



УПРАВЛЕНИЕ ЗАВОДНЕНИЕМ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

В.Ш. Мухаметшин

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Oil flooding in carbonate reservoirs management

V.Sh. Mukhametshin

Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia

ABSTRACT

The article presents the analysis and generalization of the process of deposits flooding in the carbonate reservoirs of the Tournaisian stage Kizelovsky horizon of one relatively homogeneous group of fields of the Volga-Ural oil and gas province which was carried out in order to obtain the possibility of increasing the water injection managing efficiency into the reservoir to increase the oil recovery. Geological and physical parameters having a predominant effect on the sweeping efficiency and the injectivity profile variation along the thickness in injection wells have been identified. Models making it possible to assess and predict the injection sweep factor and variation of the injectivity profile by thickness using current geological and field information both at the stage of putting fields into development and at the stage of full drilling out of deposits have been obtained. The obtained results are proposed to be used to improve the development management efficiency both at the objects of study themselves and at analogue deposits.

KEYWORDS

Development management;
Carbonate reservoir;
Flooding;
Multivariate models;
Injection sweep ratio;
Correlation coefficient;
Injectivity profile.

© 2022 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Введение

Известно, что степень извлечения нефти из недр определяется особенностями геологического строения [1–5] и применяемыми технологиями разработки [6–9] залежей.

Использование различных систем заводнения позволяет существенно повысить коэффициент извлечения нефти по сравнению с разработкой залежей на естественных режимах [10–12].

При этом важно принять обоснованные управляющие решения в плане выбора систем заводнения, в наибольшей мере соответствующих особенностям геологического строения объектов как на стадии ввода месторождений в эксплуатацию, так и в процессе разработки [13–15].

Важным моментом управления процессом заводнения при этом является оценка коэффициента охвата пласта закачкой и вариации профиля приемистости по толщине с использованием геолого-промысловых данных, что позволяет провести необходимый выбор и рассчитать показатели эффективности разработки.

Особую значимость изучения изменения этих показателей приобретает в условиях залежей в карбонатных коллекторах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (ВУНГП), запасы нефти которых в большинстве своем относятся к категории трудноизвлекаемых [16–19]. Причем закачка в пласт воды не всегда приносит жела-

емые результаты, что обуславливает особую значимость прогноза коэффициента охвата закачкой по толщине в различных геолого-физических условиях нефтяных месторождений [20–22], а также при различных технологиях закачки [23–25].

Как показывают проведенные до настоящего времени исследования, коэффициенты охвата закачкой изменяются в довольно широких пределах в условиях различных объектов. Значения их во многом определяются перфорированной толщиной пласта, его расчлененностью на пропластки, неоднородностью по коллекторским свойствам, наличием естественной трещиноватости, аномальными свойствами нефтей, давлениями нагнетания, пластовым давлением и т.д. Однако степень и характер влияния геолого-технологических параметров на величину охвата пластов закачкой в условиях отдельных залежей различен. Различен и набор параметров, определяющих коэффициент охвата заводнением [26–28].

В работах [29–33], на основании использования данных потокометрических исследований нагнетательных скважин, установлено, что с увеличением перфорированной толщины пласта коэффициент охвата пласта закачкой снижается. Этот факт объясняется ростом неоднородных включений при увеличении мощности продуктивного пласта.

Отрицательное влияние на увеличение охвата пласта закачкой оказывает увеличение количества пластов, в которые осуществляется совместная закачка воды, умень-

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

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP2022SI100643>

шение их толщины и разница в коллекторских свойствах этих пластов. Так, например, в работе приводятся данные по Арланскому месторождению, показывающие, что увеличение количества перфорированных пластов в скважине от одного до шести снижает коэффициент охвата по толщине пласта в 3.5 раза.

Методы и материалы

Изучение влияния геолого-технологических параметров на коэффициент охвата закачкой и вариацию профиля приемистости было проведено в условиях скважин объектов кизеловского горизонта турнейского яруса Альметьевской и Белебеевско-Шкаповской вершин, а также Бирской седловины ВУНПП, выделенных в работе [34] в третью группу относительно однородных объектов, в которых были проведены потокометрические исследования.

