SOCAR

SOCAR Proceedings

Reservoir and petroleum engineering

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

РЕШЕНИЕ УРАВНЕНИЯ МАТЕРИАЛЬНОГО БАЛАНСА В УСЛОВИЯХ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ МЕТОДОМ ГЕНЕТИЧЕСКОЙ ОПТИМИЗАЦИИ

В. А. Грищенко[1], М. Н. Харисов[1], Р. У. Рабаев[2], В. Ш. Мухаметшин*[1], К. Т. Тынчеров[1]

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

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

Solving the material balance equation in a context of uncertainty by the genetic optimization method

V. A. Grishchenko[1], M. N. Kharisov[2], R. U. Rabaev[2], V. Sh. Mukhametshin*[1], K. T. Tyncherov[1]

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

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

ABSTRACT

The article proves that the solution of the material balance equation in conditions of a limited amount of information about small oil deposits must be carried out using the genetic optimization method. The use of the proposed algorithm management decisions risks reducing the in drilling and oil production in conditions of insignificant oil reserves allows to reduce the cost of production, which makes it possible to increase the pace of hard-to-recover reserves bringing into development and the degree of their development.

KEYWORDS

Oil field development; Oil reserves; Well drilling; Material balance method; Genetic algorithm.

© 2022 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Период реализации основной части проектного фонда на месторождениях Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, в том числе на месторождениях Республики Башкортостан завершился в конце 1980-х годов [1-8]. К этому времени были открыты и введены в разработку наиболее крупные залежи нефти. Развитие технологии поиска потенциальных ловушек нефти, в т.ч. масштабное внедрение 3D сейсмических исследований позволило перейти к этапу освоения залежей небольших размеров [9-16]. Проблемой при вводе подобных участков в эксплуатацию является недостаток информации для корректного проектирования разработки [17-26], дальнейшего мониторинга и управления процессом выработки запасов нефти [27-35]. При этом широкое разнообразие этих объектов по геологическим параметрам требует их дифференциации с целью обоснованного использования тех или иных технологий воздействия на призабойную зону и пласт [36-42], что повышает значимость решения задач, направленных на устранение различного рода неопределенностей.

В качестве примера устранения неопределенностей рассмотрим одно из месторождений Республики Башкортостан. На месторождении выделено два эксплуатационных объекта в отложениях тиманского и бобриковского горизонтов. Основным объектом, содержащим большую часть запасов и обеспечивающим 80% годовой добычи нефти является тиманский, система разработки на котором полностью сформирована. В отложениях бобриковского горизонта, который является объектом дальнейшего рассмотрения, выявлена одна залежь нефти. Залежь вскрыта единичной поисковой скважиной, структурные построения выполнены на основе сейсмических исследований МОГТ-2D. Карта проектного размещения скважин представлена на рисунке 1.

Согласно решениям действующего проектного документа на разработку с целью обеспечения выработки запасов предусмотрено бурение двух горизонтальных скважин и перевод действующей добывающей скважины под закачку. В связи с тем, что в районе залежи отсутствуют дополнительные скважины, а структурный план и прогноз эффективных толщин выполнен на основе сейсмических исследований МОГТ-2D, бурение проектных скважин сопряжено со значительными геологическими рисками. Удалённость участка от основных объектов подготовки нефти повышает актуальность точности прогноза эффективности бурения в связи с необходимостью системы сбора скважинной продукции. В качестве одного из аналитических методов для снятия геологических рисков возможно использование метода материального баланса (МБ). Данный инструмент основан на законе сохранения массы и позволяет определить: режим раз-

