ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ НА ПРИМЕРЕ ТУРНЕЙСКОГО ЯРУСА

В.А. Грищенко^{1,2}, Т.В. Позднякова¹, Б.М. Мухамадиев¹, В.В. Мухаметшин^{*2},
Р.Н. Бахтизин², Л.С. Кулешова², Р.Ф. Якупов^{2,3}

¹ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия;

²Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия;

³ООО «Башнефть-Добыча», Уфа, Россия

Improving the Carbonate Reservoirs Development Efficiency on the Example of The Tournaisian Stage Deposits

V.A. Grishchenko^{1,2}, T.V. Pozdnyakova¹, B.M. Mukhamadiyev¹, V.V. Mukhametshin^{*2},
R.N. Bakhtizin², L.S. Kuleshova², R.F. Yakupov²

¹«RN-BashNIPIneft» LLC, Ufa, Russia;

²Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia;

³«Bashneft-Dobycha» LLC, Ufa, Russia

Abstract

The article deals with the issue of carbonate strata of complex geological structure development efficiency improving. Such facilities, as a rule, have deteriorated reservoir properties, parameter anisotropy and are complicated by secondary cavernosity. All of these factors affect the recovery efficiency and are often reflected in development indicators. On the example of Tournaisian stage deposits an example of a methodological approach to the development analysis which takes into consideration various geological factors is presented. As a result, various dependencies were obtained, which when taken into account determine the most promising areas in terms of development efficiency. The issues of the waterflooding system efficiency and the ways of its efficiency increasing are considered separately.

Keywords:

Oil fields development;
Carbonate reservoirs;
Development efficiency;
Waterflooding system.

© 2021 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Сложнопостроенные карбонатные пласты, как правило, обладают множеством факторов, осложняющих условия их разработки [1–6]. Ключевыми параметрами, определяющими успешность освоения залежей в таких условиях являются: проницаемость и эффективная мощность коллектора, расчленённость, прерывистость, наличие вторичной пустотности, анизотропия свойств в различных направлениях и т.д. [7–15]. При этом, ряд параметров являются трудно-измеримыми и определяются по косвенным показателям, в т.ч. с учётом данных эксплуатации скважин [16–24]. Особое внимание к карбонатным объектам объясняется тем, что происходит постепенное истощение более продуктивных терригенных коллекторов [25–33]. Разработка подобных объектов осуществляется, как правило, с проведением комплекса геолого-технических мероприятий [34–38]. Для повышения эффективности выработки запасов из

низкопродуктивных карбонатных залежей необходимо проводить детальный анализ геологического строения и показателей разработки [39–43].

Рассмотрим в качестве примера отложения турнейского яруса на одном из месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Отложения турнейского яруса включают три продуктивных пласта – кизеловский (C1ksl), черепетский (C1crp) и упино-малевский (C1ml-up). Нефтеносность подтверждена в отложениях кизеловского пласта, остальные являются водонасыщенными. Схематичный геологический профиль представлен на рисунке 1.

Рис.1. Схематичный геологический профиль турнейского яруса

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

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP2021SI200603>

Объект имеет сложное геологическое строение, основные геолого-физические характеристики пласта C1ksl представлены в таблице.

Таблица Геолого-физические характеристики пласта C1ksl	
Показатель	Значение
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	6.3
Пористость, д.ед.	0.10
Нефтенасыщенность, д.ед.	0.76
Проницаемость, мкм ²	0.008
Песчанистость, д.ед.	0.6
Расчлененность	2.5

По показателям таблицы пласт C1ksl низкопроницаемый, неоднородный, насыщен нефтью повышенной вязкости. Продуктивные пласты совпадают в структурном плане. Отложения характеризуются наличием вторичной пустотности. На рисунке 2 представлены фотографии керна с характерными признаками трещин и каверн.

Особенности геологического строения оказывает влияние на показатели разработки объекта. Одной из отличительных черт работы скважин, является наличие воды в продукции скважин

с момента запуска в эксплуатацию. Средняя запускная обводненность составляет 35%, при том, что сам пласт C1ksl имеет обширную чисто-нефтяную зону. На стартовую обводненность и её дальнейшую динамику оказывают влияние несколько факторов.

