SOCAR Proceedings

Oil and gas fields exploration, geology and geophysics

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

ПУТИ УВЕЛИЧЕНИЯ РЕСУРСНОЙ БАЗЫ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

В. В. Мухаметшин*[1], Р. У. Рабаев[2], Л. С. Кулешова[1], Р. В. Вафин[1], М. М. Велиев[1], Р. Р. Степанова[1], Р. А. Гилязетдинов[1]

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

[2]*Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия*

Ways to increase the resource base of the Volga-Ural oil and gas province

V. V. Mukhametshin*[1], R. U. Rabaev[2], L. S. Kuleshova[1], R. V. Vafin[1], M. M. Veliev[1], R. R. Stepanova[1], R. A. Gilyazetdinov[1]

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

[2]*Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia*

A B S T R A C T

In the conditions of one of the most representative groups of facilities containing significant oil reserves, confined to the Tournaisian stage of the Volga-Ural oil and gas province, and characterized by low rates of putting into active development, low recoverable reserves, low profitability of oil production, a study was made of the process of developing reserves under various modes operation. The reservoir energy depletion mode and the use of various in-loop waterflooding systems were considered. The parameters of waterflooding techniques have been established, which determine the oil recovery efficiency, by adjusting which, taking into account the peculiarities of the geological structure of the facilities under study, it would be possible to achieve an increase in the reserve's depletion degree and a reduction in the cost of production. It is proposed to justify the decisions made to improve the process of developing these low-productive deposits with hard-to-recover reserves based on the obtained geological and statistical models and algorithms by using parameters, determined with minimum permissible errors at the stage of putting facilities into operation as well as using the full range of information at the stage of full drilling of the deposits.

Keywords: oil recovery factor; hard-to-recover reserves; carbonate reservoirs; reservoir flooding; development profitability; reserves management.

© 2023 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Введение

Известно, что в залежах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, сложенных карбонатными коллекторами, сосредоточена значительная часть балансовых запасов нефти, не вовлеченная в активную разработку, что является существенным резервом добычи нефти [1-4].

Причиной недостаточно активного ввода в эксплуатацию этих низкопродуктивных залежей является низкая рентабельность их разработки [5-8].

Одними из путей повышения эффективности добычи нефти таких объектов являются:

- увеличение плотности сетки скважин путем бурения новых скважин, в том числе: с горизонтальным окончанием, зарезки боковых стволов, использования транзитного фонда [9-12];
- организация заводнения на основе изучения использования практик, давших положительные результаты [13-15].

Однако использование положительного опыта уплотнения сетки скважин внутриконтурного заводнения должно основываться на использовании научно-обоснованного метода аналогий и использоваться лишь на залежах-аналогах [16-21].

Для поиска путей увеличения ресурсной базы было проведено изучение процесса выработки запасов залежей, сложенных карбонатными коллекторами, находящихся длительное время в разработке, по которым получены положительные результаты при организации внутриконтурного заводнения.

Методы и материалы

Анализ влияния как технологических, так и природных факторов на коэффициент извлечения нефти проводился в условиях наиболее представительной низкопродуктивной группы турнейских залежей нефти, выделенных согласно [22, 23] в самостоятельную относительно однородную группу (группа объектов 3).

На первом этапе проведено ранжирование параметров, влияющих на полноту извлечения нефти из недр, поскольку как показывают многочисленные исследования, приведенные в литературе, геолого-технологические

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

http://dx.doi.org/10.5510/OGP20230400914

параметры в различных условиях месторождений оказывают разное влияние на величину текущего и конечного коэффициента извлечения нефти ($КИН_{кон}$) [24-26]. При этом влияние параметров различно не только по величине, но часто и по характеру [27, 28]. Разнообразен и набор параметров, определяющих нефтеотдачу залежей [29-33].

Для прогноза коэффициента извлечения нефти по объектам, разрабатываемым с использованием внутриконтурного заводнения ($КИН_{кон}^{зав}$) был использован метод А.В. Копытова, который позволяет по тангенсу угла наклона прямой в координатах $\sum Q_н \cdot t - t$, где $\sum Q_н$ – накопленная добыча нефти, т; t – время с начала разработки, год, определить величину прогнозных извлекаемых запасов нефти ($Q_{извл}$) при существующей технологии разработки. Выбор метода обусловлен апробацией его автором в условиях низкопродуктивных объектов в карбонатных коллекторах.

Делением $Q_{извл}$ на балансовые запасы $Q_{бал}$ определялся $КИН_{кон}^{зав}$.

