МЕТОДИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ К ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ЗАВОДНЕНИЯ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ

В.А. Грищенко, И.М. Циклис, В.Ш. Мухаметшин*, Р.Ф. Якупов

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Methodological Approaches to Increasing the Flooding System Efficiency at the Later Stage of Reservoir Development

V.A. Grishchenko, I.M. Tsiklis, V.Sh. Mukhametshin, R.F. Yakupov*
Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia

Abstract

Based on the analysis of the efficiency of CVI.1 and CVI.2 oil reservoirs development, which partially coincide in structural terms, and the terrigenous strata of the Lower Carboniferous of one of Volga-Ural oil and gas province oil fields, an algorithm for assessing the efficiency of waterflooding was proposed, which takes into account the geological structure of the facility, the results of core and geophysical well surveys, as well as the historical performance of wells. The presented algorithm makes it possible to identify ineffective injection directions for making decisions on waterflooding system optimizing. The effect is the identified potential to cut costs by reducing inefficient injection, as well as identifying areas for the introduction of enhanced oil recovery techniques.

Keywords:

Field development;
Reservoir pressure
maintenance system;
Waterflooding efficiency;
Cost reduction.

© 2021 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Разработка большинства месторождений осуществляется с применением системы заводнения, которая позволяет поддерживать пластовое давление на постоянном уровне и обеспечивает более высокие коэффициенты извлечения нефти, чем на режиме истощения [1–9]. При оценке эффективности системы поддержания пластового давления (ППД) зачастую в качестве основного показателя используют значения пластового давления [10–16]. Однако поддержание пластового давления и дебитов жидкости не являются показателями эффективности системы заводнения. Они являются индикаторами влияния нагнетательной скважины на процесс добычи и доказательством наличия гидродинамической связи между зонами нагнетания и отборов [17–22]. Ключевой же задачей системы ППД является вытеснение нефти к забоям добывающих скважин. Актуальность этого утверждения возрастает при рассмотрении объектов, находящихся на поздней стадии разработки с высокой степенью промывки пласта нагнетаемой водой, поскольку доля неэффективного объёма закачиваемой воды со временем увеличивается [24–30]. В данной работе рассмотрен алгоритм по анализу эффективности системы заводнения с учётом степени промывки пласта зака-

чиваемой водой для выдачи рекомендаций по её оптимизации.

В качестве объекта для анализа рассмотрены терригенные отложения нижнего карбона одного из месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. В продуктивном разрезе объекта выделено два пласта – CVI.1 и CVI.2, частично совпадающих в структурном плане. Основные геолого-физические характеристики данных пластов представлены в таблице 1.

Пласты обладают хорошими фильтрационно-емкостными свойствами, насыщены нефтью повышенной вязкости, объединены в эксплуатационный объект C1rd-bb-tl. На рисунке 1 представлена карта накопленных отборов на карте начальных нефтенасыщенных толщин по основным залежам объекта.

Объект разбурен по треугольной сетке с расстоянием между скважинами – 300 м, сформирована очагово-избирательная система заводнения. Основные показатели разработки представлены в таблице 2.

Объект находится на заключительной стадии разработки, отбор от начальных извлекаемых запасов 97.8% при обводнённости 96.2%. При этом на объекте более 1.5 млн т текущих извлекаемых запасов, выработка которых является непростой задачей. С целью повышения экономической эффективности разработки объекта необходимо проведение анализа существующей системы разработки и поиск путей оптимизации эксплуатационных затрат.