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

http://dx.doi.org/10.5510/OGP20220400784

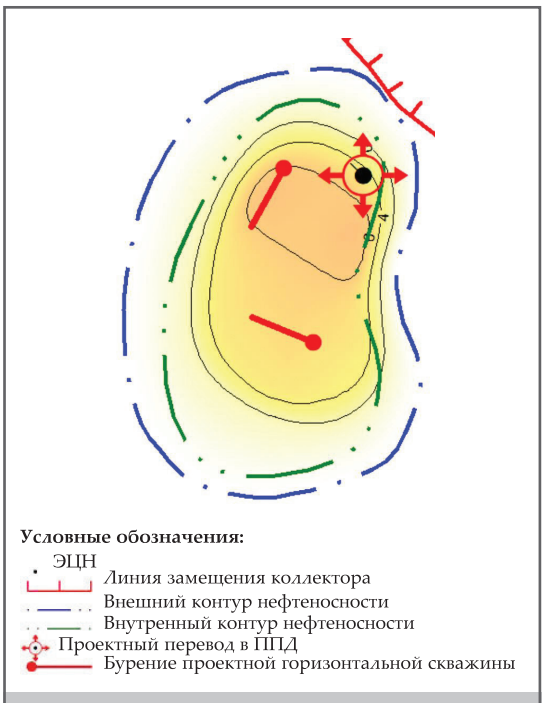

Рис. 1. Карта проектного размещения скважин на карте начальных нефтенасыщенных толщин бобриковского горизонт

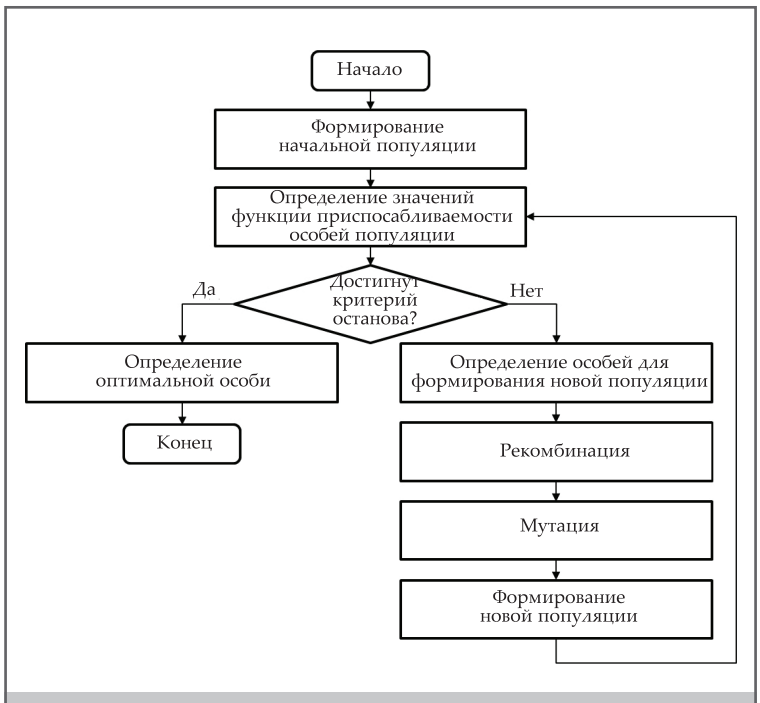

Рис. 2. Генетический алгоритм

работки залежи, начальные запасы нефти и газа, параметры поведения пласта в процессе разработки. Линейная форма уравнения МБ выглядит следующим образом [43]:

$$F = N\,(E_0 + m \cdot E_g + E_c) + W_e \cdot B_w \qquad (1)$$

где F – отбор нефти в пластовых условиях, м^3; N – начальные геологические запасы нефти, тыс. т; E_0 – расширение нефти и растворённого в ней газа, д.ед.; m – отношение начальных объемов свободного газа к нефти, м^3/м^3; E_g – расширение газа в газовой шапке, д.ед.; E_c – расширение связанной воды и уменьшение порового объёма, д.ед.; W_e – накопленный приток из законтурной области, м^3; B_w – объёмный коэффициент воды, м^3/м^3.

На основе бурения разведочной скважины установлено, что на рассматриваемой залежи нефти газовая шапка отсутствует и пластовое давление выше давления насыщения, т.е. все углеводороды находятся в жидкой фазе. В этом случае уравнение МБ может быть записано следующим образом:

$$\frac{F}{E_0 + E_c} = N + \frac{W_e \cdot B_w}{E_0 + E_c} \qquad (2)$$

Вытеснение нефти в данном случае происходит за счёт расширения нефти, растворённого газа и связанной воды, уменьшения порового объёма и внедрения воды из законтурной области. Показатели давления не присутствуют в явном виде в уравнении (2), но от них зависят параметры, характеризующие объёмы флюидов (объёмные коэффициенты, газосодержание) и приток из законтурной области. Из данного уравнения определяют начальные геологические запасы нефти (N). Таким образом, на основании показателей работы скважины (динамика добычи нефти, воды, изменения пластового давления) и геолого-физических характеристик (объёмные коэффициенты, сжимаемости, плотности нефти и воды) можно оценить начальные геологические запасы. Однако, второй неизвестной величиной в уравнении является приток из законтурной области ($W_e \cdot B_w$). При текущем пластовом давлении, равном начальному, можно предположить, что приток из законтурной области равен отбору жидкости (аквифер полностью компенсирует отборы), но согласно результатам гидродинамических исследований в действующей скважине отмечается снижение пластового давления в процессе разработки. Таким образом, необходимо также определить долю компенсации отборов жидкости за счёт притока из законтурной области.