В качестве переменных, оказывающих влияние на коэффициент извлечения нефти, использовались свыше 30-ти параметров, характеризующих фильтрационно-емкостные свойства коллекторов, их толщинные свойства, свойства пластовых флюидов; параметры, характеризующие геологическую неоднородность залежей и условия залегания. Также использовались давление закачки ($P_{зак}$), коэффициент охвата пласта закачкой по толщине ($K'_{охв}$), вариация профиля приемистости ($W_{П_П}$), плотность сетки скважин (добывающих и нагнетательных) ($S_{ДН}$), отношение количества нагнетательных скважин к количеству добывающих ($N_Н/N_Д$), коэффициент продуктивности (расчетный), определенный по полученной ранее эмпирической формуле [34]:

$$K_{прод} = 4.17 \cdot 10^{-4} \frac{P_{пл}^{0.5}\, m_к^{2.0}\, m_г^{0.5}\, H_П^{0.5}\, H_э}{\mu_н^{0.5}} + 26.9 \times$$
$$\times 10^{-6}\, P_{пл}\, m_к^{1.5}\, m_г\, H_П^{0.5}\, H_э - 22.7 \cdot 10^{-5} \times \frac{m_к^{1.5}\, m_г\, H_П^{0.5}\, H_э}{\mu_н^{0.5}} \quad (1)$$

где $\mu_н$ – вязкость пластовой нефти, мПа·с; $m_к$, $m_Г$ – коэффициенты пористости по керну и геофизике, %; $P_{пл}$ – начальное пластовое давление, МПа; $H_Э$, $H_П$ – средние значения эффективной нефтенасыщенной толщины и толщины нефтенасыщенных пропластков, м.

Результаты и обсуждения

Сопоставление полученных парных зависимостей по характеристикам тесноты связи показало, что с увеличением толщины нефтенасыщенных пропластков и уменьшением геологической неоднородности, отражаемой с помощью вариации толщины нефтенасыщенных пропластков и комплексного показателя неоднородности, выработка запасов нефти увеличивается.

Среди технологических параметров существенное влияние оказывают плотность сетки скважин и отношение количества нагнетательных скважин на объекте к количеству добывающих. Объекты с бóльшей плотностью сетки скважин и более интенсивной системой заводнения имеют более высокие значения $КИН_{кон}^{зав}$, что соответствует классическим представлениям [35-37], однако степень этого влияния иная по сравнению с другими объектами в карбонатных коллекторах.

На относительно однородных объектах, разбуренных плотной сеткой скважин и значительным количеством нагнетательных скважин, ожидаемая степень выработки запасов может достигать 50%, т.е. как в терригенных коллекторах. Так, на одном из объектов при плотности сетки скважин 14 га/скв, при условии, что на одну нагнетательную скважину будет приходиться две добывающие, конечная нефтеотдача составит 49.9 %. На другом, при плотности сетки скважин 14.8 га/скв, но при более интенсивной системе заводнения ($N_Н/N_Д$=0.67) конечная нефтеотдача достигнет 40%. Однако в целом по месторождениям этой группы при $S_{ДН}$=22 га/скв $КИН_{кон}^{зав}$ составит лишь 30.2 %.

Количественно значимые парные связи конечной нефтеотдачи от геолого-технологических параметров описываются следующими функциями:

$$КИН_{кон}^{зав} = \sqrt{14240 - 14931\, H_П + 3923\, H_П^2} \quad (2)$$

$$КИН_{кон}^{зав} = 485 - 10.4\, W_{Н_П} + 0.06\, W_{Н_П}^2 \quad (3)$$

$$КИН_{кон}^{зав} = 15.5\, K_{неод}^{-1.68}\, e^{0.54 K_{неод}} \quad (4)$$

$$КИН_{кон}^{зав} = \frac{1}{0.336 - 1.1 \frac{N_Н}{N_Д} + 0.95 \left(\frac{N_Н}{N_Д}\right)^2} \quad (5)$$

$$КИН_{кон}^{зав} = 262.5\, e^{-0.157 S_{ДН} + 0.002 S_{ДН}^2} \quad (6)$$

где $W_{П_П}$ – вариация толщин нефтенасыщенных пропластков, %; $K_{неод}$ – комплексный показатель неоднородности (по М. А. Токареву).