Появление воды в продукции при вводе в эксплуатацию в основном объясняется наличием гидродинамической связи между пластами турнейского яруса. По данным промыслово-геофизических исследований отмечаются множественные внутрипластовые перетоки из водонасыщенного пласта C1crp в нефтенасыщенный C1ksl, полученные практически по всей площади объекта. Пласты отделены друг от друга глинистой перемычкой толщиной от 0.5 до 4.0 м. При этом, за счёт наличия трещиноватости, отмеченной по данным керна, перемычка при наличии перепада давления становится проницаемой. Дополнительной

нагрузкой на перемычку является техногенное воздействие при бурении. На рисунке 3 представлена карта толщины глинистой перемычки, полученной по данным ГИС.

На карте выделены несколько участков, на которых отмечаются различные мощности пере-мычки. Для анализа влияния толщины перемычки на обводненность на рисунке 4 представлен гра-

фик средней запускной обводненности по участку в зависимости от мощности перемычки.

Согласно рисунку 4, мощность перемычки напрямую влияет на среднюю запускную обводненность продукции, что в дальнейшем будет характеризовать эффективность выработки запасов.

Одним из ключевых показателей, влияющих на динамику обводнения в процессе разработки, является абсолютная глубина залегания коллектора – чем ниже структурная отметка, тем ниже начальная нефтенасыщенность и, соответственно, меньше запасов на участке. На рисунке 5 представлено влияние структурного фактора на накопленный водонефтяной фактор, полученный по данным эксплуатации скважин.

Согласно рисунку 5, структурный фактор оказывает прямое влияние на обводненность в процессе эксплуатации объекта.

Для выделения наиболее перспективных участков с точки зрения эффективности выработки запасов, выполнено картирование с учётом трёх факторов: толщины глинистой перемычки, структурного фактора и продуктивности в виде параметра проводимости – произведения проницаемости на эффективную мощность коллектора. Для их учёта выполнена нормировка на максимальные значения по следующим формулам:

$$K_i^{pot} = K_{i-n}^{pere} \cdot K_{i-n}^{str} \cdot K_{i-n}^{KH} \quad (1)$$

где K_i^{pot} – коэффициент потенциальной эффективности участка, д.ед.; K_{i-n}^{pere} – нормированный коэффициент мощности глинистой перемычки, д.ед.; K_{i-n}^{str} – нормированный коэффициент структурной отметки кровли коллектора перемычки, д.ед.; K_{i-n}^{KH} – нормированный коэффициент проводимости, д.ед.

Нормированные коэффициенты в свою очередь вычисляются по следующим формулам:

$$K_{i-n}^{pere} = K_i^{pere} / K_{max}^{pere} \quad (2)$$

$$K_{i-n}^{str} = (1000 - K_i^{str}) / (1000 - K_{max}^{str}) \quad (3)$$

$$K_{i-n}^{kh} = K_i^{kh} / K_{max}^{kh} \quad (4)$$

где K_i^{pere} – толщина глинистой перемычки в рассматриваемой точке, м; K_{max}^{pere} – максимальная толщина глинистой перемычки на залежи, м; K_i^{kh} – значение абсолютной отметки в рассматриваемой точке, м; K_{max}^{kh} – значение проводимости коллектора в рассматриваемой точке, мкм²·м; K_i^{kh} – максимальное значение проводимости коллектора в на залежи, мкм²·м.

При расчёте структурного фактора значение «1000» – это условная поверхность выравнивания, к которой приводятся все значения структурных отметок залежи. В результате расчётов коэффициентов потенциальной эффективности по формуле (1) построена карта, отображённая на рисунке 6. На полученной карте наибольшие значения характеризуют потенциальную высокую эффективности разработки – низкую стартовую обводнённость и накопленный ВНФ, а также высокую продуктивность. Эти участки являются первоочередными для планирования мероприятий, в т.ч. эксплуатационного бурения.

С целью оценки всего потенциала по выработ-

ке запасов для возможности дальнейшей оценки экономической рентабельности, необходимо оценить влияние плотности сетки скважин на конечный коэффициент нефтеизвлечения. Объект разделен на несколько участков, различающихся сформированностью системы разработки. Карта накопленных отборов с разделением на участки представлена на рисунке 7.