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

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP2021SI200583>

Таблица 1

Геолого-физические характеристики пластов

Параметры	Пласт	
	CVI.1	CVI.2
Тип коллектора	Поровый	
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	4.3	3.0
Коэффициент пористости, доли ед.	0.239	0.234
Проницаемость, мкм ²	1.422	0.758
Начальное пластовое давление, МПа	13.3	
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	20.8	26.5
Давление насыщения нефти газом, МПа	5.8	5.1

Рис.1. Карта текущих отборов на карте начальных нефтенасыщенных толщин

Таблица 2

Показатели разработки по объекту C1rd-bb-tl

Показатель	Значение
Действующий нагнетательный фонд, шт.	79
Действующий добывающий фонд, шт.	216
Текущие извлекаемые запасы (ТИЗ) по объекту, тыс. т	1543
Отбор от начальных извлекаемых запасов (НИЗ), %	97.8
Текущая обводненность, %	96.2
Текущий коэффициент извлечения нефти (КИН), д.ед.	0.536
Проектный КИН, д.ед.	0.549
Накопленная компенсация, %	86.6

Определение эффективности закачки по объекту

На первом этапе выполнена оценка эффективности закачки с помощью метода материального баланса. При разработке объекта с системой ППД и с условием поддержания пластового давления выше давления насыщения уравнения материального баланса принимает следующий вид [31]:

$$N_p \cdot B_0 + W_p \cdot B_w - W_i \cdot B_w = N(B_0 - B_{0i}) + N \cdot \frac{B_{0i}}{1 - S_{wc}} \cdot (c_f + c_w \cdot S_{wc}) \cdot \Delta P + W_e \quad (1)$$

где N_p – накопленная добыча нефти, м³; N – начальные геологические запасы нефти, м³; W_p – накопленная добыча воды, м³; W_i – накопленный объём закачанной воды, м³; B_0 – объёмный коэффициент нефти при начальном пластовом давлении, м³/м³; B_{0i} – объёмный коэффициент нефти при текущем пластовом давлении, м³/м³; B_0 – объёмный коэффициент воды, м³/м³; S_{wc} – насыщенность связанной водой, д.ед.; c_f – сжимаемость порового пространства, МПа⁻¹; c_w – сжимаемость воды, МПа⁻¹; $\Delta P = P_i - P$ – изменением пластового давления, разность между начальным пластовым давлением и величиной среднего пластового давления на текущий момент, МПа; W_e – накопленный приток воды из законтурной области, м³.

Зная фактическую динамику пластового давления, можно решить уравнение (1) относительно накопленного объёма закачанной воды W_i . Сравнив полученное значение с фактическим объёмом закачки можно вычислить коэффициент полезного действия закачки:

$$K_i = W_i / W_i^{\text{факт}} \quad (2)$$

где K_i – коэффициент полезного действия закачки, д.ед.; $W_i^{\text{факт}}$ – фактический объём закачанной воды, м³.

Результаты адаптации пластового давления представлены на рисунке 2.

В результате адаптации давления определён K_i для данного объекта, который составил 0.86 д.ед. Таким образом, 14% накопленной закачки не повлияли на изменение давления (неэффективная закачка) и для дальнейшего анализа исключены из расчётов.

Распределение закачиваемой воды по разрезу

Поскольку пласты CVI.1 и CVI.2 включены в единый эксплуатационный объект, разработка их осуществляется единой сеткой скважин, в которых при вводе в работу перфорировались оба пласта. Для дальнейшего анализа необходимо

Рис.2. Адаптация пластового давления по объекту

димо выполнить распределение закаченных объемов воды (с учётом КПД закачки) между пластами. Схема распределения представлена на рисунке 3.

Распределение закачиваемой воды по разрезу проводилось на основе результатов промыслово-геофизических исследований, а при их отсутствии либо низкой достоверности распределение принималось на основе фильтрационно-емкостных свойства, определённых по данным ГИС и керновых исследований. Результатом является распределение накопленной закачки в каждой нагнетательной скважине по пластам.