Использование шаговой регрессии позволило построить модели процесса нефтеизвлечения, в которые вошли наиболее информативные параметры, определяющие степень выработки запасов:

$$КИН_{кон}^{зав} = 102 - 0.55\, W_{Н_П} - 1.12\, S_{ДН} + 7.13 \frac{K'_{охв}}{W_{П_П}} \quad (7)$$

$$КИН_{кон}^{зав} = 26.7 + 8.6\, K_{прод} - 1.22\, S_{ДН} + 10.6 \frac{K'_{охв}}{W_{П_П}} \quad (8)$$

при значениях множественных коэффициентов корреляции (R) равных, соответственно, 0.89 и 0.87.

Модель (7) строилась с использованием полного объема геолого-промысловой информации (с учетом параметров геологической неоднородности (стадия полного разбуривания месторождений)), а модель (8) – ограниченного (без параметров геологической неоднородности (стадия ввода месторождений в разработку)). Как видно, наиболее информативными параметрами оказались плотность сетки скважин, неоднородность пластов по толщине нефтенасыщенных пропластков, а также продуктивность и отношение коэффициента охвата пласта по толщине закачкой к вариации профиля приемистости, т.е. нефтеотдача весьма значительно зависит от охвата объема пласта воздействием, который тем выше, чем плотнее сетка скважин и равномернее происходит перемещение фронта вытеснения по толщине пласта. Иначе говоря, при сохранении характера влияния этих технологических показателей на коэффициент извлечения нефти в сравнении с терригенными коллекторами [38-40] степень влияния – иная.

С теоретической и практической точек зрения, как верно отмечается в [41–43], значительный интерес представляет изменение степени выработки запасов низко-

продуктивных залежей в результате использования внутриконтурного заводнения по сравнению с эксплуатацией залежей на естественных режимах.

Поэтому на втором этапе по объектам исследования был проведен прогноз $КИН_{кон}$ с использованием эмпирических моделей [44, 45]:

$$КИН'_{кон} = 44.1\frac{\bar{Э}_{Н_э}\ P_{нас}^{0.5}\ Э_m^{0.5}\ H_П^{0.5}}{W_{Н_П}^{0.5}\ S_{ДН}^{0.5}} - 79.3\frac{Э_{Н_Э}^{2.0}\ Э_m^{0.5}}{W_{Н_П}^{0.5}} + \\ +583\frac{\bar{Э}_{Н_э}\ Э_m^{0.5}}{W_{Н_П}^{0.5}\ S_{ДН}^{0.5}} + 604\frac{\bar{Э}_m^{0.5}\ Э_{Н_э}^{0.5}\ Э_m^{0.5}}{W_{Н_П}\ \mu_Н^{0.5}} \quad (9)$$

$$КИН''_{кон} = 102\frac{K_П^{0.5}\ K_P^{0.5}\ H_П}{\mu_Н^{0.5}\ S_{ДН}^{0.5}} - 108\frac{H_П^{0.5}}{\mu_Н^{0.5}\ S_{ДН}^{0.5}} + \\ +38.8\frac{H_П^{0.5}}{\mu_Н^{0.5}\ S_{ДН}^{0.5}} - 31\frac{1}{t_{пл}^{1.5}} \quad (10)$$

$$КИН'''_{кон} = \frac{K_{прод}\sum_{t=1}^{t_{общ}}(843 - 265.6\ln t_i)}{Q_{бал}} \quad (11)$$

где $K_{прод}$ – среднее значение продуктивности по формуле (1), т/сут·МПа; N – количество скважин на объекте (добывающих и нагнетательных); $Q_{бал}$ – балансовые запасы нефти объекта, тыс. т; t_i, $t_{общ}$ – время с начала разработки и общий срок эксплуатации скважин объекта до снижения их дебитов до минимально рентабельных годовых ($Q_н^{\min}$), принятых на уровне 0.2 т/сут; $P_{нас}$ – давление насыщения нефти газом, м³/т; $t_{пл}$ – начальная пластовая температура, °С; $Э_{Н_э}$, $\bar{Э}_{Н_э}$ – энтропия и относительная энтропия эффективной нефтенасыщенной толщины, нит; $H_П$, $W_{П_П}$, $Э_{Н_П}$ – среднее значение, вариация и энтропия толщины нефтенасыщенных пропластков (м, %, нит); $Э_m$, $\bar{Э}_m$ – энтропия и относительная энтропия пористости, нит; $K_П$, K_P – коэффициенты песчанистости и расчлененности соответственно.

Общий срок эксплуатации скважин конкретного участка определялся по эмпирической формуле [46]:

$$t_{общ} = 23.9\ e^{-37.7\cdot10^{-4}\ \frac{Q_н^{\min}}{K_{прод}}} \quad (12)$$

Анализ полученных значений $КИН_{кон}$, рассчитанных по формулам (9)-(11), показал на несущественное отличие их друг от друга. Среднее отклонение значений лишь на 9.9 % отличается от среднего значения коэффициента извлечения нефти по трем формулам.