На разбуренной части сформирована треугольная сетка с расстоянием между скважинами 400 м. Система поддержания пластового давления (ППД) – очагово-избирательная. Выделенные

участки различаются плотностью сформированной системы, для оценки достижения коэффициента извлечения нефти (КИН) выполнен прогноз на гидродинамической модели объекта. Результаты прогноза представлены на рисунке 8.

Согласно полученной зависимости, величина КИН экспоненциально зависит от плотности сетки скважин, что несколько отличается от зависимостей, представленных в [44]. Зависимость выглядит следующим образом:

$$\text{КИН} = 0.3416 \cdot e^{-0.025 \cdot \text{ПСС}} \quad (5)$$

Полученное уравнение (5) можно использовать для оценки КИН на неразбуренных участках, а также для других месторождений со схожими геологическими условиями. Особенности геологии также оказывают влияние и на эффективность работы системы поддержания пластового давления. Наличие гидродинамической связи между пластами C1ksl и C1cpr негативно сказывается на заводнении, поскольку часть закачиваемой воды уходит в нецелевой водонасыщенный пласт C1cpr. Фильтрация закачиваемой воды по трещинам подтверждается результатами промыслово-геофизических исследований в виде внутрипластовых перетоков между пластами, гидродинамическими исследованиями, показывающими наличие линейного течения к трещине, а также аналитическими методами – графиками Холла [45] и методом материального баланса [46]. Пример анализа работы нагнетательной скважины по графику Холла представлен на рисунке 9.

По графику 9 видно, что при ограничении закачки снижением забойного давления произошло изменение угла наклона кривой, т.е. изменился режим течения, что характерно для

работы в режиме трещиноватости. Согласно расчётам методом материального баланса, доля ухода закачиваемой воды в нецелевые интервалы составляет 60-70 %. При этом, по анализу динамики работы скважин отмечается положительное влияние закачки. На рисунке 10 представлена статистика изменения показателей работы добывающих скважин после организации очага нагнетания. Согласно статистике на рисунке 10, в 52% участков получен эффект в виде роста дебитов нефти в первый год организации ППД. По основной части оставшихся очагов изменения незначительны, эффект проявляется в виде стабилизации показателей. Таким образом, закачка в целом является эффективной, однако для поддержания её эффективности необходимо поддерживать высокую текущую компенсацию – для данного объекта на уровне 200%, поскольку часть закачки уходит в нижележащий водонасыщенный пласт. Для повышения эффективности закачки необходимо снизить давление, оказываемое на перемышку, с целью снижению величины перетоков. В связи с этим, для рассмотренного объекта была составлена стратегия повышения КПД закачки, предусматривающая снижение давления закачки и средней приёмистости в нагнетательных скважинах. При этом предусматривается увеличение охвата заводнением по площади за счёт организации дополнительных очагов закачки, т.е. переход на более жёсткую систему ППД с точки зрения соотношения добывающих и нагнетательных скважин – текущее соотношение составляет 5/1, а целевое – 3/1. Также предусматривается проведение работ по закачке блокирующих составов с целью снижения утечек вниз и перераспределения закачки по площади.

Выводы

1. Особенностью геологического строения рассмотренных отложений турнейского яруса является наличие трещиноватости, обеспечивающей гидродинамическую связь между нефте- и водонасыщенными пластами.
2. В работе показано влияние мощности глинистой перемычки между пластами, определённой по ГИС, на стартовую обводнённость продукции.
3. Отмечено влияние структурного фактора на эффективность разработки в виде накопленного водо-нефтяного фактора.
4. Для определения наиболее перспективных участков для планирования первоочередных мероприятий по интенсификации выработки запасов объекта построены карты, учитывающие мощность перемычки, структурный фактор и потенциальную продуктивность участка.
5. Выявлена зависимость величины КИН от плотности сетки скважин. Полученное уравнение можно использовать для оценки КИН на неразбуренных участках, а также для других месторождений со схожими геологическими условиями.
6. На эффективность закачки объекта также оказывает влияние вторичная пустотность, обуславливающая наличие внутрипластовых перетоков, подтверждённых данными различных исследований и аналитических методов оценки.
7. С учётом проведённого анализа с целью повышения эффективности заводнения составлена стратегия, предусматривающая снижение давления, оказываемого на перемычку для сокращения утечек закачиваемой воды. При этом предусматривается организация дополнительных очагов заводнения с формированием более жёсткой системы разработки с точки зрения соотношения добывающих и нагнетательных скважин.