Решение задачи определения пары значений параметров $\{N, W_e\}$ осуществлялось методом оптимизации [44] с использованием генетического алгоритма (рис. 2) [45].

В качестве критерия оптимальности использовалась сумма квадратов отклонений фактических значений пластового давления от расчетных:

$$\sum_{i=1}^{n}\left(P_r^{(\phi)}(i) - P_r^{(p)}(i)\right)^2 \to min$$

где $P_r^{(\phi)}(i)$ – i-й замер фактического пластового давления по залежи, МПа; $P_r^{(p)}(i)$ – расчетное значение пластового давления, соответствующее i-му замеру фактического пластового давления по залежи, МПа; n – количество замеров фактического пластового давления по залежи.

Результаты адаптации пластового давления представлены на рисунке 3.

Расчётные и фактические значения пластового давления имеют достаточно высокую сходимость, за исключением последнего замера, признанного недостоверным из-за недостаточного времени остановки скважины. Расчётная величина начальных геологических запасов составила 43% от утверждённых в Подсчёте запасов. Степень компенсации отборов жидкости притоком из аквифера составила 90%. В качестве дополнительного косвенного подтверждения правильности расчётов выполнено сопоставление характеристики вытеснения, получен-

ной на основании керновых исследований и расчётных вариантов (на основе утверждённых и рассчитанных по МБ запасов). Результаты представлены на рисунке 4.

Из рисунка 4 видно, что характеристика вытеснения, построенная на основе запасов, оценённых по материальному балансу, практически совпадает с результатами керновых исследований, что может свидетельствовать о правильности полученной величины запасов.

Меньшая величина геологических запасов, вероятнее всего, связана с объёмом залежи, т.е. возможно неподтверждение площади либо нефтенасыщенных толщин. Для оценки рисков при бурении скважин выполнен альтернативный расчёт стартовых дебитов нефти с пластовым давлением, рассчитанным по МБ, и нефтенасыщенными толщинами, скорректированными в соответствии со снижением запасов, относительно утверждённых. Ожидаемое снижение стартовых дебитов жидкости относительно первоначального расчёта составило около 45%.

По результатам бурения пилотных и транспортных стволов проектных скважин установлено неподтверждение утверждённого структурного плана и снижение эффективных нефтенасыщенных толщин. С учётом имеющихся материалов была построена скорректированная геолого-гидродинамическая модель. Сравнение утверждённой и скорректированной модели представлено на рисунке 5.

Согласно расчётом на скорректированной модели начальные геологические запасы нефти составляют 104% от запасов рассчитанных методом материального баланса, что подтвердило корректность выполненных данным методом расчетов.

Фактические результаты бурения обеих скважин показали высокую сходимость со скорректированным расчётом, уточнённым по данным МБ, что также подтверждает эффективность разработанного инструмента.

Таким образом, предложенный метод представляет из себя экспресс-оценку параметров в условиях геологической неопределённости и может быть использован в качестве дополнительного инструмента при оценке рисков на участках бурения скважин с минимальным набором информации.