По разнице значений $КИН_{кон}^{зав}$ и $КИН_{кон}$ определялся прирост коэффициента извлечения нефти ($\Delta КИН_{кон}$) за счет использования внутриконтурной закачки воды. Прирост по различным объектам составит к концу разработки от 5 до 30 %, а в целом по объектам группы коэффициент извлечения нефти увеличится на 15.5%, т.е. почти в 2 раза ($КИН_{кон}$ = 14.7%; $КИН_{кон}^{зав}$ = 30.2%).

Статистическая обработка полученных результатов позволила получить следующие значимые зависимости:

$$\Delta КИН_{кон} = \sqrt{4509 - 4752\ H_П + 1246\ H_П^2} \quad (13)$$

$$\Delta КИН_{кон} = 8.97\ K_{неод}^{-1.76}\ e^{0.38 K_{неод}} \quad (14)$$

$$\Delta КИН_{кон} = \frac{1}{0.96 - 3.22\frac{N_Н}{N_Д} + 2.78\left(\frac{N_Н}{N_Д}\right)^2} \quad (15)$$

$$\Delta КИН_{кон} = \sqrt{1654 - 100\ S_{ДН} + 1.54\ S_{ДН}^2} \quad (16)$$

$$\Delta КИН_{кон} = \sqrt{-296 + 37\ КИН_{кон} + 0.24\ КИН_{кон}^2} \quad (17)$$

$$\Delta КИН_{кон} = 0.069\ (КИН_{кон}^{зав})^{1.75}\ e^{-0.117\ КИН_{кон}^{зав}} \quad (18)$$

Приведенные зависимости (13)-(18) показывают, что прирост коэффициента извлечения нефти выше по объектам, имеющим бóльшие средние толщины нефтенасыщенных пропластков и меньшую неоднородность (по $K_{неод}$). Для достижения существенного прироста степени выработки запасов необходимо, как видно, иметь максимально возможные значения плотности сетки скважин при минимальных значениях отношения $N_Д/N_Н$. Очевидно, что при существующих плотностях сетки скважин заводнение с использованием площадной системы может еще более увеличить конечный коэффициент извлечения нефти. Кроме этого, видно, что прирост больше пообъектам, где прогнозные значения $КИН_{кон}$ и $КИН_{кон}^{зав}$ при существующей системе внутриконтурного заводнения выше.

Прогнозирование прироста коэффициента извлечения нефти в результате организации закачки в пласт воды (при условии, что $N_Н/N_Д \approx 0.5$) по залежам, аналогичным исследованным, разбуренным достаточно плотной сеткой добывающих скважин и разрабатываемых на естественном режиме, можно осуществлять с использованием полученной многомерной статистической модели:

$$\Delta КИН_{кон} = 60.0 - 0.36\ W_{Н_П} - 0.68\ S_{ДН} + 2.75\frac{K'_{охв}}{W_{П_П}} \quad (19)$$

а по залежам, вводимым в разработку, с использованием модели:

$$\Delta КИН_{кон} = 26.5 - 5.68\ K_P + 5.84\ K_{прод} - \\ -0.64\ S_{ДН} + 3.38\frac{K'_{охв}}{W_{П_П}} \quad (20)$$

При этом значения величины $K'_{охв}/W_{П_П}$ при отсутствии промысловых исследований можно рассчитать по полученным ранее моделям [47]:

$$K'_{охв}/W_{П_П} = 2.63 + 0.49H_э - 0.73\sigma_{H_П} - 0.31K_p \quad (21)$$

(по залежам, разбуренным плотной сеткой скважин);

$$K'_{охв}/W_{П_П} = 1.81 + 0.02m - 0.47K_p \quad (22)$$

(по залежам, находящимся в стадии геолого-разведочных работ).

Значения R моделей (19)-(22) изменяются от 0.77 до 0.91.

Выводы

Для условий одной из наиболее представительных низкопродуктивных групп объектов турнейского яруса в ВУНГП, разработка которых ведется с крайне низким уровнем рентабельности:

- проведено изучение особенностей выработки запасов на различных режимах работы залежей;
- определены геолого-технологические параметры, в наибольшей мере определяющие целесообразность и эффективность организации закачки в пласт воды;
- построены геолого-статистические модели, использование которых позволяет принимать обоснованные управляющие решения, направленные на увеличение степени выработки запасов с использованием заводнения как самих объектов исследования, так и объектов-аналогов;
- полученные результаты и алгоритмы позволяют интенсифицировать процесс ввода в активную разработку залежей турнейского возраста, а также повышать рентабельность добычи нефти на «зрелых» месторождениях, что, в конечном счете, позволяет существенно нарастить ресурсную базу Волго-Уральского региона.