Рис.3. Схема оценки распределения закачки по разрезу

Распределение закачиваемой воды по площади

Следующим шагом является распределение закачки от нагнетательных скважин в направлении каждой добывающей в очаге заводнения. Коэффициент распределения закачки по площади [32] для каждой реагирующей скважины определяется с учетом четырех факторов по следующей формуле (3):

$$\varphi_i = \varphi_{np} \cdot \gamma_1 + \varphi_{стр} \cdot \gamma_2 + \varphi_{\phi} \cdot \gamma_3 + \varphi_p \cdot \gamma_4 \quad (3)$$

где φ_i – коэффициент распределения закачки; φ_{np} – пространственный фактор распределения закачки; $\varphi_{стр}$ – структурный фактор распределения закачки; φ_{ϕ} – фильтрационный фактор распределения закачки; φ_p – фактор изменения давления; $\gamma_1, \gamma_2, \gamma_3, \gamma_4$ – весовые доли факторов.

Пространственный фактор распределения закачки характеризует удаление той или иной добывающей скважины от нагнетательной в сравнении с другими добывающими скважинами. Основой для расчета являются пространственные координаты скважины. Закачиваемая вода будет двигаться к наименее удаленным от нагнетательной скважины участкам.

Структурный фактор распределения закачки характеризует разницу абсолютной глубины залегания кровли продуктивного пласта, вскрытого той или иной добывающей скважиной относительно других добывающих скважин, участвующих в распределении закачки. Основой для расчета является абсолютная отметка глубины залегания кровли пласта. Закачиваемая вода будет двигаться к участкам, залегающим глубже других.

Фактор изменения давления учитывает влияние изменения пластового давления в районе добывающих скважин. Характеризует распределение закачки пропорционально разнице давлений в зоне отбора и нагнетания. Основой для расчета являются величины среднего буферного (для нагнетательных скважин) и забойного давлений (для добывающих скважин). Закачиваемая вода будет двигаться к зонам с наименьшим забойным давлением.

В качестве примера более подробно рассмотрим фильтрационный фактор. Данный фактор учитывает влияние изменения проводимости коллектора по площади. Основой для расчета является величина межскважинной проводимости – произведения проницаемости на эффективную толщину коллектора. Расчет проводится по следующей формуле (4):

$$\varphi_{kh i} = \frac{K_{прон i} \cdot H_{эфф i}}{\sum_{i=1}^n K_{прон i} \cdot H_{эфф i}} \quad (4)$$

где $\varphi_{kh i}$ – фильтрационный фактор распределения закачки по очагу; $K_{прон i}$ – коэффициент проницаемости коллектора, мкм²; $H_{эфф i}$ – эффективная толщина пласта, м.

Визуализация результатов расчета представлена на рисунке 4.

Закачиваемая вода будет двигаться к участкам с наилучшими фильтрационно-емкостными свойствами.

Аналогично рассматриваются остальные факторы. Каждый фактор имеет свою весовую долю, которая определялась двумя способами: методом экспертных оценок (постоянные значения) и через «минимум-максимум» (переменные значения).

Метод экспертных оценок [33, 34] основан на том, что эксперты оценивают важность частного критерия по шкале от 0 до 10 (непосредственная оценка). Подразумевается, что эксперты имеют равную компетентность. Обработка результатов анкетирования позволяет получить весовые коэффициенты для каждого фактора. Оценка через «минимум-максимум» основана на том, что в обобщенном критерии «большой вес» имеют те критерии, у которых минимальное значение частного критерия сильно разнится от максимального. И, наоборот, чем меньший разброс имеет некоторый критерий, тем с меньшим весом его необходимо взять в линейной свертке.

В результате расчетов для каждой пары скважин (нагнетательная-добывающая) в очагах нагнетания определены объемы закаченной воды.

Определение неэффективных направлений закачки

После определения коэффициента распределения закачки необходимо оценить эффективность процесса вытеснения нефти [35, 36]. Для этого использованы зависимости коэффициента вытеснения от степени промывки для обоих пластов, полученные по результатам исследований ядра. Использованные зависимости представлены на рисунке 5.

