

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2025.1.136-150>

EDN MTSWWA

УДК 622.276.1/4:55

Геолого-промысловое обоснование мероприятий по повышению и регулированию выработки остаточных запасов нефти

^{1,2}Махмутов А.А., ¹Рабаев Р.У., ¹Маляренко А.М., ³Фокин М.А.

¹Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

²Академия наук Республики Башкортостан, Уфа, Россия

³ООО «ТЭЙКС», Москва, Россия

Field-Geological reasoning to increase and regulate the production of residual oil reserves

^{1,2}A.A. Makhmutov, ¹R.U. Rabaev, ¹A.M. Malyarenko, ³M.A. Fokin

¹Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia

²Academy of sciences of the Republic of Bashkortostan, Ufa, Russia

³LLC «Teics», Moscow, Russia

E-mail: makhmutov_aa@mail.ru

Аннотация. В данной статье подробно приведены результаты геолого-промыслового обоснования мероприятий по повышению и регулированию выработки остаточных запасов нефти на примере одного из месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Показано, что исследуемый объект находится в длительной разработке и характеризуется снижением эффективности системы поддержания пластового давления. Отмечено, что одним из способов повышения эффективности текущей системы разработки и полноты выработки остаточных запасов, не требующих больших капитальных затрат, является технология нестационарного (циклического) заводнения. Подробно рассмотрен ряд геологических и технологических факторов для выбора перспективного участка залежи под проведения нестационарного заводнения. Для этого построены карты послонной неоднородности пластов по фильтрационно-емкостным свойствам, текущего пластового давления, остаточных извлекаемых и подвижных запасов нефти, недренируемых запасов текущей системой разработки. Анализ данных карт позволил выбрать участок залежи, который характеризуется значительной

плотностью недренируемых запасов, высокой послойной неоднородностью, удовлетворительным энергетическим состоянием и т.д. Далее с целью оценки влияния нагнетательных скважин на добывающие в пределах рассматриваемой залежи рассчитаны коэффициенты взаимодействия скважин. Показано, что выбранный участок залежи характеризуется самым низким значением коэффициента взаимодействия и, соответственно, требует регулировки системы заводнения в первую очередь. Рассмотрены различные варианты проведения нестационарного заводнения. Рассматриваемый участок залежи при нестационарном заводнении предложено разрабатывать по схеме попеременного переключения нагнетательных скважин, заключающиеся в различные геометрические фигуры. При этом один цикл составляет 28 календарных дней, а полуцикл, разделенный режимами работы, соответственно 14 дней. Проведена оценка технологической эффективности рекомендуемых мероприятий. Отмечено, что регулирование режимов работы эксплуатационных скважин позволит получить дополнительную добычу нефти и вовлечь в разработку недренируемые запасы за счет перераспределения фильтрационных потоков по площади и по толщине пласта.

Ключевые слова: нестационарное заводнение, пластовое давление, остаточные запасы нефти, нагнетательная скважина, коллектор, закачка, технологические параметры, эффективность

Для цитирования: Махмутов А.А., Рабаев Р.У., Маляренко А.М., Фокин М.А. Геолого-промысловое обоснование мероприятий по повышению и регулированию выработки остаточных запасов нефти // Нефтяная провинция.-2025.-№1(41).-С. 136-150- DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2025.1.136-150>. - EDN MTSWWA

Abstract. This article presents the results of a detailed geological and economic analysis of measures to increase and optimize the extraction of residual oil reserves, using one of the oil and gas fields in the Volga-Ural region as an example. The study shows that the field under investigation is undergoing long-term development, and its reservoir pressure maintenance system is becoming less efficient. One of the ways to improve the current development strategy and maximize the extraction of remaining reserves without significant capital investment is through the use of non-steady (cyclic) waterflooding technology. The article discusses a number of geological and technical factors that need to be considered when selecting a promising site for implementing this technology. For this purpose, maps have been constructed that show the layer-by-layer heterogeneity of the formations in terms of their filtration and reservoir properties. These maps also include information about the current reservoir pressure, the residual recoverable and mobile oil reserves, as well as the undrained reserves that can be accessed by the current development system. Analysis of these maps has allowed us to select a reservoir site that has a significant density of undrained reserves and a high degree of layer-by-layer heterogeneity. Additionally, the energy condition of the reservoir is satisfactory. In order to assess the impact of injection wells on the producing wells within the selected reservoir, we have calculated well interaction coefficients. These coefficients indicate that the area we have chosen is characterized by the lowest level of interaction, which means that it re-

quires adjustments to the flooding system. Various options for non-stationary flooding have been considered in order to optimize the process and maximize oil production from the selected area. It is proposed to develop the considered section of the reservoir during non-stationary flooding using a scheme of alternating injection well switching, which consists of various geometric shapes. One cycle lasts 28 calendar days, while a half-cycle, separated by operating modes, lasts 14 days. An assessment of the technological efficiency of the recommended measures has been conducted. It has been noted that regulating the operating modes of production wells will allow for additional oil production and the involvement of undeveloped reserves by redistributing filtration flows across the area and thickness of the reservoir.