Работа поддержана Министерством науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-15-2022-297 в рамках программы развития НЦМУ.

Литература

1. Конторович, А. Э., Лившиц, В. Р. (2017). Новые методы оценки, особенности структуры и пути освоения прогнозных ресурсов нефти зрелых нефтегазоносных провинций (на примере Волго–Уральской провинции). *Геология и геофизика*, 58 (12), 1835–1852.

2. Муслимов, Р. Х. (2020). О новой парадигме академика А.Э. Конторовича – развитие нефтегазового комплекса России. О новой парадигме развития нефтегазовой геологии: материалы Международной научно-практической конференции. *Казань: Ихлас*.

3. 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.

4. 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.

5. Конторович, А. Э., Эдер, Л. В. (2020). Новая парадигма стратегии развития сырьевой базы нефтедобывающей промышленности Российской Федерации. *Минеральные ресурсы России. Экономика и управление*, 5, 8-17.

6. 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.

7. Moid, F., Rodoplu, R., Nutaifi, A. M., Kayumov, R. (2020, January). Acid stimulation improvement with the use of new particulate base diverter to improve zonal coverage in HPHT carbonate reservoirs. IPTC-20154-MS. In: *International Petroleum Technology Conference. Society of Petroleum Engineers.*

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

9. Ghommem M., Zhao W., Dyer S., et al. (2015). Carbonate acidizing: modeling, analysis, and characterization of wormhole formation and propagation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 131, 18-33.

10. Al-Rekabi, M. A., Aktebanee, A., Al-Ghaffari, A. S., Saleem, T. (2020, January). Carbonate matrix acidizing efficiency from acidizing induced skin point of view: case study in Majnoon oilfield. IPTC-20006-MS. In: *International Petroleum Technology Conference. Society of Petroleum Engineers.*

11. Krivoshchekov, S. N., Vyatkin, K. A., Ravelev, K. A., Kochnev, A. A. (2020). Influence of geological and technological parameters on the effectiveness of hydrochloric acid treatment of carbonate reservoirs. *International Journal of Engineering, IJE TRANSACTIONS A*: Basics, 33(10), 2113-2119.

12. 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.

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. Шмаль, Г. И. (2017). Нефтегазовый комплекс в условиях геополитических и экономических вызовов: проблемы и пути решения. *Нефтяное хозяйство*, 5, 8-11.

15. Ridner, D., Frick, T., Zhu, D., et al. (2020). Influence of transport conditions on optimal injection rate for acid jetting in carbonate Reservoirs. *SPE Production & Operations*, 35(1), 137-146.

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

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

18. 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.

19. 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.

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

21. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Naghiyeva, N. V. (2020). Preformed particle gels for enhanced oil recovery. *International Journal of Modern Physics B*, 34(28), 2050260.

22. 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.

23. Мухаметшин, В. Ш., Кулешова, Л. С., Сафиуллина, А. Р. (2021). Группирование и выделение залежей нефти в карбонатных коллекторах по продуктивности на стадии проведения геолого-разведочных работ. *Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов*, 332(12), 43-51.

24. 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.

25. Abbasi, J., Ghaedi, M., Riazi, M. (2018). A new numerical approach for investigation of the effects of dynamic capillary pressure in imbibition process. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 162, 44–54.

26. Yonggang, D., Ting, L., Mingqiang, W., et al. (2015). Buckley-Leverett analysis for transient two-phase flow in fractal porous medium. *CMES*, 109–110(6), 481–504.

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. Civan, F. (2007). Reservoir formation damage: fundamentals, modeling, assessment and mitigation. *Amsterdam: Elsevier, Gulf Professional Publication.*

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

30. Шахвердиев, А. Х. (2014). Еще раз о нефтеотдаче. *Нефтяное хозяйство*, 1, 44-50.

31. Shakhverdiev, A. Kh., Shestopalov, Yu. V. (2019). Qualitative analysis of quadratic polynomial dynamical systems associated with the modeling and monitoring of oil fields. *Lobachevskii Journal of Mathematics*, 40(10), 1695–1710.

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

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

34. Хайрединов, Н. Ш., Попов, А. М., Мухаметшин, В. Ш. (1992). Повышение эффективности заводнения низкопродуктивных залежей нефти в карбонатных коллекторах. *Нефтяное хозяйство*, 9, 18-20.