Коэффициент охвата закачкой по толщине пласта определялся по формуле:

$$K'_{\text{охв}} = \frac{H_{\text{зак}}}{H_{\text{перф}}} \quad (1)$$

где $H_{\text{зак}}$ – суммарная толщина пропластков, принимающих воду, м; $H_{\text{перф}}$ – перфорированная толщина пласта в нагнетательной скважине, м.

Для оценки характера процесса вытеснения по толщине пласта был введен параметр, отражающий неоднородность профиля приемистости – вариация профиля приемистости $W_{\text{пр}}$, которая вычислялась по профилям приемистости (при шаге, равном 0.5 м) нагнетательных скважин каждого объекта.

В качестве аргументов были использованы следующие параметры: эффективная нефтенасыщенная толщина $H_{\text{э}}$, средняя толщина нефтенасыщенных пропластков $H_{\text{п}}$ и их количество n , средневзвешенный по толщине коэффициент пористости m во внутриконтурных нагнетательных скважинах, перфорированная толщина пласта $H_{\text{перф}}$, доля пород-коллекторов в общей толщине пласта $K_{\text{п}}$, давление закачки воды $P_{\text{зак}}$. Кроме того, было проведено сопоставление величины $K'_{\text{охв}}$ с величиной $K''_{\text{охв}}$ (коэффициент охвата закачкой эффективной нефтенасыщенной толщины), которая определялась по формуле:

$$K''_{\text{охв}} = \frac{H_{\text{зак}}}{H_{\text{э}}} \quad (2)$$

Результаты и обсуждения

Среди рассмотренных параметров лишь два – количество пропластков в скважине и перфорированная толщина пласта – оказывают существенное влияние на изменение коэффициента охвата. Наилучшим образом связи между этими параметрами описываются функциями следующего вида:

$$K'_{\text{охв}} = 0.83 - 0.16n + 0.014n^2; \quad (3)$$

$$K'_{\text{охв}} = 1.1 - 0.12H_{\text{перф}} + 0.005H_{\text{перф}}^2. \quad (4)$$

Остальные связи оказались незначимыми, в том числе и связь с давлением закачки. По-видимому, это объясняется тем, что при значениях давления закачки менее 0.7 вертикального горного превалирующее влияние на коэффициент охвата закачкой оказывают геологические

особенности разреза скважин. Из формул (3) и (4) видно, что с увеличением параметров n и $H_{\text{перф}}$ значения $K'_{\text{охв}}$ уменьшаются, причем с увеличением количества пропластков в нагнетательной скважине от одного до пяти коэффициент охвата снижается с 0.75 до 0.40, т.е. почти в 2 раза. Увеличение перфорированной толщины пласта с четырех до двенадцати метров уменьшает коэффициент охвата с 0.75 до 0.45. Эти результаты хорошо согласуются с результатами других исследователей, однако вид полученных зависимостей существенно отличается.

Для изучения влияния параметров геологической неоднородности на коэффициент охвата были рассчитаны средние значения $K'_{\text{охв}}$ по каждому из объектов исследования. В качестве переменных использовались: средняя эффективная нефтенасыщенная толщина объекта $H_{\text{э}}$ и зоны его разбухания $H_{\text{з}}$; среднеквадратичное отклонение $\sigma_{H_{\text{э}}}$, коэффициент вариации $W_{H_{\text{э}}}$, энтропия $\mathcal{E}_{H_{\text{э}}}$, относительная энтропия $\bar{\mathcal{E}}_{H_{\text{э}}}$ эффективной нефтенасыщенной толщины; среднее значение $H_{\text{п}}$, среднеквадратичное отклонение $\sigma_{H_{\text{п}}}$, коэффициент вариации $W_{H_{\text{п}}}$, энтропия $\mathcal{E}_{H_{\text{п}}}$, относительная энтропия $\bar{\mathcal{E}}_{H_{\text{п}}}$ толщины нефтенасыщенных пропластков; среднее значение m , среднеквадратичное отклонение σ_m , коэффициент вариации W_m , энтропия \mathcal{E}_m , относительная энтропия $\bar{\mathcal{E}}_m$ средневзвешенной пористости по геофизике; коэффициент расчлененности $K_{\text{р}}$; доля пород-коллекторов в общей толщине пласта $K_{\text{п}}$; комплексный показатель неоднородности $K_{\text{неод}}$; параметры неоднородности по эффективной нефтенасыщенной толщине $\Pi_{H_{\text{э}}}$, по толщине нефтенасыщенных пропластков $\Pi_{H_{\text{п}}}$, по пористости Π_m , среднее давление нагнетания $P_{\text{зак}}$; коэффициент продуктивности (расчетный), определенный по полученной ранее эмпирической формуле [31]:

$$K_{\text{прод}} = 4.17 \cdot 10^{-4} \frac{P_{\text{пл}}^{0.5} m_{\text{к}}^{2.0} m_{\text{г}}^{0.5} H_{\text{п}}^{0.5} H_{\text{э}}}{\mu_{\text{н}}^{0.5}} + 26.9 \cdot 10^{-6} P_{\text{пл}} m_{\text{к}}^{1.5} m_{\text{г}} H_{\text{п}}^{0.5} H_{\text{э}} - 22.7 \cdot 10^{-5} \frac{m_{\text{к}}^{1.5} m_{\text{г}} H_{\text{п}}^{0.5} H_{\text{э}}}{\mu_{\text{н}}^{0.5}}, \quad (5)$$

где $\mu_{\text{н}}$ – вязкость пластовой нефти, мПа·с; $m_{\text{к}}$ – коэффициент пористости по керну, %; $m_{\text{г}}$ – коэффициент пористости по геофизике, %; $P_{\text{пл}}$ – начальное пластовое давление, МПа.

Полученные значимые зависимости (формулы (6)–(10)) показывают, что коэффициент охвата объектов закачкой по толщине пласта снижается с ростом эффективной нефтенасыщенной толщины, неоднородности по толщине нефтенасыщенных пропластков, отражаемых с помощью среднеквадратичного отклонения и параметра неоднородности, коэффициента расчлененности и коэффициента продуктивности. Довольно странная, на первый взгляд, связь $K'_{\text{охв}}$ и $K_{\text{прод}}$ объясняется тем, что участки, имеющие большую продуктивность, характеризуются повышенными значениями $H_{\text{э}}$, но, как было показано выше, с ростом этого параметра коэффициент охвата закачкой снижается. Этим объясняется снижение $K'_{\text{охв}}$ с ростом $K_{\text{прод}}$.

Наилучшим образом представленные связи описываются функциями следующего вида:

$$K'_{\text{охв}} = \sqrt{0.19 + 0.12H_{\text{э}} - 0.018H_{\text{э}}^2}; \quad (6)$$

$$K'_{\text{охв}} = \frac{\sigma_{H_{\text{п}}}}{11.4 - 12.8\sigma_{H_{\text{п}}} + 4.64\sigma_{H_{\text{п}}}^2}; \quad (7)$$

$$K'_{\text{оsx}} = \sqrt{0.32 + 0.2K_p - 0.08K_p^2}; \quad (8)$$

$$K'_{\text{оsx}} = -0.2 + \frac{241}{\Pi_{H_n}} - \frac{18627}{\Pi_{H_n}^2}; \quad (9)$$

$$K'_{\text{оsx}} = \sqrt{0.69 - 0.25K_{\text{прод}} + 0.04K_{\text{прод}}^2}. \quad (10)$$

Как показало исследование влияния различных факторов на процесс нефтеизвлечения при режиме вытеснения нефти водой существенное влияние на конечную нефтеотдачу оказывает отношение $K'_{\text{оsx}} / W_{\text{мн}}$. Это отношение оказывает более сильное влияние на нефтеотдачу, чем отдельно каждый из этих параметров.