Key words: *unsteady flooding, reservoir pressure, residual oil reserves, injection well, reservoir, injection, technological parameters, efficiency*

For citation: A.A. Makhmutov, R.U. Rabaev, A.M. Malyarenko, M.A. Fokin Geologo-promyslovoye obosnovaniye meropriyatiy po povysheniyu i regulirovaniyu vyrabotki ostatoch-nykh zapasov nefti [Field-Geological reasoning to increase and regulate the production of residual oil reserves]. Neftyanaya Provintsiya, No. 1(41), 2025. pp. 136-150. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2025.1.136-150>. EDN MTSWWA (in Russian)

Введение. Повышение и регулирование выработки остаточных запасов нефти является актуальной и востребованной задачей для современной нефтяной отрасли, особенно для нефтяных месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (ВУНГСП). Это объясняется тем, что данные месторождения находятся в эксплуатации достаточно длительное время и характеризуются увеличением доли остаточных запасов категории трудноизвлекаемых [1, 2, 3]. Как показывает практика, одним из эффективных способов повышения полноты выработки остаточных запасов, не требующих больших капитальных затрат, является технология нестационарного (циклического) заводнения [4, 5, 6, 7, 8, 9, 10].

Результаты исследования. В данной статье рассматривается опыт геолого-промыслового обоснования нестационарного заводнения на одном из нефтяных месторождений ВУНГСП. Основным объектом разработки в пределах выбранного месторождения является пласт турнейского яруса, который разрабатывается с 1950 г., а с поддержанием пластового давления (ППД) с 1965 г. В результате ретроспективного анализа и оценки эф-

эффективности ППД на данном объекте выявлены следующие основные моменты (Рис. 1-3):

- система ППД является избирательно-очаговой и сформирована не полностью;
- компенсация за последние 5 лет составляет 150-200 %;
- большинство добывающих скважин работают на упругом водонапорном режиме;
- ввиду недостаточности нагнетательного фонда скважин наблюдается снижение эффективности системы ППД;
- несмотря на значительную величину компенсации наблюдается снижение пластового давления, следовательно, закачка неэффективна.

Таким образом, одним из способов повышения эффективности текущей системы разработки является оптимизация системы ППД путем подбора оптимальных режимов работы эксплуатационных скважин.