35. Грищенко, В. А., Гареев, Р. Р., Циклис, И. М. и др. (2021). Расширение круга льготируемых объектов, содержащих трудноизвлекаемые запасы нефти. *SOCAR Proceedings*, SI2, 8-18.

36. Шахвердиев, А. Х. (2019). Системная оптимизация нестационарного заводнения с целью повышения нефтеотдачи пластов. *Нефтяное хозяйство*, 1, 44-49.

37. Hall-Thompson, B., Ernesto, A. R., Abdulrahman, N., Alsuhaimi, A. (2020, January). Acid stimulation-best practices for design, selection and testing of acid recipes in low permeability carbonate reservoirs. IPTC-19690-MS. In: *International Petroleum Technology Conference. Society of Petroleum Engineers.*

38. Ковалев, А. А., Михайлов, Н. Н., Сергеева, Е. В. (2017). Физические основы извлечения углеводородов из продуктивного пласта с разной по свойствам нефтью. *Нефтепромысловое дело*, 2, 13-18.

39. Trushin, Y., Aleshchenko, A., Danilin, K., et al. (2019). Complex approach to the design of acid treatment of carbonate reservoirs. SPE-196977-MS. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference. Society of Petroleum Engineers.*

40. Santos, R. M., Chiang, Y. W., Elsen, J., Van Gerven, T. (2014). Distinguishing between carbonate and non-carbonate precipitates from the carbonation of calcium-containing organic acid leachates. *Hydrometallurgy*, 147, 90-94.

41. 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: ИКИ.*

42. Aidagulov, G., Gwaba, D., Kayumov, R., et al. (2019, March). Effects of pre-existing fractures on carbonate matrix stimulation studied by large-scale radial acidizing experiments. SPE-195153-MS. In: *SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference. Society of Petroleum Engineers.*

43. Abdrazakov, D., Ziauddin, M., Vernigora, D., et al. (2019, March). Integration of latest laboratory, software and retarded acid technologies to increase efficiency of acid treatments in carbonates: case studies from Central Asia. IPTC-19546-MS. In: *International Petroleum Technology Conference. Society of Petroleum Engineers.*

44. Mukhametshin, V. Sh., Tyncherov, K. T., Rakhimov, N. R. (2021). Geological and statistical modeling of oil recovery of carbonate formations. *Journal of Physics: Conference Series*, 1753, 1-7.

45. Mukhametshin, V. Sh. (2020). Rationale for the production of hard-to-recover deposits in carbonate reservoirs. IOP: *Earth and Environmental Science*, 579, 1-5.

46. Mukhametshin, V. Sh. (2021). Calculation and forecast of current and final oil recovery from wells during depletion. *Journal of Physics: Conference Series*, 2032, 1-11.

47. Soloviev, N. N., Mukhametshin, V. Sh., Safiullina, A. R. (2020). Developing the efficiency of low-productivity oil deposits via internal flooding. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 952, 012064.

References

1. Kontorovich, A. E., Livshits, V. R. (2017). New methods of assessment, structure, and development of oil and gas resources of mature petroleum provinces (Volga-Ural province). *Russian Geology and Geophysics*, 58(12), 1453-1467.

2. Muslimov, R. Kh. (2020). About the new paradigm of Academician A. E. Kontorovich - the development of the Russian oil and gas complex. On the new paradigm of the development of oil and gas geology: materials of the International Scientific and Practical Conference. *Kazan: Ikhlas Publ.*

3. 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.

4. 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.

5. Kontorovich, A. E., Eder, L. V. (2020). A new paradigm of the development strategy for the mineral resource base of the oil producing industry in the Russian Federation. *Mineral Resources of Russia. Economics and Management*, 5, 8-17.

6. 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.

7. Moid, F., Rodoplu, R., Nutaifi, A. M., Kayumov, R. (2020, January). Acid stimulation improvement with the use of new particulate base diverter to improve zonal coverage in HPHT carbonate reservoirs. IPTC-20154-MS. In: *International Petroleum Technology Conference. Society of Petroleum Engineers.*

8. 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.

9. Ghommem M., Zhao W., Dyer S., et al. (2015). Carbonate acidizing: modeling, analysis, and characterization of wormhole formation and propagation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 131, 18-33.