Было изучено влияние различных параметров на изменение этого отношения. Получены зависимости:

$$\frac{K'_{\text{оsx}}}{W_{\text{мн}}} = \sqrt{12.0 - 11.2\sigma_{H_n} - 2.67\sigma_{H_n}^2}; \quad (11)$$

$$\frac{K'_{\text{оsx}}}{W_{\text{мн}}} = -2.56 + \frac{32.6}{H_3} - \frac{73.6}{H_3^2}; \quad (12)$$

$$\frac{K'_{\text{оsx}}}{W_{\text{мн}}} = 3.83 - 0.03\Pi_{H_n} + 0.0001\Pi_{H_n}^2. \quad (13)$$

которые показывают, что коэффициент охвата закачкой выше, а вариация профиля приемистости ниже на объектах с наименьшими значениями эффективной нефтенасыщенной толщины и параметров неоднородности по толщине нефтенасыщенных пропластков.

С физической точки зрения отношение $K'_{\text{оsx}} / W_{\text{мн}}$ характеризует равномерность вытеснения нефти водой по толщине пласта при внутриконтурном заводнении залежей. Чем больше это отношение, тем равномернее перемещается фронт вытеснения по толщине пласта от нагнетательной скважины к добывающей.

Для условий анализируемых объектов с использованием шаговой регрессии были построены модели для прогнозирования $K'_{\text{оsx}}$, $K''_{\text{оsx}}$, $W_{\text{мн}}$, $K'_{\text{оsx}} / W_{\text{мн}}$ при давлениях закачки менее 0.7 вертикального горного. Модели для

прогнозирования коэффициента охвата по скважинам имеют следующий вид:

$$K'_{\text{оsx}} = 0.827 + 0.021H_n - 0.039n - 0.034H_{\text{перф}}; \quad (14)$$

$$K''_{\text{оsx}} = 1.067 - 0.054H_3 - 0.043n. \quad (15)$$

при значениях множественных коэффициентов корреляции R соответственно 0.60 и 0.61.

Модели для прогнозирования этих параметров по объектам (с использованием при построении полного комплекса информации имеют вид:

$$K'_{\text{оsx}} = 1.133 - 0.056H_3 - 0.002W_{H_n} - 0.047K_p; \quad (16)$$

$$W_{\text{мн}} = 116 + 17.4\sigma_{H_n} - 8.79m + 5.14K_p; \quad (17)$$

$$\frac{K'_{\text{оsx}}}{W_{\text{мн}}} = 2.63 + 0.049H_3 - 0.73\sigma_{H_n} - 0.31K_p. \quad (18)$$

при значениях R соответственно 0.91; 0.64; 0.80.

На стадии составления первых проектных документов, когда по небольшому числу скважин не представляется возможным определить различные параметры, характеризующие геологическую неоднородность, можно использовать следующие модели:

$$K'_{\text{оsx}} = 0.994 - 0.053H_3 + 0.028H_n - 0.083K_p; \quad (19)$$

$$W_{\text{мн}} = -130 - 27.6H_3 + 85.0H_n + 80.9K_p; \quad (20)$$

$$\frac{K'_{\text{оsx}}}{W_{\text{мн}}} = 1.81 + 0.02m - 0.47K_p. \quad (21)$$

при значениях R соответственно 0.86; 0.49; 0.62.

Как видно, характер влияния параметров, вошедших в модели, аналогичен характеру влияния этих параметров на степень и характер охвата пласта закачкой при изучении парных связей.

Отсутствие в моделях (14)–(21) давления закачки говорит о том, что оно при значениях менее $0.7P_c$ не столь сильно влияет в данных условиях на коэффициент охвата и вариацию профиля приемистости, как геологические параметры.

Выводы

В условиях разработки одной из групп объектов в карбонатных коллекторах турнейского яруса ВУНПП проведены анализ и обобщение процесса закачки в пласт воды с целью получения возможности повышения эффективности управления заводнением для увеличения степени выработки запасов нефти.