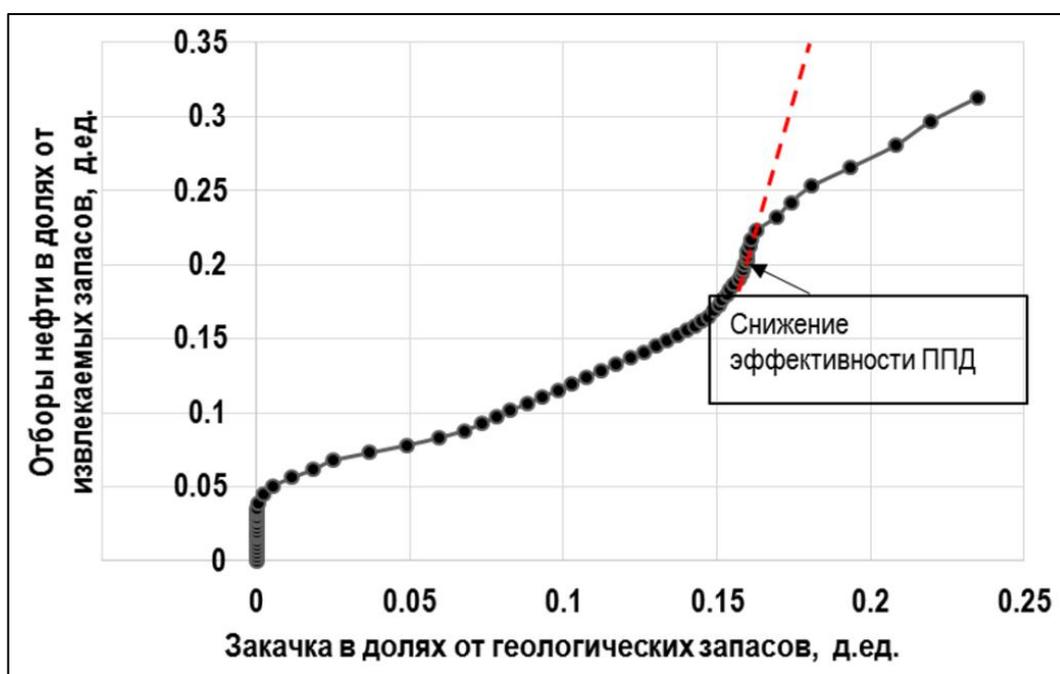


Рис. 1. Оценка эффективности заводнения

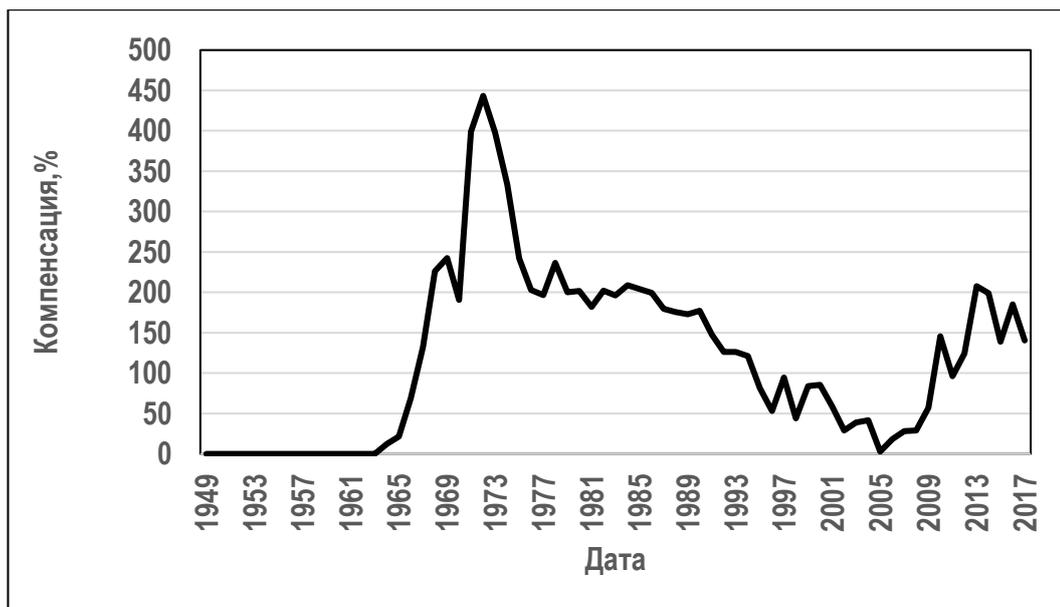


Рис. 2. Динамика компенсации

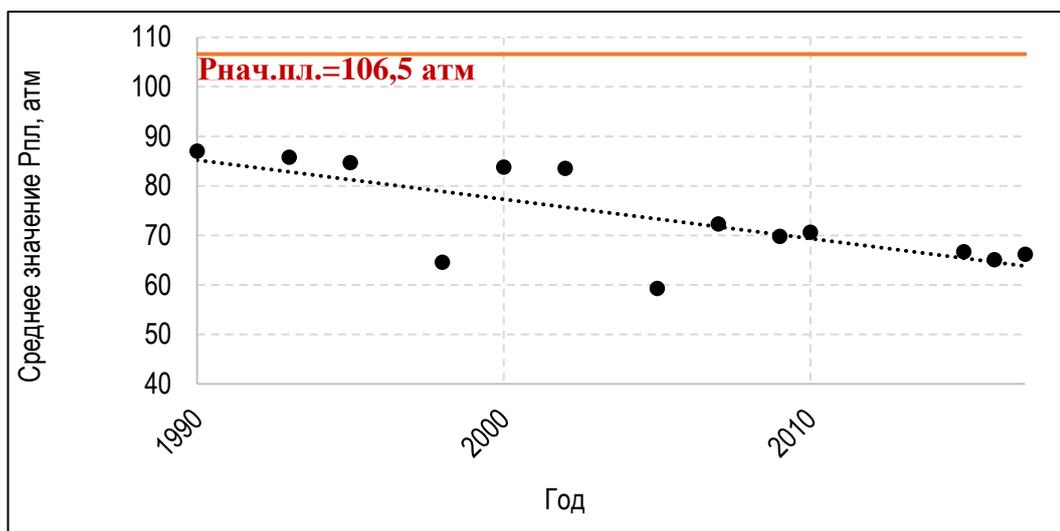


Рис. 3. Динамика пластового давления

Для этого по объекту исследования построены графики зависимостей забойного и пластового давлений (Рис. 4) по состоянию на дату изучения. На данном графике выделено 9 условных областей, которые позволяют охарактеризовать процесс разработки и далее рекомендовать внесение корректировок на режим работы скважин с целью регулирования процесса нефтеизвлечения и снижения негативных последствий.

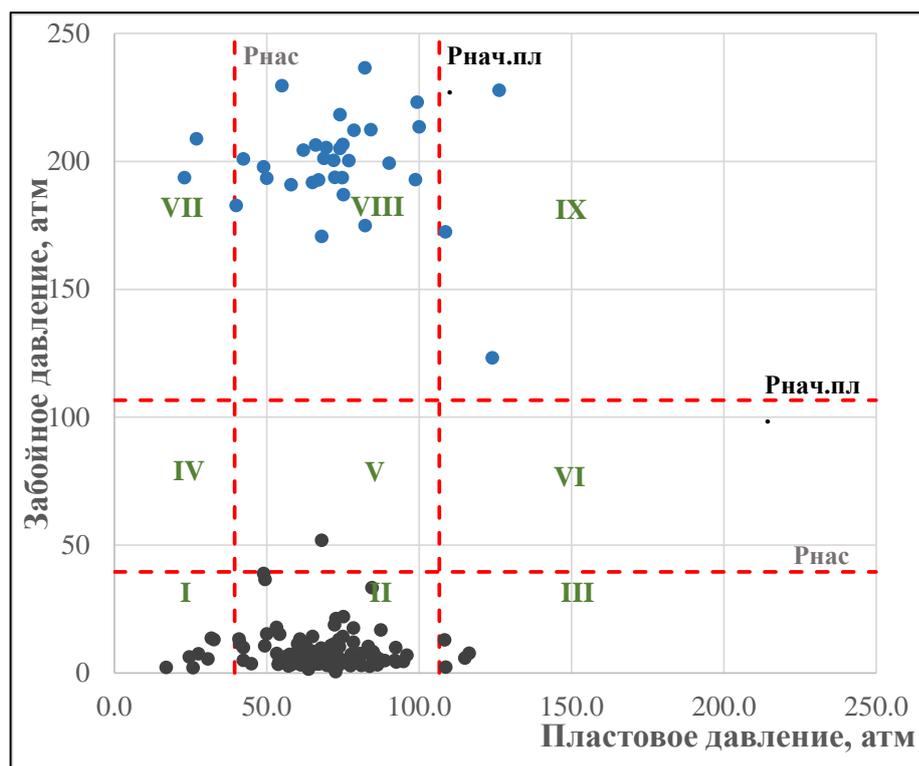


Рис. 4. Забойные и пластовые давления

Из рис. 4 видно, что около 61 % добывающих скважин работают со значениями забойного давления ниже давления насыщения нефти газом. При этом пластовое давление не снижается ниже давления насыщения нефти газом. По оставшимся 39 % добывающих скважин наблюдается превышение начального пластового давления, что связано с завышенным давлением на забое нагнетательных скважин. Действующие нагнетательные скважины работают с давлениями на забое значительно выше начального пластового давления (в 2,6 раза) до значения 173,7 атм. В качестве рекомендации по добывающим скважинам необходимо увеличение забойного давления до уровня давления насыщения нефти газом. Учитывая, что первоочередной рекомендацией является оптимизация системы ППД, то была проанализирована развитость текущей системы нагнетания. Отмечено, текущая инфраструктура является достаточно развитой. Это значительным образом позволяет минимизировать затраты и время на реорганизацию существующей схемы заводнения в случае необходимости создания до-

полнительных очагов нагнетания при внедрении нестационарного заводнения.