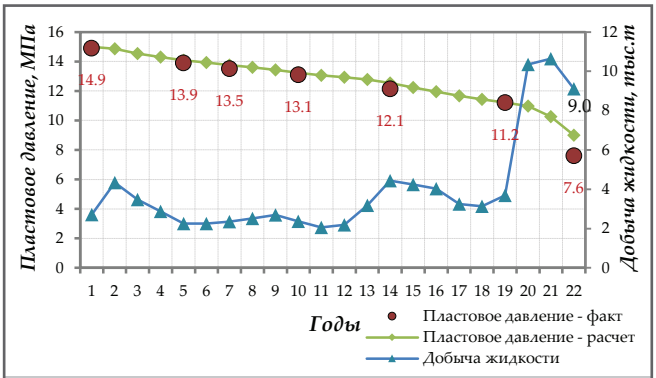

Рис. 3. Результаты адаптации пластового давления методом материального баланса

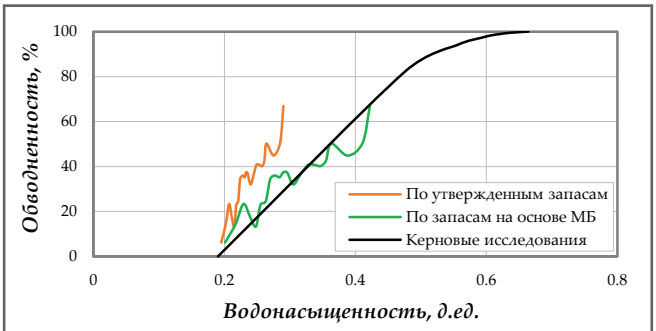

Рис. 4. Сопоставление характеристик вытеснения

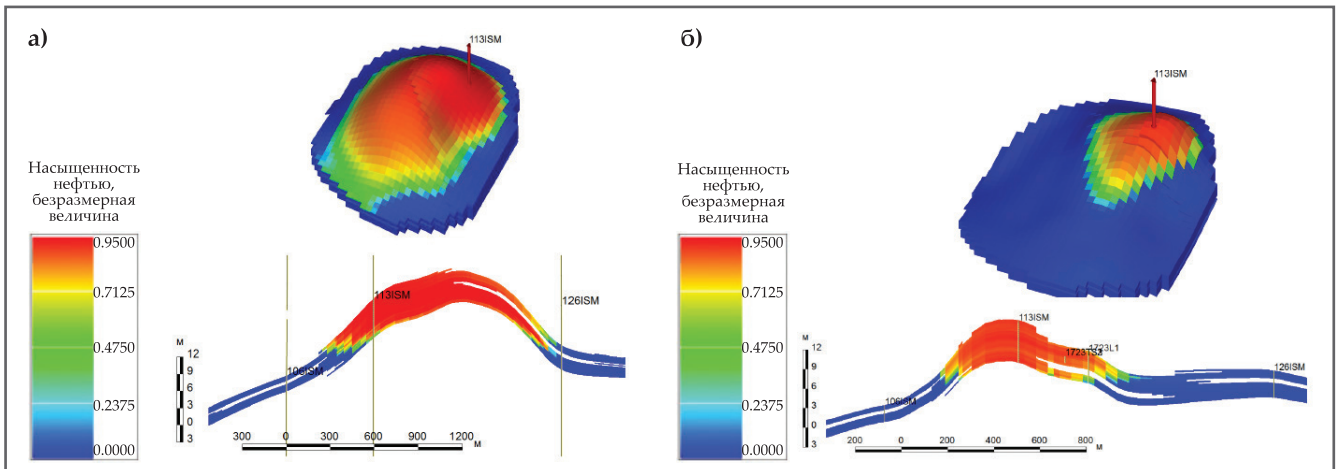

Рис. 5. Сопоставление результатов моделирования:
а) утверждённая модель; б) скорректированная по результатам бурения модель

Литература

1. Муслимов, Р. Х. (2009). Особенности разведки и разработки нефтяных месторождений в условиях рыночной экономики. *Казань: ФЭН*.

2. Иванова, М. М., Дементьев, Л. Ф., Чоловский, И. П. (2014). Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа. *Москва: Альянс*.

3. Конторович, А. Э., Лившиц, В. Р., Бурштейн, Л. М., Курчиков, А. Р. (2021). Оценка начальных и прогнозных (перспективных и прогнозируемых) геологических и извлекаемых ресурсов нефти Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и их структуры. *Геология и геофизика*, 62(5), 711-726.

4. Велиев, Э. Ф., Алиев, А. А., Маммедбейли, Т. Е. (2021). Применение машинного обучения для прогнозирования эффективности внедрения технологий борьбы с конусообразованием. *SOCAR Procceedings*, 1, 104-113.

5. 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.

6. 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.

7. Кулешова, Л. С., Мухаметшин, В. Ш. (2022). Поиск и обоснование применения инновационных методов добычи углеводородов в осложненных условиях. *SOCAR Proceedings*, SI1, 71-79.