При этом:

- выявлены геолого-физические параметры, оказывающие преобладающее влияние на изменение коэффициента охвата закачкой по толщине и вариации профиля приемистости;
- получены многомерные модели для оценки и прогноза показателей эффективности заводнения в различных стадиях разработки залежей как по отдельным нагнетательным скважинам, так и по объектам в целом, для обоснования управляющих решений.

Литература

1. Муслимов, Р.Х. (2014). Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее (оптимизация добычи, максимизация КИН). *Казань: ФЭН*.
2. 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.
3. Gonzalez, I.J.F., Gammiero, A., Llamedo, M.A. (2012). Design of a neural network model for predicting well performance after water shutoff treatments using polymer gels. In: *SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference (Mexico City, Mexico, 16-18 April 2012)*.
4. 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.
5. 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.
6. Economides, M., Oligney, R., Valko, P. (2002). Unified fracture design: bridging the gap between theory and practice. *Alvin, Texas: Orsa Press*.
7. 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.
8. 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.
9. Яртиев, А.Ф., Хабибрахманов, А.Г., Подалалов, В.Б., Бакиров, А.И. (2017). Циклическое заводнение бобриковского горизонта Сабанчинского нефтяного месторождения. *Нефтяное хозяйство*, 3, 85-87.
10. Yonggang, D., Ting, L., Mingqiang, W., Yu, B., Zhang, Z. (2015). Buckley-leverett analysis for transient two-phase flow in fractal porous medium. *CMES*, 109–110 (6), 481–504.
11. 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.
12. 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.
13. Грищенко, В.А., Циклис, И.М., Мухаметшин, В.Ш., Якупов, Р.Ф. (2021). Методические подходы к повышению эффективности системы заводнения на поздней стадии разработки. *SOCAR Proceedings*, SI2, 161-171.
14. 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.
15. 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.
16. Imqam, A., Bai, B., Wei, M., et al. (2016). Use of hydrochloric acid to remove filter-cake damage from preformed particle gel during conformance-control treatments. *SPE Production & Operations*, 31(3), 11.
17. Mason, H.E., Smith, M.M., Carroll, S.A. (2019). Calibration of NMR porosity to estimate permeability in carbonate reservoirs. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 87, 19-26.
18. Wijaya, N., Sheng, J.J. (2020). Comparative study of well soaking timing (pre vs. post flowback) for water blockage removal from matrix-fracture interface. *Petroleum*, 6(3), 286–292.
19. Грищенко, В.А., Гареев, Р.Р., Циклис, И.М., и др. (2021). Расширение круга льготлируемых объектов, содержащих трудноизвлекаемые запасы нефти. *SOCAR Proceedings*, SI2, 8-18.
20. Rzaeva, S.J. (2019). New microbiological method of oil recovery increase containing highly mineralized water. *SOCAR Proceedings*, 2, 38-44.
21. 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.
22. Велиев, Э.Ф. (2020). О механизмах удерживания полимера пористой средой. *SOCAR Proceedings*, 3, 126-134.
23. 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.
24. Велиев, Э.Ф. (2020). Обзор современных методов увеличения нефтеотдачи пласта с применением потокоотклоняющих технологий. *SOCAR Proceedings*, 2, 50-66.
25. Мухаметшин, В.В., Кулешова, Л.С. (2019). Обоснование систем заводнения низкопродуктивных залежей нефти в условиях ограниченного объема информации. *SOCAR Proceedings*, 2, 16–22.
26. Du, X., Lu, Zh., Li, D., et al. Yandong Xu, Peichao Li, Detang Lu (2019). A novel analytical well test model for fractured vuggy carbonate reservoirs considering the coupling between oil flow and wave propagation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 173, 447–461.
27. Шпуров, И.В., Коносовский, П.К., Черушникова, А.С. и др. (2021). К вопросу изучения процесса фильтрации в низкопроницаемых коллекторах. *Нефтяное хозяйство*, 9, 46-50.

