

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2021.2.43-55>

УДК 622.276.43

**Адаптация системы поддержания пластового давления (ППД)
к особенностям геологического строения неоднородных
русловых аллювиальных отложений, приуроченных
к Меловой и Юрской системам месторождений**

¹Идиятуллина З.С., ¹Усманов Т.С., ¹Бадамшин А.Р., ¹Плаксин Е.К.,
²Қайыпов Е.Ж.

¹Институт «ТатНИПИнефть», Бугульма, Россия

²ТОО «KAZPETROL GROUP» (КАЗПЕТРОЛ ГРУП), Кызылорда, Казахстан

**Adjustment of reservoir pressure maintenance system to peculiar
geological structure of heterogeneous channel alluvial sediments
confined to Cretaceous and Jurassic systems**

¹Z.S. Idiyatullina, ¹T.S. Usmanov, ¹A.R. Badamshin, ¹E.K. Plaksin,
²E.Zh. Kaiypov

¹TatNIPIneft Institute, Bugulma, Russia

²TOO KAZPETROL GROUP, Kyzylorda, Kazakhstan

E-mail: razrab_pr1@tatnipi.ru

Аннотация: С целью вовлечение в разработку неохваченных дренированием участков залежей и исключения непроизводительной закачки в русловых отложениях, предложен комплексный подход к оптимизации системы поддержания пластового давления (ППД) на объектах русловых аллювиальных отложений, приуроченных к Меловой и Юрской системам месторождений Республики Казахстан, формирование которых проходило в условиях низменной аллювиальной долины при относительно низкой энергетике потока. На основе результатов анализа промысловых данных и прогноза нескольких сценариев применения различных схем размещения добывающего и нагнетательного фонда получены критерии оптимального расположения скважин и предложены варианты регулирования заводнения, кандидатов добывающих скважин для перевода под закачку, определения оптимальных объемов закачки и режимов работы скважин.

Ключевые слова: русловые аллювиальные отложения, Меловая и Юрская системы, энергетика потока, промысловые данные, система поддержания пластового

давления (ППД), непроизводительная закачка, система заводнения, недренируемые зоны, добывающие и нагнетательные скважины, интерференция, продуктивность, повышение КИН, экономическая эффективность, геолого-гидродинамическая модель, флюид, вытеснение нефти водой, выработка запасов нефти

Для цитирования: Идиятуллина З.С., Усманов Т.С., Бадамшин А.Р., Плаксин Е.К., Кайыпов Е.Ж. Адаптация системы поддержания пластового давления (ППД) к особенностям геологического строения неоднородных русловых аллювиальных отложений, приуроченных к Меловой и Юрской системам месторождений//Нефтяная провинция. -2021.-№2(26).-С.43-55. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2021.2.43-55>

Abstract. To bring into development unswept reservoir areas and prevent nonproductive injection in channel sediments, a comprehensive approach is proposed to optimize waterflood performance in channel alluvial reservoirs confined to Cretaceous and Jurassic systems of the Republic of Kazakhstan, formed under conditions of low alluvial plain with relatively low energy flow. Based on the results of production data analysis and forecast modeling of several scenarios with different arrangements of production and injection wells, optimal well placement criteria were obtained, waterflood management options were proposed together with candidate production wells for conversion to injection, optimal injection volumes and well operation modes were determined.

Key words: *channel alluvial sediments, Cretaceous and Jurassic systems, flow energy, field production data, reservoir pressure maintenance system, non-productive injection, waterflood system, unswept areas, production and injection wells, interference, productivity, increase of oil recovery factor, economic efficiency, geological and reservoir simulation model, fluid, water-oil displacement, production of oil reserves*

For citation: Z.S. Idiyatullina, T.S. Usmanov, A.R. Badamshin, E.K. Plaksin, E.Zh. Kaiypov Adaptacija sistemy podderzhanija plastovogo davlenija (PPD) k osobennostjam geologicheskogo stroenija neodnorodnyh ruslovyh alljuvial'nyh otlozhenij, priurochennyh k Melovoj i Jurskoj sistemam mestorozhdenij [Adjustment of reservoir pressure maintenance system to peculiar geological structure of heterogeneous channel alluvial sediments confined to Cretaceous and Jurassic systems]. Neftyanaya Provintsiya, No. 2(26), 2021. pp. 43-55. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2021.2.43-55> (in Russian)