Одним из благоприятных геологических факторов для внедрения нестационарного заводнения является достаточно высокая послойная неоднородность объекта. В связи с этим, для обоснования выбора участка под внедрение нестационарного заводнения построена карта с зонами повышенной послойной неоднородности и повышенной плотности текущих извлекаемых запасов (Рис. 5). Данная процедура позволила выбрать один из наиболее перспективных участков с точки зрения неоднородности геологического строения.

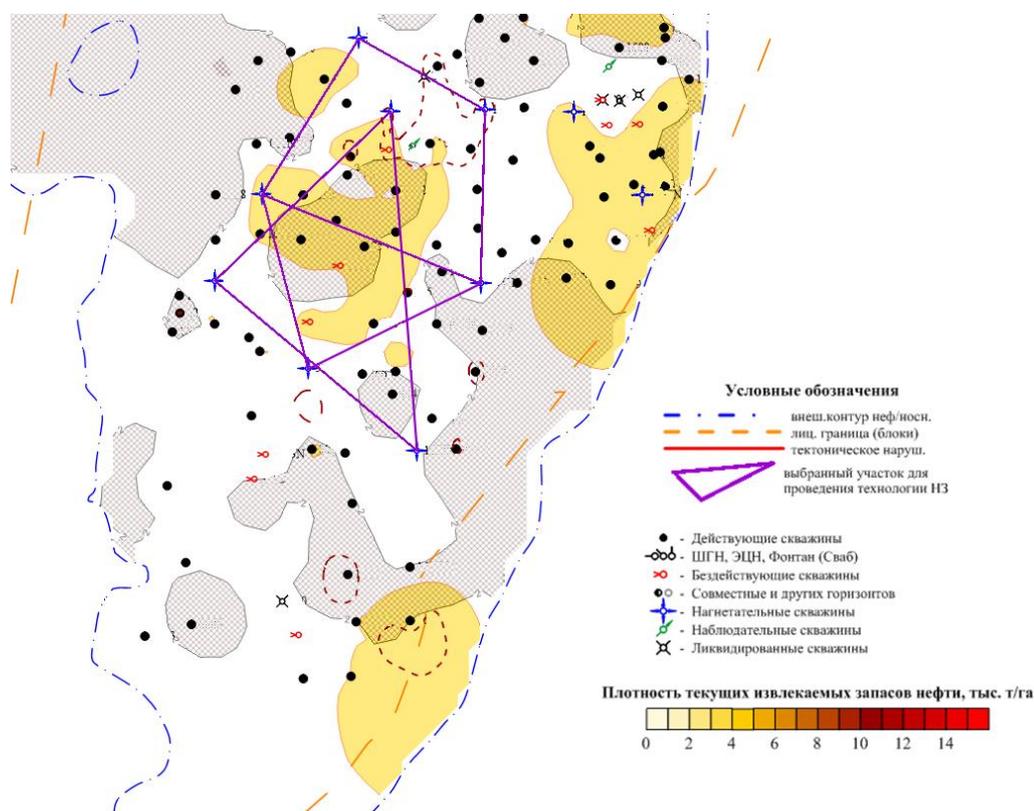


Рис. 5. Фрагмент карты повышенной послойной неоднородности и повышенной плотности остаточных запасов

Анализ текущего энергетического состояния также показал значительный резерв пластового давления насыщения нефти газом по участку (Рис. 6). Стоит отметить, что данное обстоятельство также является по-

ложительным фактором для рекомендации рассматриваемого участка в качестве объекта проведения технологии нестационарного заводнения.

С целью оценки влияния нагнетательных скважин на добывающие в пределах рассматриваемой залежи были рассчитаны коэффициенты взаимодействия скважин. Выбранный участок залежи характеризуется самым низким значением коэффициента взаимодействия и, соответственно, требует регулировки системы заводнения в первую очередь. На рис. 7 представлен фрагмент карты текущих недренируемых запасов с нанесенными скважинами с низкими показателями коэффициента взаимодействия. Из данного рис. 7 видно, что скважины с низкими значениями коэффициента взаимодействия находятся в основном зонах высокой плотности не дренируемых подвижных запасов. Это подтверждает тот факт о необходимости оптимизации работы нагнетательных скважин рассматриваемого участка.