10. Al-Rekabi, M. A., Aktebanee, A., Al-Ghaffari, A. S., Saleem, T. (2020, January). Carbonate matrix acidizing efficiency from acidizing induced skin point of view: case study in Majnoon oilfield. IPTC-20006-MS. In: *International Petroleum Technology Conference. Society of Petroleum Engineers.*

11. Krivoshchekov, S. N., Vyatkin, K. A., Ravelev, K. A., Kochnev, A. A. (2020). Influence of geological and technological parameters on the effectiveness of hydrochloric acid treatment of carbonate reservoirs. *International Journal of Engineering, IJE TRANSACTIONS A*: Basics, 33(10), 2113-2119.

12. 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.

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. Shmal, G. I. (2017). Oil and gas complex in response to geopolitical and economic challenges: problems and solutions. *Oil Industry*, 5, 8-11.

15. Ridner, D., Frick, T., Zhu, D., et al. (2020). Influence of transport conditions on optimal injection rate for acid jetting in carbonate Reservoirs. *SPE Production & Operations*, 35(1), 137-146.

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

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

18. 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.

19. 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.

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

21. Suleimanov, B. A., Veliyev, E. F., Naghiyeva, N. V. (2020). Preformed particle gels for enhanced oil recovery. *International Journal of Modern Physics B*, 34(28), 2050260.

22. 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.

23. Mukhametshin, V. Sh., Kuleshova, L. S., Safiullina, A. R. (2021). Grouping and determining oil reservoirs in carbonate reservoirs by their productivity at the stage of geological exploration. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 332(12), 43–51.

24. 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.

25. Abbasi, J., Ghaedi, M., Riazi, M. (2018). A new numerical approach for investigation of the effects of dynamic capillary pressure in imbibition process. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 162, 44-54.

26. Yonggang, D., Ting, L., Mingqiang, W., et al. (2015). Buckley-Leverett analysis for transient two-phase flow in fractal porous medium. *CMES*, 109–110(6), 481-504.

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. Civan, F. (2007). Reservoir formation damage: fundamentals, modeling, assessment and mitigation. *Amsterdam: Elsevier, Gulf Professional Publication.*

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

30. Shakhverdiev, A. Kh. (2014). Once again about oil recovery factor. *Oil Industry*, 1, 44-50.

31. Shakhverdiev, A. Kh., Shestopalov, Yu. V. (2019). Qualitative analysis of quadratic polynomial dynamical systems associated with the modeling and monitoring of oil fields. *Lobachevskii Journal of Mathematics*, 40(10), 1695-1710.

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

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

34. 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.

35. 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.

36. Shakhverdiev, A. Kh. (2019). System optimization of non-stationary floods for the purpose of increasing oil recovery. *Oil Industry*, 1, 44-49.

37. Hall-Thompson, B., Ernesto, A. R., Abdulrahman, N., Alsuhaimi, A. (2020, January). Acid stimulation-best practices for design, selection and testing of acid recipes in low permeability carbonate reservoirs. IPTC-19690-MS. In: *International Petroleum Technology Conference. Society of Petroleum Engineers.*

38. Kovalev, A. A., Mikhaylov, N. N., Sergeeva, E. V. (2017). Physical grounds of hydrocarbons recovery from a productive reservoir containing oil of different properties. *Oilfield Engineering*, 2, 13-18.

39. Trushin, Y., Aleshchenko, A., Danilin, K., et al. (2019). Complex approach to the design of acid treatment of carbonate reservoirs. SPE-196977-MS. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference. Society of Petroleum Engineers.*

40. Santos, R. M., Chiang, Y. W., Elsen, J., Van Gerven, T. (2014). Distinguishing between carbonate and non-carbonate precipitates from the carbonation of calcium-containing organic acid leachates. *Hydrometallurgy*, 147, 90-94.

41. 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: ICS.*

42. Aidagulov, G., Gwaba, D., Kayumov, R., et al. (2019, March). Effects of pre-existing fractures on carbonate matrix stimulation studied by large-scale radial acidizing experiments. SPE-195153-MS. In: *SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference. Society of Petroleum Engineers.*

43. Abdrazakov, D., Ziauddin, M., Vernigora, D., et al. (2019, March). Integration of latest laboratory, software and retarded acid technologies to increase efficiency of acid treatments in carbonates: case studies from Central Asia. IPTC-19546-MS. In: *International Petroleum Technology Conference. Society of Petroleum Engineers.*

44. Mukhametshin, V. Sh., Tyncherov, K. T., Rakhimov, N. R. (2021). Geological and statistical modeling of oil recovery of carbonate formations. *Journal of Physics: Conference Series*, 1753, 1-7.

45. Mukhametshin, V. Sh. (2020). Rationale for the production of hard-to-recover deposits in carbonate reservoirs. IOP: *Earth and Environmental Science*, 579, 1-5.