Литература

1. Сучков, Б. М. (2005). Добыча нефти из карбонатных коллекторов. Москва: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика».
2. Муслимов, Р. Х. (2016). Новая стратегия освоения нефтяных месторождений в современной России – оптимизация добычи и максимизация КИН. *Нефть. Газ. Новации*, 4, 8-17.
3. Ибрагимов, Н. Г., Исмагилов, Ф. З., Мусабилов, М. Х., Абусалимов, Э. М. (2014). Результаты опытно-промышленных работ в области обработки призабойной зоны и стимуляции скважин в ОАО «Татнефть». *Нефтяное хозяйство*, 7, 40-43.
4. 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.
5. Мухаметшин, В. В. (2017). Устранение неопределенностей при решении задач воздействия на призабойную зону скважин. *Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов*, 328, 7, 40-50.
6. Викторин, В. Д., Лыков, Н. А. (1980). Разработка нефтяных месторождений, приуроченных к карбонатным коллекторам. Москва: Недра.
7. 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*.
8. Зейгман, Ю. В., Мухаметшин, В. Ш., Хафизов, А. Р., Харина, С. Б. (2016). Перспективы применения многофункциональных жидкостей глушения скважин в карбонатных пластах. *SOCAR Proceedings*, 3, 33-39.
9. Mardashov, D. V., Rogachev, M. K., Zeigman, Yu. V., Mukhametshin, V. V. (2021). Well killing technology before workover operation in complicated conditions. *Energies*, 14(3), 654, 1-15.
10. Byrnes, A. P., Bhattacharya, S. (2006, April). Influence of initial and residual oil saturation and relative permeability on recovery from transition zone reservoirs in shallow-shelf carbonates. SPW-99736-MS. In: *SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery. Society of Petroleum Engineers*.
11. Зейгман, Ю. В., Сергеев, В. В. (2015). Опытно-промышленное внедрение комплексной технологии интенсификации добычи нефти из карбонатных коллекторов. *Нефтепромысловое дело*, 8, 32-37.
12. Хайрединов, Н. Ш., Попов, А. М., Мухаметшин, В. Ш. (1992). Повышение эффективности заводнения низкопродуктивных залежей нефти в карбонатных коллекторах. *Нефтяное хозяйство*, 9, 18-20.
13. 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.
14. Муслимов, Р. Х. (2014). Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее (оптимизация добычи, максимизация КИН). Казань: ФЭН.
15. Webb, K. J., Black, C. J. J., Tjetland, G. (2005, November). A laboratory study investigating methods for improving oil recovery in carbonates. IPTC-10506-MS. In: *International Petroleum Technology Conference. Society of Petroleum Engineers*.
16. 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.
17. 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.
18. Аббасов, А. А., Аббасов, Э. М., Исмаилов, Ш. З., Сулейманов, А. А. (2021). Оценка эффективности процесса заводнения нефтяных пластов на основе емкостно-резистивной модели с нелинейным коэффициентом продуктивности. *SOCAR Proceedings*, 3, 45-53.
19. 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.
20. Ахметов, Р. Т., Маляренко, А. М., Кулешова, Л. С. и др. (2021). Количественная оценка гидравлической извилистости коллекторов нефти и газа Западной Сибири на основе капилляриметрических исследований. *SOCAR Proceedings*, 2, 77-84.
21. Мухаметшин, В. В., Кулешова, Л. С. (2019). Обоснование систем заводнения низкопродуктивных залежей нефти в условиях ограниченного объема информации. *SOCAR Proceedings*, 2, 16-22.
22. Орлова, И. О., Захарченко, Е. И., Скиба, Н. К., Захарченко, Ю. И. (2014). Методический подход к классификации месторождений и поиску месторождений-аналогов. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 12, 16-18.
23. Велиев, Э. Ф. (2020). О механизмах удерживания полимера пористой средой. *SOCAR Proceedings*, 3, 126-134.
24. Мухаметшин, В. Ш., Зейгман, Ю. В., Андреев, А. В. (2017). Экспресс-оценка потенциала добычных возможностей залежей для определения эффективности применения нанотехнологий и

необходимости стимулирования ввода их в разработку. *Нанотехнологии в строительстве*, 9(3), 20–34.