Для пласта CVI.1 предельным значением степени промывки порового объема пласта является

Рис.4. Распределение закачки в зависимости от проводимости

4.0, для пласта CVI.2 - 3.2. Текущая степень промывки пласта в зоне репрессии определяется по формуле (5):

$$\zeta_i = \frac{Q_{\text{зак}i}^{\text{нак}}}{V_{\text{пор}i}} = \frac{Q_{\text{зак}i}^{\text{нак}}}{S \cdot m_{\text{ср}i} \cdot \left(\frac{h_{\text{эфср}}^{\text{доб}i} + h_{\text{эфср}}^{\text{наз}i}}{2} \right)} \quad (5)$$

где ζ_i – степень промывки пласта в границах зоны площадью S ; $Q_{\text{зак}i}^{\text{нак}}$ – накопленная закачка воды в i -ую нагнетательную скважину, м³; $V_{\text{пор}i}$ – объем порового пространства зоны репрессии i -ой скважины, м³; $m_{\text{ср}i}$ – средний коэффициент пористости пласта, доли ед.; $h_{\text{эфср}}^{\text{наз}i}$ – средняя начальная нефтенасыщенная толщина зоны репрессии, м.

Рис.5. Зависимость коэффициента вытеснения от степени промывки по результатам исследования керна

Накопленная закачка определяются по формуле (6):

$$Q_{\text{зак}i}^{\text{нак}} = \sum Q_{\text{зак}i}^{\text{нак}} \cdot K_{\text{эфф}} \cdot \varphi_i \quad (6)$$

где $\sum Q_{\text{зак}i}^{\text{нак}}$ – суммарная накопленная закачка по нагнетательной скважине; $K_{\text{эфф}}$ – коэффициент эффективности закачки, определённый по методу материального баланса; φ_i – коэффициент распределения закачки.

При достижении предельной степени промывки вытеснения не происходит, и закачиваемая вода напрямую циркулирует от нагнетательной скважины к добывающей. Таким образом, закачка считается неэффективной при превышении текущей степени промывки над предельной. В результате определены неэффективные направления закачки от нагнетательных скважин, в направлении каждой добывающей скважины. В зависимости от доли неэффективных направлений закачки все рассмотренные нагнетательные скважины распределены в три группы: неэффективные (100% неэффективных направлений), малоэффективные (более 50% неэффективных направлений), эффективные (менее 50% неэффективных направлений). Результаты представлены в таблице 3.

В итоге, по результатам оценки эффективности системы заводнения по 33 скважинам выявлена неэффективная закачка (21 скважина по пласту CVI.1; 12 – по пласту CVI.2). Для этих скважин рекомендуются следующие мероприятия:

1. По 6 скважинам рекомендуется перераспределить закачку между пластами. При этом суммарный объем закачки сократится на 457 м³/сут, экономия составит более 2.3 млн руб/год;

2. Остальные 27 скважин рекомендуется перевести в циклический режим закачки;

3. Также данные участки предлагается рассмотреть на применение МУН (щелочное заводнение, ПАВ, APS, мицеллярное заводнение). Суммарная ожидаемая дополнительная добыча нефти составит 33.6 тыс. т;

4. При отсутствии эффекта от перевода на циклический режим и физико-химических МУН предлагается остановка неэффективных скважин с суммарным объемом закачки 10654 м³/сут. Экономия составит 53.6 млн руб/год.

Таблица 3

Распределение нагнетательных скважин по эффективности

Пласт	Параметр	Группа		
		Неэффективные	Малоэффективные	Эффективные
CVI.1	Количество, шт.	21	3	23
	Приёмистость, м ³ /сут	9016	912	8129
CVI.2	Количество, шт.	12	3	17
	Приёмистость, м ³ /сут	2096	751	3237
Всего	Количество, шт.	33	6	40
	Приёмистость, м ³ /сут	11112	1663	11366

Выводы

1. Составлен алгоритм по оценке эффективности заводнения, учитывающий геологическое строение объекта, результаты исследований керна и ГИС, а также исторические показатели работы скважин.
2. Представленный алгоритм позволяет выявить неэффективные направления закачки для принятия решений по оптимизации системы заводнения.
3. Эффектом является выявленный потенциал по сокращению затрат за счёт снижения неэффективной закачки, а также выявление участков для внедрения методов увеличения нефтеотдачи.