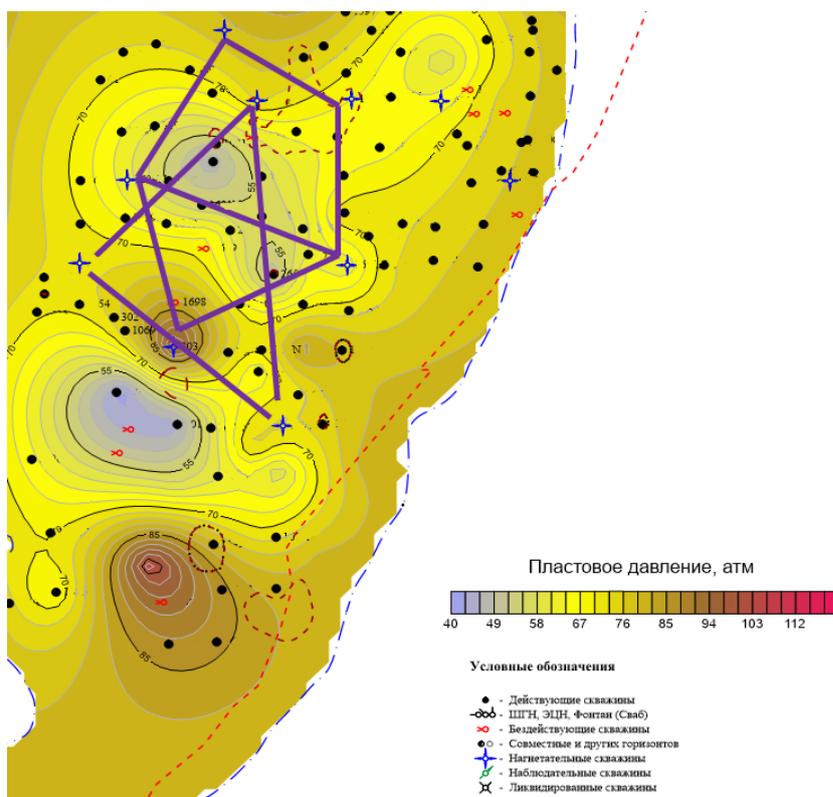


Рис. 6. Фрагмент карты текущего пластового давления

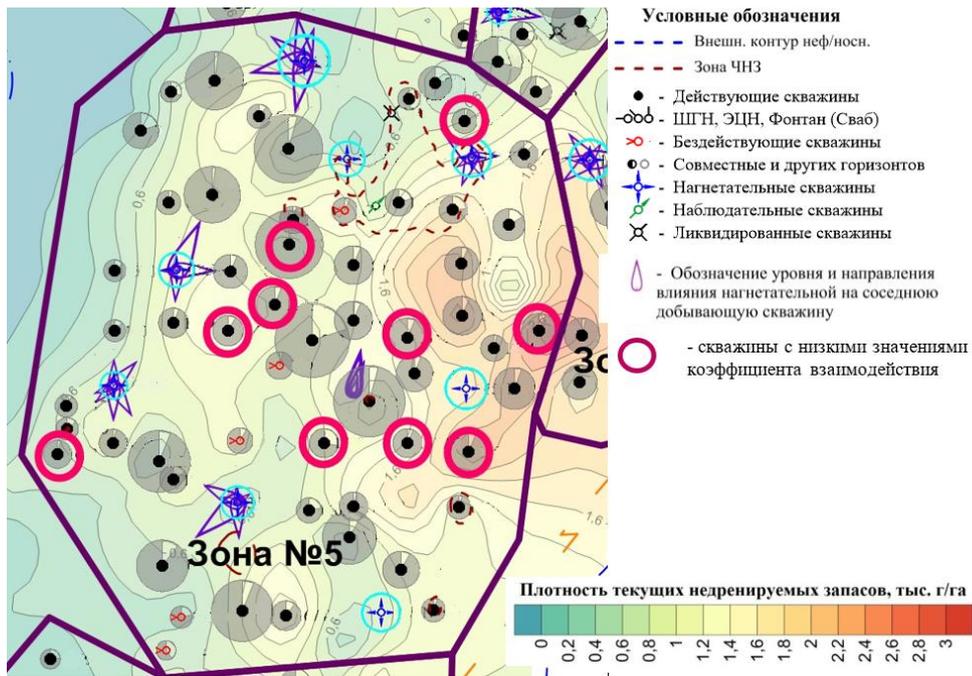


Рис. 7. Фрагмент карты текущих недренируемых запасов с нанесенными скважинами с низкими показателями коэффициента взаимодействия

Для оценки технологической эффективности и подбора оптимальных режимов работы скважин в пределах рассматриваемого участка проанализировано распределение плотности недренируемых текущей системой разработки запасов нефти (Рис. 8). Из данного рис. 8 видно, что на участке для проведения нестационарного заводнения присутствуют области с недренируемыми запасами.

