimization, maximization of oil recovery). *Kazan: FEN*.
33. 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.
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.

Скрининг и оценка условий эффективного применения методов увеличения нефтеотдачи высокообводненных залежей с трудноизвлекаемыми запасами

**В.В. Мухаметшин¹, Р.Н. Бахтизин¹, Л.С. Кулешова¹,
А.П. Стабинская², А.Р. Сафиуллина¹**

¹Уфимский государственный нефтяной
технический университет, Уфа, Россия;

²ПАО «Газпром нефть», Санкт-Петербург, Россия

Реферат

Для условий залежей в терригенных коллекторах юрского и палеозойского возрастов Шеркалинского прогиба и Шаимского вала Западной Сибири проведен критериальный анализ и скрининг методов увеличения нефтеотдачи пластов, применяемых на месторождениях Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Для различных групп месторождений предложен набор наиболее эффективных технологий для выработки остаточных трудноизвлекаемых запасов обводненных месторождений. Определены области эффективного применения выбранных технологий для залежей, вводимых в разработку в пределах рассмотренных тектонико-стратиграфических элементов. Определение областей проведено на основе использования 19-ти параметров, характеризующих геолого-физические и физико-химические свойства пластов и флюидов, а также максимальных и минимальных значений канонических дискриминантных функций, определяемых по ситуационной карте. На основании численного моделирования процессов нефтеизвлечения выполнен прогноз повышения конечного коэффициента извлечения нефти для пяти объектов-полигонов выделенных групп объектов.

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы; терригенные коллекторы; факторный анализ; методы увеличения нефтеотдачи; численное моделирование; критериальный анализ.

Ehtiyatları çətin çıxarıla bilən yüksək sulaşmış layların neftveriminin artırılması üsullarının səmərəli tətbiqi şəraitlərinin qiymətləndirilməsi və skriningi

**V. V. Muxametşin¹, R. N. Baxtizin¹, L. S. Kuleşova¹,
A. P. Stabinskaya², A. R. Safiullina¹**

¹Ufa Dövlət Neft Texniki Universiteti, Ufa, Rusiya;

²«Qazprom neft» ASC, Sankt-Peterburq, Rusiya

Xülasə

Qərbi Sibirin Şerkalin çökəkliyi və Şaim sahəsinin yura və paleozoy dövrlərinin terrigen kollektorlarındakı yataqların şəraiti üçün Qərbi Sibir neftli-qazlı əyalətinin yataqlarında tətbiq olunan layların neftveriminin artırılması üsullarının kriteriya təhlili və skriningi aparılmışdır. Müxtəlif qrup yataqlar üçün sulaşmış yataqların çəti çıxarılabilən qalıq ehtiyatlarının çıxarılması üçün daha səmərəli texnologiyalar təklif edilmişdir. Baxılan tektonik-stratigrafiya elementlər hüduunda işləməyə daxil edilən layların üçün seçilmiş texnologiyaların səmərəli tətbiq sahələri müəyyən edilmişdir. Sahələrin müəyyənəşdirilməsi layların və flüidlərin geoloji-fiziki və fiziki-kimyəvi xassələrini, həmçinin situasiya xəritəsi üzrə müəyyən edən kanonik diskriminant funksiyaların maksimum və minimum qiymətlərini xarakterizə edən 19 parametrlə istifadəsi əsasında aparılmışdır. Neftvermə proseslərinin ədədi modelləşdirilməsi əsasında beş obyekt – seçilmiş obyekt qruplarının poliqonları üçün yekun neftvermə əmsalının artımının proqnozu verilmişdir.

Açar sözlər: çətin çıxarılabilən ehtiyatlar; terrigen kollektorlar; əmil təhlili; neftveriminin artırılması üsulları; ədədi modelləşdirmə; kriteriya təhlili.