25. Мухаметшин, В. В. (2018). Обоснование трендов повышения степени выработки запасов нефти нижнемеловых отложений Западной Сибири на основе идентификации объектов. *Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов*, 329(5), 117–124.

26. 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.

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

28. Хатмуллин, И. Ф., Хатмуллина, Е. И., Хамитов, А. Т. и др. (2015). Идентификация слабо вырабатанных зон на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами. *Нефтяное хозяйство*, 1, 74-79.

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

30. 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.

31. 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.

32. Муслимов, Р. Х. (2008). Методы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии. *Нефтяное хозяйство*, 3, 30-35.

33. Галкин, В. И., Козлова, И. А. (2016). Разработка вероятностно-статистических регионально-зональных моделей прогноза нефтегазоносности по данным геохимических исследований верхнедевонских карбонатных отложений. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 6, 40-45.

34. Якупов, Р. Ф., Мухаметшин, В. Ш. (2013). Вопросы эффективности разработки низкопродуктивных карбонатных коллекторов на примере турнейского яруса Туймазинского месторождения. *Нефтяное хозяйство*, 12, 106–110.

35. 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.

36. Грищенко, В. А., Баширов, И. Р., Мухаметшин, М. Р., Бильданов, В. Ф. (2018). Особенности применения проппантно-кислотного гидроразрыва пласта на нефтяных месторождениях Республики Башкортостан. *Нефтяное хозяйство*, 12, 120-122.

37. Гасумов, Э. Р., Гасумов, Р. А. (2020). Управление инновационными рисками при выполнении геолого-технических (технологических) мероприятий на нефтегазовых месторождениях. *SOCAR Proceedings*, 2, 8-16.

38. Андреев, А. В., Мухаметшин, В. Ш., Котенёв, Ю. А. (2016). Прогнозирование продуктивности залежей в карбонатных коллекторах с трудноизвлекаемыми запасами. *SOCAR Proceedings*, 3, 40–45.

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

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

41. 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.

42. 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.

43. Валиев, Э. Ф. (2021). Полимерно-дисперсная система для изменения фильтрационных потоков в пласте. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*, 1(78), 61–72.

44. Мухаметшин, В. Ш. (1989). Зависимость нефтеизвлечения от плотности сетки скважин при разработке низкопродуктивных карбонатных залежей. *Нефтяное хозяйство*, 12, 26–29.

45. Уолкотт, Д. (2001). Разработка и управление месторождениями при заводнении. Москва: Шлюмберже.

46. Абилов, Д. Г., Камартинов, М. Р. (2013). Метод материального баланса как первичный инструмент оценки показателей разработки участка месторождения при заводнении. *Известия ТПУ*, 322(1), 91-96.