8. 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.

9. Мищенко, И. Т., Кондратюк, А. Т. (1996). Особенности разработки нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. *Москва: Недра*.

10. Абызбаев, И. И., Андреев, В. Е. (2005). Прогнозирование эффективности физико-химического воздействия на пласт. *Нефтегазовое дело*, 3, 167-176.

11. Минниханов, Р. Н., Маганов, Н. У., Хисамов, Р. С. (2016). О создании научных полигонов по изучению трудноизвлекаемых запасов нефти в Татарстане. *Нефтяное хозяйство*, 8, 60-63.

12. Велиев, Э. Ф. (2020). Обзор современных методов увеличения нефтеотдачи пласта с применением потокоотклоняющих технологий. *SOCAR Proceedings*, 2, 50-66.

13. 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.

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

15. 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*, SI 2, 182-191.

16. 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.

17. Ибрагимов, Н. Г., Мусабиров, М. Х., Яртиев, А. Ф. (2014). Эффективность комплекса технологий стимуляции скважин в ОАО «Татнефть». *Нефтяное хозяйство*, 7, 44-47.

18. Мандрик, И. Э., Панахов, Г. М., Шахвердиев, А. Х. (2010). Научно-методические и технологические основы оптимизации процесса повышения нефтеотдачи пластов. *Москва: Нефтяное хозяйство*.

19. Хасанов, М. М., Мухамедшин, Р. К., Хатмуллин, И. Ф. (2001). Компьютерные технологии решения многокритериальных задач мониторинга разработки нефтяных месторождений. *Вестник инжинирингового центра ЮКОС*, 2, 26-29.

20. Миловидов, В. Д. (2015). Проактивное управление инновациями: составление карты знаний. *Нефтяное хозяйство*, 8, 16-21.

21. Мухаметшин, В. Ш. (2022). Экспресс-оценка коэффициента извлечения нефти при разработке залежей в карбонатных коллекторах на естественных режимах. *SOCAR Proceedings*, SI1, 27-37.

22. 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.

23. Шахвердиев, А. Х. (2017). Некоторые концептуальные аспекты системной оптимизации разработки нефтяных месторождений. *Нефтяное хозяйство*, 2, 58-63.

24. Hodgin, J. E., Harrell, D. R. (2006, September). The selection, application, and misapplication of reservoir analogs for the estimation of petroleum reserves. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.

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

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

27. Каневская, Р. Д. (1999). Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта. *Москва: Недра-Бизнесцентр*.

28. Алварадо, В., Манрик, Э. (2011). Методы увеличения нефтеотдачи пластов. Планирование и стратегии применения. *Москва: Премиум инжиниринг*.

29. Alvarado, V., Thyne, G., Murrel, G. R. (2008, September). Screening strategy for chemical enhanced oil recovery in Wyoming Basin. SPE-115940-MS. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.

30. Кудряшов, С. И., Белкина, Е. Ю., Хасанов, М. М. и др. (2015). Количественные методы использования аналогов в задачах разведки и разработки месторождений. *Нефтяное хозяйство*, 4, 43-47.

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

32. 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.

33. 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.

34. Хузин, Р. Р., Бахтизин, Р. Н., Андреев, В. Е. и др. (2021). Интенсификация добычи нефти методом гидравлического сжатия пласта. *SOCAR Proceedings*, SI1, 98-108.

35. Миловидов, В. Д. (2015). Управление инновационным процессом: как эффективно использовать информацию. *Нефтяное хозяйство*, 6, 10-16.

36. Токарев, М. А. (1990). Комплексный геолого-промысловый контроль за текущей нефтеотдачей при вытеснении нефти водой. *Москва: Недра*.

37. 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.

38. Мухаметшин, В. В., Кулешова, Л. С. (2022). Повышение эффективности выработки запасов залежей нижнего мела Западной Сибири с использованием методов увеличения нефтеотдачи. *SOCAR Proceedings*, SI1, 9-18.

39. Кудряшов, С. И., Хасанов, М. М., Краснов, В. А. и др. (2007). Шаблоны применения технологий – эффективный способ систематизации знаний. *Нефтяное хозяйство*, 11, 7-9.