46. Mukhametshin, V. Sh. (2021). Calculation and forecast of current and final oil recovery from wells during depletion. *Journal of Physics: Conference Series*, 2032, 1-11.

47. Soloviev, N. N., Mukhametshin, V. Sh., Safiullina, A. R. (2020). Developing the efficiency of low-productivity oil deposits via internal flooding. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 952, 012064.

Пути увеличения ресурсной базы Волго-Уральской нефтегазоносной провинции

В. В. Мухаметшин[1], Р. У. Рабаев[2], Л. С. Кулешова[1], Р. В. Вафин[1], М. М. Велиев[1], Р. Р. Степанова[1], Р. А. Гиляздинов[1]
[1]Институт нефти и газа, Уфимский государственный нефтяной технический университет (филиал в г. Октябрьском), Россия
[2]Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Реферат

В условиях одной из наиболее представительных групп объектов, содержащих значительные запасы нефти, приуроченных к турнейскому ярусу Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, и характеризующихся низкими темпами ввода в активную разработку, низкими величинами извлекаемых запасов, низкой рентабельностью добычи нефти проведено изучение процесса выработки запасов при различных режимах эксплуатации. Рассмотрены: режим истощения пластовой энергии и использование различных систем внутриконтурного заводнения. Установлены параметры технологий заводнения, определяющие эффективность нефтеизвлечения, регулируя которые с учетом особенностей геологического строения объектов исследования можно добиваться увеличения степени выработки запасов и снижения себестоимости добываемой продукции. Обоснование принимаемых решений по совершенствованию процесса разработки этих низкопродуктивных залежей с трудноизвлекаемыми запасами предлагается проводить на основе полученных геолого-статистических моделей и алгоритмов путем использования параметров, определяемых с минимальными допустимыми погрешностями на стадии ввода объектов в эксплуатацию, а также использования полного комплекса информации на стадии полного разбуривания залежей.

Ключевые слова: коэффициент извлечения нефти; трудноизвлекаемые запасы; карбонатные коллекторы; заводнение пластов; рентабельность разработки; управление запасами.

Volqa-Ural neftli-qazlı vilayətinin resurs bazasının artırılması yolları

V. V. Muxametşin[1], R. U. Rabayev[2], L. S. Kuleşova[1], R. V. Vafin[1], M. M. Veliyev[1], R. R. Stepanova[1], R. A. Qilyazetdinov[1]
[1]Ufa Dövlət Neft Texniki Universitetinin Neft və Qaz İnstitutu (Oktyabrski filialı), Rusiya
[2]Ufa Dövlət Neft Texniki Universiteti, Ufa, Rusiya

Xülasə

Volqa-Ural neftli-qazlı vilayətinin Turney yarusuna aid edilən və aktiv işlənməyə aşağı giriş tempi, çıxarılan ehtiyatların aşağı qiymətləri və neft hasilatının aşağı rentabelliyi ilə xarakterizə olunan əhəmiyyətli neft ehtiyatları olan obyektlərin ən çox təmsil olunan qruplarından birinin şəraitində müxtəlif əməliyyat rejimlərində ehtiyatların istehsal prosesi öyrənilmişdir. Baxıldı: lay enerjisinin tükənmə rejimi və konturdaxili sulaşdırmanın müxtəlif sistemlərinin istifadəsi. Tədqiqat obyektlərinin geoloji quruluşunun xüsusiyyətləri nəzərə alınmaqla ehtiyatların işlənmə dərəcəsinin artırılmasına və hasil olunan məhsulların maya dəyərinin azaldılmasına nail olmaqla neft hasilatının səmərəliliyini müəyyən edən sulaşdırma texnologiyalarının parametrləri müəyyən edilmişdir. Çətin çıxarıla bilən ehtiyatları olan aşağı məhsuldar yataqların inkişafı prosesinin təkmilləşdirilməsi ilə bağlı qərarların əsaslandırılması, obyektlərin istismara verilməsi mərhələsində minimum icazə verilən xətalarla müəyyən edilmiş parametrlərdən istifadə etməklə əldə edilmiş geoloji və statistik modellər və alqoritmlər əsasında aparılması, habelə yataqların tam qazılması mərhələsində tam məlumat toplusundan istifadə edilməsi təklif olunmuşdur.

Açar sözlər: neftçıxarma əmsalı; çətin çıxarıla bilən ehtiyatlar; karbonat kollektorları; layların sulaşdırılması; işləmənin rentabelliyi; ehtiyatların idarə edilməsi.