References

1. Suchkov, B. M. (2005). Oil extraction from carbonate reservoirs. Moscow: «Regular and Chaotic Dynamics» SIC.
2. Muslimov, R. Kh. (2016). A new strategy for the development of oil fields in modern Russia is to optimize production and maximize KIN. *Oil.Gas.Novation's*, 4, 8-17.
3. Ibragimov, N. G., Ismagilov, F. Z., Musabirov, M. Kh., Abusalimov, E. M. (2014). Analysis of well stimulation pilot projects in Tatneft OAO. *Oil Industry*, 7, 40-43.
4. 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, 1, 88-97.
5. Mukhametshin, V. V. (2017). Eliminating uncertainties in solving bottom hole zone stimulation tasks. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 328(7), 40–50.
6. Victorin, V. D., Lykov, N. A. (1980). Development of oil fields confined to carbonate reservoirs. Moscow: Nedra.
7. Alvarado, V., Thyne, G., Murrell, 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*.
8. Zeigman, Yu. V., Mukhametshin, V. Sh., Khafizov, A. R., Kharina, S. B. (2016). Prospects of application of multi-functional well killing fluids in carbonate reservoirs. *SOCAR Proceedings*, 3, 33–39.
9. Mardashov, D. V., Rogachev, M. K., Zeigman, Yu. V., Mukhametshin, V. V. (2021). Well killing technology before workover operation in complicated conditions. *Energies*, 14(3), 654, 1-15.
10. Byrnes, A. P., Bhattacharya, S. (2006, April). Influence of initial and residual oil saturation and relative permeability on recovery from transition zone reservoirs in shallow-shelf carbonates. SPW-99736-MS. In: SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery. *Society of Petroleum Engineers*.
11. Zeigman, Yu. V., Sergeev, V. V. (2015). Pilot introduction of the complex intensification technology of oil production from carbonate reservoirs. *Oilfield Engineering*, 8, 32-37.
12. Khayredinov, N. Sh., Popov, A. M., Mukhametshin, V. Sh. (1992). Increasing the flooding efficiency of poorproducing oil deposits in carbonate collectors. *Oil industry*, 9, 18–20.
13. 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.
14. Muslimov, R. Kh. (2014). Oil recovery: past, present, future (production optimization, maximization of oil recovery). Kazan: FEN.
15. Webb, K. J., Black, C. J. J., Tjetland, G. (2005, November). A laboratory study investigating methods for improving oil recovery in carbonates. IPTC-10506-MS. In: International Petroleum Technology Conference. *Society of Petroleum Engineers*.
16. 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.
17. 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.
18. Abbasov, A. A., Abbasov, E. M., Ismayilov, Sh. Z., Suleymanov, A. A. (2021). Waterflooding efficiency estimation using capacitance-resistance model with non-linear productivity index. *SOCAR Proceedings*, 3, 45-53.
19. 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.
20. Akhmetov, R. T., Malyarenko, A. M., Kuleshova, L. S., et al. (2021). Quantitative assessment of hydraulic tortuosity of oil and gas reservoirs in Western Siberia based on capillarimetric studies. *SOCAR Proceedings*, 2, 77-84.
21. 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.
22. Orlova, I. O., Zakharchenko, E. I., Skiba, N. K., Zakharchenko, Yu. I. (2014). Methodical approach to fields classification and fields-analogues prospecting. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 12, 16-18.
23. Veliyev, E. F. (2020). Mechanisms of polymer retention in porous media. *SOCAR Proceedings*, 3, 126-134.
24. Mukhametshin, V. Sh., Zeigman, Yu. V., Andreev, A. V. (2017). Rapid assessment of deposit production capacity for determination of nanotechnologies application efficiency and necessity to stimulate their development. *Nanotechnologies in Construction*, 9(3), 20–34.
25. Mukhametshin, V. V. (2018). Rationale for trends in increasing oil reserves depletion in Western Siberia cretaceous deposits based on targets identification. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 329(5), 117–124.
26. Khakimzyanov, I. N., Mukhametshin, V. Sh., Bakhtizin, R. N., et al. (2021). Justification of

necessity to consider well interference in the process of well pattern widening in the Bavlinskoye oil field pashiyen formation. *SOCAR Proceedings*, SI1, 77-87.

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

28. Khatmullin, I. F., Khatmullina, E. I., Khamitov, A. T., et al. (2015). Identification of zones with poor displacement in fields with hard-to-recover reserves. *Oil Industry*, 1, 74-79.

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

30. 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.

31. 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.

32. Muslimov, R. Kh. (2008). Methods of increasing an oil fields development efficiency at a late stage. *Oil Industry*, 3, 30-35.

33. Galkin, V. I., Kozlova, I. A. (2016). Development of probabilistic-statistical regional-zoning models of oil and gas potential prediction based on the data of geochemical studies of the upper devonian carbonate deposits. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 6, 40-45.

34. Yakupov, R. F., Mukhametshin, V. Sh. (2013). Problem of efficiency of low-productivity carbonate reservoir development on example of Turnaisian stage of Tuymazinskoye field. *Oil Industry*, 12, 106-110.