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

41. Мухаметшин, В. Ш., Хакимзянов, И. Н. (2021). Особенности группирования низкопродуктивных залежей нефти в карбонатных коллекторах для рационального использования ресурсов в пределах Урало-Поволжья. *Записки Горного института*, 252, 896-907.

42. Мухаметшин, В. В. (2021). Повышение эффективности управления разработкой залежей Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции на основе дифференциации и группирования. *Геология и геофизика*, 62(12), 1672–1685.

43. Ибатуллин, Р. Р. (2011). Технологические процессы разработки нефтяных месторождений. *Москва: ОАО «ВНИИОЭНГ»*.

44. Васильев, Ф. П. (2002). Методы оптимизации. *Москва: Факториал пресс*.

45. Панченко, Т. В. (2007). Генетические алгоритмы. *Астрахань: Издательский дом «Астраханский университет»*.

References

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

2. Ivanova, M. M., Dementyev, L. F., Cholovsky, I. P. (2014). Oil and gas field geology and geological bases of oil and gas field development. *Moscow: Alliance*.

3. Kontorovich, A. E., Livshits, V. R., Burshtein, L. M., Kurchikov, A. R. (2021). Assessment of the initial, promising, and predicted geologic and recoverable oil resources of the West Siberian petroleum province and their structure. *Russian Geology and Geophysics*, 62(5), 576-588.

4. Veliyev, E. F., Aliyev, A. A., Mammadbayli, T. E. (2021). Machine learning application to predict the efficiency of water coning prevention techniques implementation. *SOCAR Procceedings*, 1, 104-113.

5. Grishchenko, V. A., Tsiklis, I. M., Mukhametshin, V. Sh., Yakupov, R. F. (2021). Methodological approaches to increasing the flooding system efficiency at the later stage of reservoir development. *SOCAR Proceedings*, SI2, 161-171.

6. 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.

7. Kuleshova, L. S., Mukhametshin, V. Sh. (2022). Research and justification of innovative techniques employment for hydrocarbons production in difficult conditions. *SOCAR Proceedings*, SI1, 71-79.

8. 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.

9. Mishchenko, I. T., Kondratyuk, A. T. (1996). Features of the development of oil fields with hard-to-recover reserves. *Moscow: Nedra*.

10. Abyzbaev, I. I., Andreev, V. E. (2005). Prognosis of the physical and chemical method to increase flooding efficiency. *Petroleum Engineering*, 3, 167-176.

11. Minnikhanov, R. N., Maganov, N. U., Khisamov, R. S. (2016). On creation of research and testing facilities to promote study of nonconventional oil reserves in Tatarstan. *Oil Industry*, 8, 60-63.

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

13. 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.

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

15. 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.

16. 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.

17. Ibragimov, N. G., Musabirov, M. Kh., Yartiev, A. F. (2014). Effectiveness of well stimulation technologies package developed by Tatneft OAO. *Oil Industry*, 7, 44-47.

18. Mandrick, I. E., Panakhov, G. M., Shakhverdiev, A. Kh. (2010). Scientific-methodological and technological bases for optimizing the process of increasing oil recovery. *Moscow: Oil Industry*.

19. Khasanov, M. M., Mukhamedshin, R. K., Khatmullin, I. F. (2001). Computer technologies for solving multi-criteria tasks of monitoring the development of oil fields. *Bulletin of the YUKOS Engineering center*, 2, 26-29.

20. Milovidov, V. D. (2015). Proactive innovation management: knowledge mapping. *Oil Industry*, 8, 16-21.

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

22. 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.

23. Shakhverdiev, A. Kh. (2017). Some conceptual aspects of systematic optimization of oil field development. *Oil Industry*, 2, 58-63.

24. Hodgin, J. E., Harrell, D. R. (2006, September). The selection, application, and misapplication of reservoir analogs for the estimation of petroleum reserves. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.

25. Mukhametshin, V. Sh. Oil flooding in carbonate reservoirs management. *SOCAR Proceedings*, SI1, 38-44.

26. 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.

27. Kanevskaya, R. D. (1999). Mathematical modeling of oil and gas field development using hydraulic fracturing. *Moscow: Nedra-Business Center*.

28. Alvarado, V., Manrik, E. (2011). Methods of increasing oil recovery. Planning and application strategies. *Moscow: Premium Engineering*.