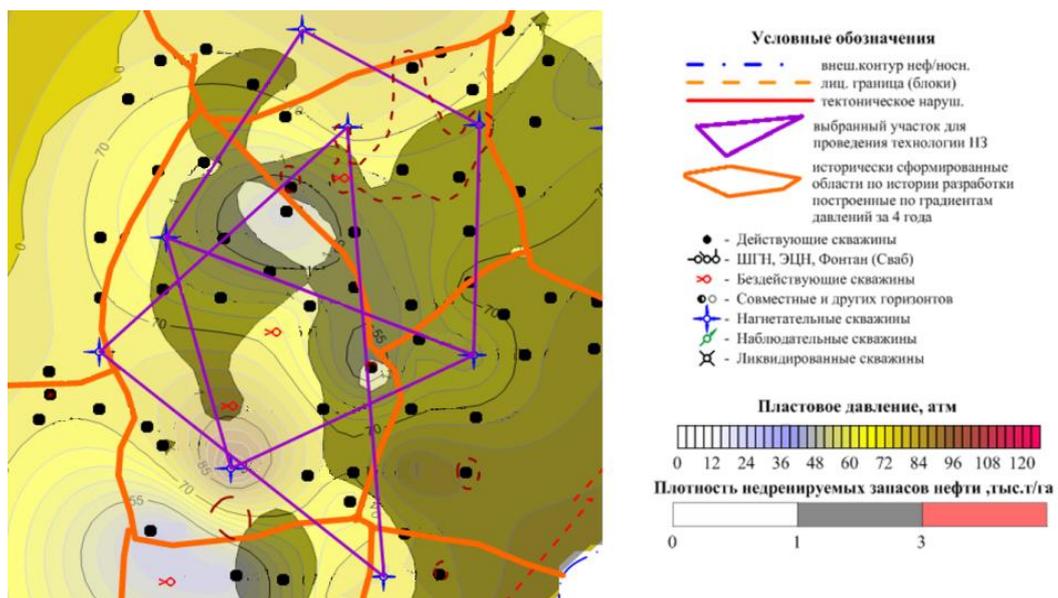


Рис. 8. Фрагмент карты недренируемых запасов нефти и пластового давления

Вывод. Таким образом, рассматриваемый перспективный участок залежи, который удовлетворяет всем критериям для проведения нестационарного заводнения, предложено разрабатывать следующим образом. Две встречные, накладывающиеся друг на друга геометрические фигуры в виде треугольника и пятиугольника (разделенного на треугольник и примыкающего к его основанию трапецию), работают с асинхронным переключением по двум режимам (разгрузочный режим, форсирующий режим). Один цикл составляет 28 календарных дней, а полуцикл, разделенный режимами работы, соответственно 14 дней. В связи с этим рассмотрены нижеследующие три варианта проведения нестационарного заводнения:

1. Пересечение двух противоположно направленных треугольников;
2. Перекрестная схема – трапеция;
3. Совмещенная фигура двух параллельно направленных сторон трапеции.

При этом при выборе режимов учитывались следующие моменты:

– Исторические значения максимальной приемистости по скважинам. Закачка при форсированном режиме не превышает максимальные исторические показатели приемистости, но также и не равна этим значениям, т.к. учтены и текущие возможности скважины по достижению этих результатов.

– Распределение текущих извлекаемых. Приоритет увеличения закачки отдавался скважинам, которые попадают в зону с высокой плотностью текущих извлекаемых запасов.

Следовательно, рассматриваемые варианты циклов нестационарного заводнения при различных режимах работы нагнетательных скважин представляют собой:

– Вариант I – нестационарное заводнение включает в себя работу всех 8 нагнетательных скважин. Цикл закачки составляет 28 дней. В первый полуцикл работы в форсированном режиме работает первый тре-

угольник. Второй треугольник и параллельно лежащие у его основания скважины соответственно работают в разгрузочном режиме. Во втором полуцикле происходит переключение режимов работы с форсированного на разгрузочный и наоборот.

– Вариант II – нестационарное заводнение включает в себя работу 6 нагнетательных скважин. Цикл закачки составляет 28 дней. В закачке задействованы два противоположно направленных друг на друга треугольника. В первом полуцикле в форсированном режиме производится закачка по трем скважинам одного треугольника. Скважины противоположного треугольника работают в разгрузочном режиме. По пришествию полуцикла (14 дней) режим работы меняется на противоположный.

– Вариант III – нестационарное заводнение включает в себя работу 4 нагнетательных скважин. Цикл закачки составляет так же 28 дней, полуцикл 14 дней. В первый полуцикл в форсированном режиме эксплуатируются скважины, находящиеся на нижнем основании трапеции, а две противоположно лежащие скважины в разгрузочном. При смене полуцикла режимы работы меняются.

Также основным и немаловажным критерием выбора режима работы нагнетательного фонда скважин, является сохранение баланса между закачкой до и после внедрения технологии. Согласно проведенным расчетам, накопленная закачка за 28 дней при использовании технологии нестационарного заводнения составила 17150 м³, а при использовании текущего варианта заводнения составляет 17290 м³ (Табл. 1).

Таблица 1

Баланс между нестационарным и стационарным режимом

Накопленная закачка, м ³	
Нестационарный режим	Стационарный режим
17150	17290

Предварительная оценка трех вариантов проведения нестационарного заводнения показала, что по варианту I дополнительная добыча нефти составит 4,5 тыс.т, по варианту II – 3,9 тыс.т., по варианту III – 3,4 тыс.т.

Таким образом, в данной работе подробно рассмотрена комплексная технология проведения нестационарного заводнения для одного из месторождений ВУНГСП. Показано, что регулирование режимов работы эксплуатационных скважин позволит получить дополнительную добычу нефти и вовлечь в разработку недренируемые запасы за счет перераспределения фильтрационных потоков по площади и по толщине пласта.