Литература

1. Муслимов, Р. Х. (2009). Особенности разведки и разработки нефтяных месторождений в условиях рыночной экономики. *Казань: ФЭН*.
2. Мухаметшин, В. В., Кулешова, Л. С. (2019). Обоснование систем заводнения низкопродуктивных залежей нефти в условиях ограниченного объема информации. *SOCAR Proceedings*, 2, 16–22.
3. 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.
4. Яртиев, А. Ф., Хабибрахманов, А. Г., Подалов, В. Б., Бакиров, А. И. (2017). Циклическое заводнение бобриковского горизонта Сабанчинского нефтяного месторождения. *Нефтяное хозяйство*, 3, 85–87.
5. 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.
6. 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.
7. Якупов, Р. Ф., Мухаметшин, В. Ш., Хакимзянов, И. Н., Трофимов, В. Е. (2019). Оптимизация выработки запасов из водонефтяных зон горизонта D3rs Шкаповского нефтяного месторождения с помощью горизонтальных скважин. *Георесурсы*, 21(3), 55–61.
8. Гасумов, Э. Р., Гасумов, Р. А. (2020). Управление инновационными рисками при выполнении геолого-технических (технологических) мероприятий на нефтегазовых месторождениях. *SOCAR Proceedings*, 2, 8–16.
9. Мухаметшин, В. В. (2020). Повышение эффективности управления объектами добычи нефти с использованием метода аналогий. *SOCAR Proceedings*, 4, 42–50.
10. Мусин, К. М., Хусаинов, В. М., Галлямов, Р. Р. и др. (2015). Обоснование предельно-допустимых и оптимальных забойных давлений для карбонатных пластов (на примере турнейского яруса Красногорского месторождения). *Сборник научных трудов ТатНИПИнефть. Москва: Нефтяное хозяйство*, 83, 106–113.
11. Хакимзянов, И. Н., Мухаметшин, В. Ш., Бахтизин, Р. Н. и др. (2021). Обоснование необходимости учета интерференции между скважинами при разряжении сетки скважин на пашийском горизонте Бавлинского месторождения. *SOCAR Proceedings*, SI1, 77–87.
12. Закиров, С. Н., Индрупский, И. М., Закиров, Э. С. и др. (2009). Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Часть 2. *Москва; Ижевск: Институт компьютерных исследований*.
13. 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.
14. Янин, А. Н. (2017). Ретроспективный анализ целесообразности заводнения малой нефтяной залежи с ухудшенными коллекторами. *Нефтепромысловое дело*, 2, 24–31.
15. 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.
16. Велиев, Э. Ф. (2021). Полимерно-дисперсная система для изменения фильтрационных потоков в пласте. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*, 1(78), 61–72.
17. Хузин, Р. Р., Бахтизин, Р. Н., Андреев, В. Е. и др. (2021). Интенсификация добычи нефти методом гидравлического сжатия пласта. *SOCAR Proceedings*, SI1, 98–108.
18. Велиев, Э. Ф. (2020). Обзор современных методов увеличения нефтеотдачи пласта с применением потокоотклоняющих технологий. *SOCAR Proceedings*, 2, 50–66.
19. Хайредин, Н. Ш., Попов, А. М., Мухаметшин, В. Ш. (1992). Повышение эффективности заводнения низкопродуктивных залежей нефти в карбонатных коллекторах. *Нефтяное хозяйство*, 9, 18–20.
20. Велиев, Э. Ф. (2020). О механизмах удерживания полимера пористой средой. *SOCAR*

Proceedings, 3, 126-134.

21. Кулешова, Л. С., Фаттахов, И. Г., Султанов, Ш. Х. и др. (2021). Опыт проведения многозонного кислотного ГПП на месторождении ПАО «Татнефть». *SOCAR Proceedings*, SI1, 68-76.