29. Alvarado, V., Thyne, G., Murrel, G. R. (2008, September). Screening strategy for chemical enhanced oil recovery in Wyoming Basin. SPE-115940-MS. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.

30. Kudryashov, S. I., Belkina, E. Yu., Khasanov, M. M., et al. (2015). Quantitative approach of using of analogs in exploration and field development. *Oil Industry*, 4, 43-47.

31. 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.

32. 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.

33. 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.

34. 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.

35. Milovidov, V. D. (2015). Management of innovations: how to effectively use the information. *Oil Industry*, 6, 10-16.

36. Tokarev, M. A. (1990). Comprehensive geological and field control of the current oil recovery when oil is displaced by water. *Moscow: Nedra*.

37. 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.

38. Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2022). Improving the lower cretaceous deposits development efficiency in Western Siberia employing enhanced oil recovery. *SOCAR Proceedings*, SI1, 9-18.

39. Kudryashov, S. I., Khasanov, M. M., Krasnov, V. A., et al. (2007). Technologies application patterns – an effective way of knowledge systematization. *Oil Industry*, 11, 7-9.

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

41. Mukhametshin, V. Sh., Khakimzyanov, I. N. (2021). Features of grouping low-producing oil deposits in carbonate reservoirs for the rational use of resources within the Ural-Volga region. *Journal of Mining Institute*, 252, 896-907.

42. Mukhametshin, V. V. (2021). Improving the efficiency of managing the development of the West Siberian oil and gas province fields on the basis of differentiation and grouping. *Russian Geology and Geophysics*, 62(12), 1373–1384.

43. Ibatullin, R. R. (2011). Technological processes of oil field development. *Moscow: JSC «VNIIOENG»*.

44. Vasiliev, F. P. (2002). Optimization methods. *Moscow: Factorial Press*.

45. Panchenko, T. V. (2007). Genetic algorithms. *Astrakhan: Publishing House «Astrakhan University»*.

Решение уравнения материального баланса в условиях неопределенности методом генетической оптимизации

В. А. Грищенко[1], М. Н. Харисов[1], Р. У. Рабаев[2], В. Ш. Мухаметшин[1], К. Т. Тынчеров[1]
[1]Институт нефти и газа, Уфимский государственный нефтяной технический университет (филиал в г. Октябрьском), Октябрьский, Россия
[2]Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Реферат

В статье доказано, что решение уравнения материального баланса в условиях ограниченного объема информации о мелких залежах нефти необходимо проводить с использованием метода генетической оптимизации. Использование предложенного алгоритма снижения рисков принятия управляющих решений в бурении и добыче нефти в условиях незначительных по запасам залежей нефти позволяет снизить себестоимость добываемой продукции, что дает возможность увеличить темпы ввода в разработку залежей с трудноизвлекаемыми запасами и степень их выработки.

Ключевые слова: разработка нефтяных месторождений; запасы нефти; бурение скважин; метод материального баланса; генетический алгоритм.

Qeyri-müəyyənlik şəraitində maddi balans tənliyinin genetik optimallaşdırma üsulu ilə həlli

V. A. Qrişenko[1], M. N. Xarisov[1], R. U. Rabayev[2], V. Ş. Muxametşin[1], K. T. Tınçerov[1]
[1]Ufa Dövlət Neft Texniki Universitetinin Neft və Qaz İnstitutu, (Oktyabrski filialı), Oktyabrski, Rusiya
[2]Ufa Dövlət Neft Texniki Universiteti, Ufa, Rusiya

Xülasə

Məqalədə sübut edilmişdir ki, kiçik neft yataqları haqqında məlumatlar məhdud həcmdə olduqda maddi balans tənliyinin həlli genetik optimallaşdırma metodunun istifadəsi ilə aparılmalıdır. Ehtiyatları çox olmayan neft yataqları şəraitində qazma və neft hasilatı ilə bağlı idarəedici qərarların qəbul edilməsi risklərinin azaldılması üçün təklif olunan alqoritmin istifadəsi çıxarılan məhsulun maya dəyərini azaltmağa imkan verir ki, bu da çətinçıxarılabilən ehtiyatları olan yataqların işlənməyə cəlb edilmə sürətini və onların işlənmə dərəcəsini artırmağa imkan verir.

Açar sözlər: neft yataqlarının işlənməsi; neft ehtiyatları; quyu qazması; maddi balans metodu; genetik alqoritm.