Список литературы

1. Ибрагимов Н.Г., Хисамутдинов Н.И., Тагиев М.З., Жеребцов Ю.Е., Буторин О.И., Владимиров И.В. Современное состояние технологий нестационарного (циклического) заводнения продуктивных пластов и задачи их совершенствования // М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2000. – 112 с.
2. Султанов Ш.Х., Котенев Ю.А., Андреев В.Е., Стабинскас А.П., Грехов И.В. Геоинформационная стратегия разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти // Георесурсы. – 2012. – № 3 (45). – С. 40-43.
3. Черковский Н.Л., Глебов С.Д., Хисамутдинов Н.И., Щекатурова И.Ш., Махмутов А.А. Опыт регулирования процесса выработки запасов нефти пласта на основе анализа поскважинной кратности запасов // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 12. – С. 14-19.
4. Котенев Ю.А., Зейгман Ю.В., Мухаметшин В.Ш., Пономарев А.И., Султанов Ш.Х., Хафизов А.Р., Беляева А.С., Котенев А.Ю. Обоснование циклического воздействия на продуктивные пласты с высоковязкой нефтью // Известия высших учебных заведений. Нефть и Газ. – 2016. – № 3 (117). – С. 77-84. – DOI: 10.31660/0445-0108-2016-3-77-84.
5. Валеев С.А., Дулкарнаев М.Р., Котенев Ю.А., Султанов Ш.Х., Чудинова Д.Ю., Бриллиант Л.С. Методические основы планирования и организации интенсивных систем заводнения (на примере пластов Ватьеганского и Тевлинско-Рускинского месторождений) // Экспозиция нефть газ. – 2016. – № 3 (49). – С. 38-42.
6. Торопчин О.П., Тупицин А.М., Сагитов Д.К., Сарваретдинов Р.Г., Махмутов А.А. Способ оперативного выбора контрольного участка перед применением технологии нестационарного заводнения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 9. – С. 45-50.
7. Котенев Ю.А., Зейгман Ю.В., Султанов Ш.Х., Мухаметшин В.Ш., Котенев А.Ю. Экспериментальные и модельные результаты циклического воздействия на продуктивные пласты с высоковязкой нефтью // Нефтепромысловое дело. – 2017. – № 4. – С. 5-10.
8. Хохлов В.И., Галимов Ш.С., Котенев Ю.А., Султанов Ш.Х., Мухаметшин В.В. Эффективность нестационарного заводнения в процессе изменения горно-

- геологических условий эксплуатации продуктивных пластов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 1. – С. 54-58.
9. Хисамутдинов Н.И., Сарваретдинов Р.Г., Махмутов А.А., Бахтияров Г.А. Регулирование отборов нефти нестационарными технологиями из многослойного пласта // Нефтепромысловое дело. – 2020. – № 11 (623). – С. 13-20. – DOI: 10.30713/0207-2351-2020-11(623)-13-20.
 10. Махмутов А.А. Опыт регулирования отборов нефти нестационарными технологиями из продуктивных пластов сложного геологического строения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2022. – № 6 (366). – С. 58-62. – DOI: 10.33285/2413-5011-2022-6(366)-58-62.
 11. Мельников А.В., Султанов Ш.Х., Махмутов А.А., Чибисов А.В. Проблемы бурения и технологические решения при освоении залежей нефти в трещиноватых карбонатных коллекторах // Нанотехнологии в строительстве. – 2024. – № 6. – С. 567-575. – DOI: 10.15828/2075-8545-2024-16-6-567-575.
 12. Котенев Ю.А., Султанов Ш.Х., Чибисов А.В., Чиликин В.М. Комплексная оценка геологической неоднородности пластовых систем при решении задачи регулирования процесса выработки запасов нефти // Нанотехнологии в строительстве. – 2024. – № 5. – С. 473-484. – DOI: 10.15828/2075-8545-2024-16-5-473-484.
 13. Султанов Ш.Х., Андреев В.Е., Котенев Ю.А., Хайредин Н.Ш. Комплексный геолого-технологический анализ разработки нефтяных месторождений, характеризующихся различными геолого-физическими и физико-химическими условиями пластовых систем // Нефтегазовое дело. – 2008. – № 1. – С. 22-28.
 14. Монжерин М.А., Асмандияров Р.Н., Султанов Ш.Х., Сабирджонова Р.К. Оценочно-промысловая классификация карбонатных коллекторов // Экспозиция нефть и газ. – 2017. – № 7(60). – С. 38-42.
 15. Мухаметшин В.В., Андреев В.Е., Дубинский Г.С., Султанов Ш.Х., Ахметов Р.Т. Использование принципов системного геолого-технологического прогнозирования при обосновании методов воздействия на пласт // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2016. – № 3. – С. 46-51. – DOI: 10.5510/OGP20160300288.

References

1. Ibragimov N.G., Khisamutdinov N.I., Taziev M.Z., Zherebtsov Yu.E., Butorin O.I., Vladimirov I.V. The current state of technologies for non-stationary (cyclic) flooding of productive formations and the tasks of their improvement // Moscow: JSC "VNII OENG", 2000. 112 p. (in Russian)
2. Sultanov Sh.Kh., Kotenev Yu.A., Andreev V.E., Stabinskas A.P., Grekhov I.V. Geoinformation strategy for the development of fields with hard-to-recover oil reserves // Geo resources. – 2012. – № 3 (45). – Pp. 40-43. (in Russian)
3. Chmerkovsky N.L., Glebov S.D., Khisamutdinov N.I., Shchekaturova I.Sh., Makhmutov A.A. Experience in regulating the process of producing reservoir oil reserves based on analysis of the downhole multiplicity of reserves // Oilfield business. – 2014. – No. 12. – pp. 14-19. (in Russian)
4. Kotenev Yu.A., Zeigman Yu.V., Mukhametshin V.Sh., Ponomarev A.I., Sultanov Sh.Kh., Khafizov A.R., Belyaeva A.S., Kotenev A.Yu. Justification of cyclic effects on productive formations with high-viscosity oil // News of higher educational institutions. Oil and Gas. – 2016. – № 3 (117). – Pp. 77-84. – DOI: 10.31660/0445-0108-2016-3-77-84. (in Russian)
5. Valeev S.A., Dulkarnaev M.R., Kotenev Yu.A., Sultanov Sh.Kh., Chudinova D.Yu., Brilliant L.S. Methodological foundations of planning and organizing intensive flooding sys-