35. 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.

36. Grishchenko, V. A., Bashirov, I. R., Mukhametshin, M. R., Bildanov, V. F. (2018). Features of application of proppant-acid fracturing technology o in the fields of the Republic of Bashkortostan. *Oil Industry*, 12, 120-122.

37. Gasumov, E. R., Gasumov, R. A. (2020). Innovative risk management for geological and technical (technological) measures at oil and gas fields. *SOCAR Proceedings*, 2, 8-16.

38. 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.

39. 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.

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

41. 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.

42. 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.

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

44. Mukhametshin, V. Sh. (1989). Dependence of crude-oil recovery on the well spacing density during development of low-producing carbonate deposits. *Oil Industry*, 12, 26-29.

45. Walcott, D. (2001). Development and management of deposits in water flooding. Moscow: Schlumberger.

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

Повышение эффективности разработки залежей нефти в карбонатных коллекторах на примере Турнейского яруса

*В.А. Грищенко^{1,2}, Т.В. Позднякова¹, Б.М. Мухамадиев¹,
В.В. Мухаметшин², Р.Н. Бахтизин², Л.С. Кулешова², Р.Ф. Якупов^{2,3}*

¹ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия;

²Уфимский государственный нефтяной
технический университет, Уфа, Россия;

³ООО «Башнефть-Добыча», Уфа, Россия

Реферат

В статье рассмотрен вопрос, касающийся повышения эффективности разработки карбонатных пластов, обладающих сложным геологическим строением. Подобные объекты, как правило, обладают ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами, анизотропией параметров и осложнены вторичной пустотностью. Все указанные факторы оказывают влияние на эффективность выработки запасов и, зачастую, находят своё отражение в показателях разработки. На примере отложений турнейского яруса представлен пример методического подхода к анализу разработки с учётом различным геологических факторов. В результате получены различные зависимости, с учётом которых определены наиболее перспективные участки с точки зрения эффективности разработки. Отдельно рассмотрен вопрос эффективности системы заводнения и пути повышения её КПД.

Ключевые слова: разработка нефтяных месторождений; карбонатные коллектора; эффективность разработки; система заводнения.

Torne mərtəbəsi təmsalında karbonatlı layların neft yataqlarının işlənmə effektivliyinin artırılması

*V.A. Qrişenko^{1,2}, T.V. Pozdnyakova¹, B.M. Muxamadiyev¹,
V.V. Muxametşin², R.N. Baxtizin², L.S. Kuleşova², R.F. Yakupov^{2,3}*

¹ООО «РН-БаşНИПИнефть» MMC, Ufa, Rusiya;

²Ufa Dövlət Neft Texniki Universiteti, Ufa, Rusiya;

³«Başneft-Dobıça» MMC, Ufa, Rusiya

Xülasə

Məqalədə mürəkkəb geoloji quruluşa malik karbonatlı layların işlənmə effektivliyinin yüksəldilməsi məsələsinə baxılmışdır. Bu cür obyektlər, bir qayda olaraq, pis süzülmə-tutum xassələrinə, parametrlərin anizotropiyasına malik olurlar və ikinci dərəcəli boşluqlarla mürəkkəbləşmiş olurlar. Bütün bu amillər ehtiyatların çıxarılma effektivliyinə təsir göstərir və işlənmə göstəricilərində öz əksini tapır. Turne mərtəbəsi çöküntülərinin təmsalında müxtəlif geoloji amillərin nəzərə alınması ilə işlənmənin təhlilinə metodiki yanaşma nümunəsi təqdim olunmuşdur. Nəticədə müxtəlif asılılıqlar alınmışdır və onların nəzərə alınması ilə işlənmə effektivliyi nöqtəyi-nəzərindən perspektivli sahələr müəyyən edilmişdir. Ayrıca olaraq suvurma sisteminin effektivliyi məsələsinə və onun FİƏ-nin artırılması yollarına baxılmışdır.

Açar sözlər: : neft yataqlarının işlənməsi; karbonatlı kollektorlar; işlənmənin effektivliyi; suvurma sistemi.