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

23. 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.

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

25. 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.

26. 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 Europe/EAGE Annual Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.*

27. Хакимзянов, И. Н., Мухаметшин, В. Ш., Бахтизин, Р. Н., Шешдилов, Р. И. (2021). Определение объемного коэффициента сетки скважин для оценки конечного коэффициента нефтеизвлечения при разработке залежей нефти горизонтальными скважинами. *SOCAR Proceedings*, 2, 47-53.

28. 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.

29. 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.

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

31. Абидов, Д. Г., Камартидинов, М. Р. (2013). Метод материального баланса как первичный инструмент оценки показателей разработки участка месторождения при заводнении. *Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов*, 322, 1, 91-96.

32. Анкудинов, А. А., Ваганов, Л. А. (2013). Методика распределения закачиваемой воды по всей площади нефтяной залежи с определением влияющих факторов. *Материалы международной научно-практической конференции*, 165-168.

33. Мартемьянов, Ю. Ф., Лазарева, Т. Я. (2010). Экспертные методы принятия решений. *Тамбов: ТГТУ.*

34. 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.

35. Виктор, П. Ф., Гайнуллин, К. Х., Ефремов, Ф. М. и др. (1996). Обоснование критериев отключения нагнетательных скважин. *Геология нефти и газа*, 7, 36-38.

36. 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.

References

1. Muslimov, R. Kh. (2009). Features of exploration and development of oil fields in a market economy. *Kazan: FEN.*

2. 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.

3. 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.

4. Yartiev, A. F., Khabibrakhmanov, A. G., Podavalov, V. B., Bakirov, A. I. (2017). Cyclic water flooding of bobric formation at Sabanchinskoye field. *Oil Industry*, 3, 85-87.

5. 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.

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

7. 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.

8. 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.

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

10. Musin, K. M., Khusainov, V. M., Gallyamov, R. R., et al. (2015). Justification of the maximum permissible and optimal bottom-hole pressures for carbonate formations (on the example of the Tournaisky tier of the Krasnogorsky deposit). Collection of scientific works of TatNIPIneft. Moscow: *Oil Industry*, 83, 106-113.

11. Khakimzyanov, I. N., Mukhametshin, V. Sh., Bakhtizin R. N., et al. (2021). Justification of necessity to consider well interference in the process of well pattern widening in the Bavlinskoye oil field pashiyen formation. *SOCAR Proceedings*, SI1, 77-87.

12. Zakirov, S. N., Indrupsky, I. M., Zakirov, E. S., et al. (2009). New principles and technologies for the development of oil and gas fields. Part 2. Moscow: *Izhevsk: Institute of Computer Research*.

13. 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.

14. Yanin, A. N. (2017). Retrospective analysis of feasibility of a small oil deposit water-flooding with the deteriorated reservoirs. *Oilfield Engineering*, 2, 24-31.

15. 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.

16. Veliyev, E. F. (2021). Polymer dispersed system for in-situ fluid diversion. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*, 1(78), 61-72.

17. Khuzin, R. R., Bakhtizin, R. N., Andreev, V. E., et al. (2021). Oil recovery enhancement by reservoir hydraulic compression technique employment. *SOCAR Proceedings*, SI1, 98-108.

18. Veliyev, E. F. (2020). Review of modern in-situ fluid diversion technologies. *SOCAR Proceedings*, 2, 50-66.

19. Khayredinov, N. Sh., Popov, A. M., Mukhametshin, V. Sh. (1992). Increasing the flooding efficiency of poor-producing oil deposits in carbonate collectors. *Oil industry*, 9, 18-20.

20. Veliyev, E. F. (2020). Mechanisms of polymer retention in porous media. *SOCAR Proceedings*, 3, 126-134.

21. Kuleshova, L. S., Fattakhov, I. G., Sultanov, Sh. Kh., et al. (2021). Experience in Conducting Multi-Zone Hydraulic Fracturing on the Oilfield of PJSC «Tatneft». *SOCAR Proceedings*, SI1, 68-76.