- tems (on the example of the Vatieganskoe and Tevlinsko-Russkinskoye fields) // Oil and gas exposition. – 2016. – № 3 (49). – Pp. 38-42. (in Russian)
6. Toropchin O.P., Tupitsin A.M., Sagitov D.K., Sarvaretdinov R.G., Makhmutov A.A. Method of operational selection of a control site before applying non-stationary flooding technology // Geology, Geophysics and development of Oil and gas fields, 2016– No. 9, pp. 45-50. (in Russian)
 7. Kotenev Yu.A., Zeigman Yu.V., Sultanov Sh.Kh., Mukhametshin V.Sh., Kotenev A.Yu. Experimental and model results of cyclic effects on productive formations with high-viscosity oil // Oilfield business. – 2017. – № 4. – pp. 5-10. (in Russian)
 8. Khokhlov V.I., Galimov S.S., Kotenev Yu.A., Sultanov Sh.Kh., Mukhametshin V.V. The effectiveness of non-stationary flooding in the process of changing mining and geological conditions of exploitation of productive formations // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. – 2018. – No. 1. – pp. 54-58. (in Russian)
 9. Khisamutdinov N.I., Sarvaretdinov R.G., Makhmutov A.A., Bakhtiyarov G.A. Regulation of oil extraction by non-stationary technologies from a multilayer reservoir // Oilfield business. – 2020. – № 11 (623). – Pp. 13-20. – DOI: 10.30713/0207-2351-2020-11(623)-13-20. (in Russian)
 10. Makhmutov A.A. Experience in regulating oil extraction by non-stationary technologies from productive formations of complex geological structure // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. – 2022. – № 6 (366). – Pp. 58-62. – DOI: 10.33285/2413-5011-2022-6(366)-58-62. (in Russian)
 11. Melnikov A.V., Sultanov Sh.Kh., Makhmutov A.A., Chibisov A.V. Drilling problems and technological solutions in the development of oil deposits in fractured carbonate reservoirs // Nanotechnology in construction. – 2024. – No. 6. – pp. 567-575. – DOI: 10.15828/2075-8545-2024-16-6-567-575. (in Russian)
 12. Kotenev Yu.A., Sultanov Sh.Kh., Chibisov A.V., Chilikin V.M. Comprehensive assessment of the geological heterogeneity of reservoir systems in solving the problem of regulating the process of oil reserves production // Nanotechnologies in construction. – 2024. – No. 5. – pp. 473-484. – DOI: 10.15828/2075-8545-2024-16-5-473-484. (in Russian)
 13. Sultanov Sh.Kh., Andreev V.E., Kotenev Yu.A., Khayredinov N.S. Comprehensive geological and technological analysis of the development of oil fields characterized by various geological, physical and physico-chemical conditions of reservoir systems // Oil and gas business. – 2008. – No. 1. – pp. 22-28. (in Russian)
 14. Monzherin M.A., Asmandiyarov R.N., Sultanov S.H., Sabirjonova R.K. Assessment and field classification of carbonate reservoirs // Oil and gas exposition. – 2017. – № 7(60). – Pp. 38-42. (in Russian)
 15. Mukhametshin V.V., Andreev V.E., Dubinsky G.S., Sultanov Sh.Kh., Akhmetov R.T. The use of principles of systematic geological and technological forecasting in substantiating methods of impact on the reservoir // Scientific papers of NIPI Neftegaz SOCAR. – 2016. – No. 3. – pp. 46-51. – DOI: 10.5510/OGP20160300288. (in Russian)

Сведения об авторах

Махмутов Алмаз Аксанович, доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры «Геофизические методы исследований», Уфимский государственный нефтяной технический университет, член-корреспондент Академии наук Республики Башкортостан
Россия, 450064, Уфа, ул. Космонавтов, 1
E-mail: makhmutov_aa@mail.ru

Рабаев Руслан Уралович, кандидат технических наук, доцент кафедры «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений», Уфимский государственный нефтяной технический университет
Россия, 450064, Уфа, ул. Космонавтов, 1
E-mail: rabaev.r@mail.ru

Маляренко Алина Михайловна, кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры «Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений», Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия
Россия, 450064, Уфа, ул. Космонавтов, 1
E-mail: m_alina_m@mail.ru

Фокин Михаил Александрович, директор, ООО «ТЭЙКС»
Россия, 143026, Москва, Территория Инновационного центра «Сколково», ул. Нобеля, 7, офис 75
E-mail: mfokin2011@yandex.ru

Authors

A.A. Makhmutov, doctor of geological and mineralogical sciences, professor, Geophysical research methods department, Ufa State Petroleum Technological University, Associate member of Academy of sciences of the Republic of Bashkortostan
1, Kosmonavtov Str., Ufa, 450064, Russian Federation
E-mail: makhmutov_aa@mail.ru

R.U. Rabaev, PhD in Engineering, Associate Professor, Geology department, Ufa State Petroleum Technological University
1, Kosmonavtov Str., Ufa, 450064, Russian Federation
E-mail: rabaev.r@mail.ru

A.M. Malyarenko, PhD in Geology and Mineralogy, Associate Professor, Exploration and development of oil and gas fields department, Ufa State Petroleum Technological University
1, Kosmonavtov Str., Ufa, 450064, Russian Federation
E-mail: m_alina_m@mail.ru

M.A. Fokin, director, LLC «Teics»
7, Nobel Str., Skolkovo Innovation Center, Moscow, 143026, Russian Federation
E-mail: mfokin2011@yandex.ru

*Статья поступила в редакцию 13.02.2025
Принята к публикации 21.03.2025
Опубликована 30.03.2025*