28. Wang, X., Sheng, J.J. (2017). Effect of low-velocity non-Darcy flow on well production performance in shale and tight oil reservoirs. *Fuel*, 190, 41–46.
29. Мухаметшин, В.В., Андреев, В.Е. (2018). Повышение эффективности оценки результативности технологий, направленных на расширение использования ресурсной базы месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. *Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов*, 329(8), 30–36.
30. Ran, X., Li, A., Zhao, J., Li, S. (March, 2013). Classification and evaluation of ultra-low permeability reservoirs in the changqing oilfield. In *International Petroleum Technology Conference. European Association of Geoscientists & Engineers*.
31. Kundu, P., Kumar, V., Indra, M. (2016). Experimental and numerical investigation of fluid flow hydrodynamics in porous media: Characterization of Darcy and non-Darcy flow regimes. *Powder Technology*, 303(4), 278-291.
32. 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.
33. Baikov, V.A.; Davletbaev, A.Ya.; Ivaschenko, D.S. (October, 2014). Non-Darcy flow numerical simulation for low-permeability reservoirs. SPE 154890. In: *SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.
34. Андреев, А.В., Мухаметшин, В.Ш., Котенёв, Ю.А. (2016). Прогнозирование продуктивности залежей в карбонатных коллекторах с трудноизвлекаемыми запасами. *SOCAR Proceedings*, 3, 40–45.

References

1. Muslimov, R.Kh. (2014). Oil recovery: past, present, future (production optimization, maximization of oil recovery). *Kazan: FEN*.
2. Khisamiev, T.R., Bashirov, I.R., Mukhametshin, 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.
3. Gonzalez, I.J.F., Gammiero, A., Llamedo, M.A. (2012). Design of a neural network model for predicting well performance after water shutoff treatments using polymer gels. In: *SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference (Mexico City, Mexico, 16-18 April 2012)*.
4. 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.
5. 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.
6. Economides, M., Oligney, R., & Valko, P. (2002). Unified fracture design: bridging the gap between theory and practice. *Alvin, Texas: Orsa Press*.
7. 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 pashiyan formation. *SOCAR Proceedings*, SI1, 77-87.
8. 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.
9. 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.
10. 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.
11. 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.
12. 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.
13. Grishchenko, V.A., Tsiklis, I.M., Mukhametshin, V.Sh., Yakupov, R.F. (2021). Methodological approaches to increasing the flooding system efficiency at the laterstage of reservoir development. *SOCAR Proceedings*, SI2, 161-171.
14. Veliyev, E.F. (2021). Polymer dispersed system for in-situ fluid diversion. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*, 1(78), 61–72.
15. 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.
16. Imqam, A., Bai, B., Wei, M., et al. (2016). Use of Hydrochloric Acid to remove filter-cake damage from preformed particle gel during conformance-control treatments. *SPE Production & Operations*, 31(3), 11.
17. Mason, H.E., Smith, M.M., Carroll, S.A. (2019). Calibration of NMR porosity to estimate permeability in carbonate reservoirs. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 87, 19-26.
18. Wijaya, N., Sheng, J.J. (2020). Comparative study of well soaking timing (pre vs. post flowback) for water blockage removal from matrix-fracture interface. *Petroleum*, 6(3), 286–292.
19. 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*, Special Issue, 2, 8-18.