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

23. 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.

24. 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.

25. 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.

26. 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*.

27. 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.

28. 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.

29. 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.

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

31. Abidov, D. G., Kamartdinov, M. R. (2013). The material balance method as the primary tool for evaluating the development indicators of a field site during flooding. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 322, 1, 91-96.

32. Ankudinov, A. A., Vaganov, L. A. (2013). The method of distribution of injected water over the entire area of an oil deposit with the determination of influencing factors. *Materials of the International Scientific and Practical Conference*, 165-168.

33. Martemyanov, Yu. F., Lazareva, T. Ya. (2010). Expert methods of decision-making. Tambov: Tambov State Technical University.

34. 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.

35. Viktorov, P. F., Gainullin, K. Kh., Efremov, F. M., et al. (1996). Justification of the criteria for shutting off injection wells. *Geology of Oil and Gas*, 7, 36-38.
36. Sergeev, V. V., Sharapov, R. R., Kudymov, A. Y., 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.

References

1. Muslimov, R. Kh. (2009). Features of exploration and development of oil fields in a market economy. *Kazan: FEN*.
2. 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.
3. 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.
4. Yartiev, A. F., Khabibrakhmanov, A. G., Podavalov, V. B., Bakirov, A. I. (2017). Cyclic water flooding of bobric formation at Sabanchinskoye field. *Oil Industry*, 3, 85-87.
5. 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.
6. Indrupskiy, I. M., Shupik, N. V., Zakirov, S. N. (2013). Improving pressure maintenance by advance waterflooding. *Oil and Gas Technologies*, 3 (86), 49-55.
7. 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.
8. 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.
9. Mukhametshin, V. V. (2020). Oil production facilities management improving using the analogy method. *SOCAR Proceedings*, 4, 42-50.
10. Musin, K. M., Khusainov, V. M., Gallyamov, R. R., et al. (2015). Justification of the maximum permissible and optimal bottom-hole pressures for carbonate formations (on the example of the Tournaisky tier of the Krasnogorsky deposit). *Collection of scientific works of TatNIPIneft. Moscow: Oil Industry*, 83, 106-113.
11. Khakimzyanov, I. N., Mukhametshin, V. Sh., Bakhtizin R. N., et al. (2021). Justification of necessity to consider well interference in the process of well pattern widening in the Bavlinskoye oil field pashiyen formation. *SOCAR Proceedings*, SI1, 77-87.
12. Zakirov, S. N., Indrupsky, I. M., Zakirov, E. S., et al. (2009). New principles and technologies for the development of oil and gas fields. Part 2. *Moscow; Izhevsk: Institute of Computer Research*.
13. 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.
14. Yanin, A. N. (2017). Retrospective analysis of feasibility of a small oil deposit water-flooding with the deteriorated reservoirs. *Oilfield Engineering*, 2, 24-31.
15. 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.
16. Veliyev, E. F. (2021). Polymer dispersed system for in-situ fluid diversion. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*, 1(78), 61-72.
17. Khuzin, R. R., Bakhtizin, R. N., Andreev, V. E., et al. (2021). Oil recovery enhancement by reservoir hydraulic compression technique employment. *SOCAR Proceedings*, SI1, 98-108.
18. Veliyev, E. F. (2020). Review of modern in-situ fluid diversion technologies. *SOCAR Proceedings*, 2, 50-66.
19. Khayredinov, N. Sh., Popov, A. M., Mukhametshin, V. Sh. (1992). Increasing the flooding efficiency of poor-producing oil deposits in carbonate collectors. *Oil industry*, 9, 18-20.
20. Veliyev, E. F. (2020). Mechanisms of polymer retention in porous media. *SOCAR Proceedings*, 3, 126-134.
21. Kuleshova, L. S., Fattakhov, I. G., Sultanov, Sh. Kh., et al. (2021). Experience in Conducting Multi-Zone Hydraulic Fracturing on the Oilfield of PJSC «Tatneft». *SOCAR Proceedings*, SI1, 68-76.
22. Economides, J. M., Nolte, K. I. (2000). *Reservoir stimulation. West Sussex, England: John Wiley and Sons*.
23. 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.
24. 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.
25. 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.

26. 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*.

27. 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.

28. 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.

29. 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.

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

31. Abidov, D. G., Kamartdinov, M. R. (2013). The material balance method as the primary tool for evaluating the development indicators of a field site during flooding. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 322, 1, 91-96.

32. Ankudinov, A. A., Vaganov, L. A. (2013). The method of distribution of injected water over the entire area of an oil deposit with the determination of influencing factors. *Materials of the International Scientific and Practical Conference*, 165-168.

33. Martemyanov, Yu. F., Lazareva, T. Ya. (2010). Expert methods of decision-making. *Tamov: Tamov State Technical University*.

34. 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.

35. Viktorov, P. F., Gainullin, K. Kh., Efremov, F. M., et al. (1996). Justification of the criteria for shutting off injection wells. *Geology of Oil and Gas*, 7, 36-38.

36. Sergeev, V. V., Sharapov, R. R., Kudymov, A. Y., 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.

Методические подходы к повышению эффективности системы заводнения на поздней стадии разработки

В.А. Грищенко, И.М. Циклис, В.Ш. Мухаметшин, Р.Ф. Якупов

Уфимский государственный нефтяной
технический университет, Уфа, Россия

Реферат

На основе анализа эффективности разработки нефтяных пластов CVI.1 и CVI.2, частично совпадающих в структурном плане, терригенной толщи нижнего карбона одного из месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции предложен алгоритм по оценке эффективности заводнения, учитывающий геологическое строение объекта, результаты исследований керна и геофизических исследований скважин, а также исторические показатели работы скважин. Представленный алгоритм позволяет выявить неэффективные направления закачки для принятия решений по оптимизации системы заводнения. Эффектом является выявленный потенциал по сокращению затрат за счёт снижения неэффективной закачки, а также выявление участков для внедрения методов увеличения нефтеотдачи.

Ключевые слова: разработка месторождений; система поддержания пластового давления; эффективность заводнения; сокращение затрат.

İşlənmənin son mərhələsində suvurma sisteminin səmərəliliyinin artırılmasına metodiki yanaşmalar

V.A. Qrişenko, İ.M. Tsiklis, V.Ş. Muxametşin, R.F. Yakupov

Ufa Dövlət Neft Texniki Universiteti, Ufa, Rusiya

Xülasə

Struktur baxımından qismən Volqa-Ural neftli-qazlı vilayətinin yataqlarından birinin Aşağı Karbon dövrünün terrigen təbəqələrinə uyğun gələn CVI.1 və CVI.2 neft laylarının işlənməsinin effektivliyinin təhlili əsasında suvurmanın səmərəliliyinin qiymətləndirilməsi üzrə obyektin geoloji quruluşunu, kern tədqiqatlarının və quyuların geofiziki tədqiqatlarının nəticələrini, həmçinin quyuların işinin tarixi göstəricilərini nəzərə alan alqoritm təklif olunmuşdur. Təqdim olunan alqoritm suvurma sisteminin optimallaşdırılması ilə bağlı qərarların qəbul edilməsi üçün səmərəsiz suvurma istiqamətlərini müəyyənləşdirməyə imkan verir. Səmərə qeyri- effektiv suvurmanın azaldılması hesabına xərclərin azaldılması potensialından, həmçinin neftveriminin artırılması üsullarının tətbiq edilməsi üçün sahələrin müəyyənləşdirilməsindən ibarətdir.

Açar sözlər: yataqların işlənməsi; lay təzyiqinin saxlanması sistemi; suvurmanın səmərəliliyi; xərclərin azaldılması.