20. Rzayeva, S.J. (2019). New microbiological method of oil recovery increase containing highly mineralized water. *SOCAR Proceedings*, 2, 38-44.
21. 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.
22. Veliyev, E.F. (2020). Mechanisms of polymer retention in porous media. *SOCAR Proceedings*, 3, 126-134.
23. 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.
24. Veliyev, E.F. (2020). Review of modern in-situ fluid diversion technologies. *SOCAR Proceedings*, 2, 50-66.
25. 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.
26. Du, X., Lu, Zh., Li, D., et al. Yandong Xu, Peichao Li, Detang Lu (2019). A novel analytical well test model for fractured vuggy carbonate reservoirs considering the coupling between oil flow and wave propagation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 173, 447-461.
27. Shpurov, I.V., Konosavsky, P.K., Cherushnikova, A.S., et al. (2021). On the filtration process in low-permeability reservoirs. *Oil Industry*, 9, 46-50.
28. Wang, X., Sheng, J.J. (2017). Effect of low-velocity non-Darcy flow on well production performance in shale and tight oil reservoirs. *Fuel*, 190, 41-46.
29. 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.
30. Ran, X., Li, A., Zhao, J., Li, S. (March, 2013). Classification and evaluation of ultra-low permeability reservoirs in the changqing oilfield. In *International Petroleum Technology Conference. European Association of Geoscientists & Engineers*.
31. Kundu, P., Kumar, V., Indra, M. (2016). Experimental and numerical investigation of fluid flow hydrodynamics in porous media: Characterization of Darcy and non-Darcy flow regimes. *Powder Technology*, 303(4), 278-291.
32. 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.
33. Baikov, V.A.; Davletbaev, A.Ya.; Ivaschenko, D.S. (2014, October). Non-Darcy flow numerical simulation for low-permeability reservoirs. SPE 154890. In: *SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.
34. 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.

Управление заводнением залежей нефти в карбонатных коллекторах

В.Ш. Мухаметшин

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Реферат

Проведен анализ и обобщение процесса заводнения залежей в карбонатных коллекторах кизеловского горизонта турнейского яруса одной относительно однородной группы месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции с целью получения возможности повышения эффективности управления закачкой в пласт воды для увеличения степени выработки запасов нефти. Выявлены геолого-физические параметры, оказывающие преобладающее влияние на коэффициент охвата закачкой и вариацию профиля приемистости по толщине в нагнетательных скважинах. Получены модели, позволяющие проводить оценку и прогноз коэффициента охвата закачкой и вариации профиля приемистости по толщине с использованием текущей геолого-промысловой информации как на стадии ввода месторождений в разработку, так и в стадии полного разбуривания залежей. Полученные результаты предлагается использовать для повышения эффективности управления разработкой как на самих объектах исследования, так и на залежах-аналогах.

Ключевые слова: управление разработкой; карбонатный коллектор; заводнение; многомерные модели; коэффициент охвата закачкой; коэффициент корреляции; профиль приемистости.

Karbonatlı kollektorlarda neft yataqlarının suvurma ilə idarə olunması

V.Ş. Muxametşin

Ufa Dövlət Neft Texniki Universiteti, Ufa, Rusiya

Xülasə

Neft ehtiyatlarının işlənməyə cəlb olunma dərəcəsinin artırılması üçün laya suvurmanın idarə olunması effektivliyinin əldə edilməsi məqsədilə Volqa-Ural neftli-qazlı əyalətinə məxsus yataqların nisbətən bircins sayılan qrupunun Tournais mərhələsinin Kizelovsk horizontunun karbonatlı kollektorlarında yataqların suvurma prosesinin təhlili və ümumiləşdirilməsi aparılmışdır. Layın suvurma ilə əhatə əmsalına və vurucu quyularda qalınlığa görə qəbuletmə profilinin variasiyasına yüksək təsir göstərən geoloji-fiziki parametrlər müəyyən edilmişdir. Yataqların İstər işlənməyə daxil edilməsi edilməsi mərhələsində, istərsə də tam qazılması mərhələsində cari geoloji-mədən məlumatlarından istifadə etməklə suvurma ilə əhatə əmsalını və qalınlığa görə qəbuletmə profilinin variasiyasını qiymətləndirməyə və proqnozlaşdırmağa imkan verən modellər əldə edilmişdir. Alınmış nəticələrin həm tədqiqat obyektlərində, həm də analoji yataqlarda işlənmənin idarə edilməsi effektivliyinin yüksəldilməsi üçün istifadə edilməsi təklif olunmuşdur.

Açar sözlər: işlənmənin idarə edilməsi; karbonatlı kollektor; sulaşma; çoxölçülü modellər; suvurma ilə əhatə əmsalı; korrelyasiya əmsalı; qəbuletmə profili.