В данной статье предложен комплексный подход к оптимизации системы поддержания пластового давления (ППД) на объектах русловых аллювиальных отложений, приуроченных к Меловой и Юрской системам месторождений Республики Казахстан, формирование которых проходило в условиях низменной аллювиальной долины при относительно низкой энергетике потока. Потoki сформировали постоянно изменяющиеся «плетеные» русла с характерной сетью речных каналов, островов. Организация системы заводнения в таких объектах имеет сложный характер, и ее проектирование требует детального изучения влияния неоднородностей пласто-

вых систем на выработку запасов нефти и необходимости обоснования оптимальных условий эффективной разработки месторождений нефти.

Эффективность системы ППД зависит от степени выработки запасов, обводненности продукции, наличия недренлируемых зон, энергетического состояния залежей при наличии уточненных данных о емкостно-фильтрационных свойствах русловых отложений. Оптимизация системы заводнения должна быть направлена на вовлечение в разработку неохваченных дренированием участков залежей и исключения непроизводительной закачки в русловых отложениях. На основе анализа участков дренирования и блоков, линий тока должна быть сформирована система ППД, учитывая соотношения добывающих и нагнетательных скважин, интерференцию между скважинами, направление фильтрационных потоков и степени влияния законтурной области.

Многовариантный подход к выработке рекомендаций по совершенствованию системы разработки с целью повышения продуктивности скважин для выбора оптимального варианта, при котором достигается наибольший КИН при высокой экономической эффективности нефтедобычи проведен на основе построения гидродинамических моделей с использованием программного пакета по построению геолого-гидродинамических моделей в двух объектах разработки, приуроченных к меловым и юрским отложениям. Фильтрационное моделирование выполнялось с помощью расчетной программы, реализующей численное решение системы уравнений и описывающая фильтрацию пластовых флюидов и закачиваемых агентов с учетом их взаимодействия с горной породой.

Сложность организации заводнения в таких залежах связана, в большей степени, с созданием и поддержанием равномерного фронта вытеснения нефти водой, преждевременным прорывом закачиваемой воды, быстрым обводнением скважин и в процессе подготовке и транспортиров-

ки вод выпадение солей и осадка. При этом из менее проницаемых зон пласта вытеснение нефти происходит малоэффективно.

На исследуемом месторождении по данным интерпретации материалов комплекса геолого-геофизических исследований было выявлено три основных нефтеносных горизонта, приуроченных соответственно к подошве арыскупского горизонта нижнего неокома (М-II), коллекторам верхней юры акшабулакской свиты (Ю-0) и кумкольской свиты (Ю-1, Ю-2). Отложения арыскупского горизонта М-II образуют три нефтеносных горизонта М-II-1, М-II-2, М-II-3. В акшабулакской свите выделено четыре нефтеносных горизонта Ю-0-2, Ю-0-3, Ю-0-4. Коллекторы кумкольской свиты горизонта Ю-2 на месторождении являются водоносными. Имеющиеся особенности пород в керне и их соотношение в пространстве позволяет интерпретировать, что данные породы формировались в условиях низменной аллювиальной долины при относительно низкой энергетике потока. Имеющиеся песчаники заполняли пространства русла. Более подходящий тип русел для таких отложений это анастомозирующие реки. Этим объясняется плохая корреляция отдельных песчаных тел между скважинами.

Пространственное положение и расположение отдельных крупных русел можно проследить по данным спектральной декомпозиции по результатам построения геолого-гидродинамических моделей (Рис. 1). Ранжирование их по площади и группировка скважин выполнена на основе сопоставления скважинных данных, ВНК и карты декомпозиции.

Ниже приведена краткая геолого-физическая характеристика объектов, по которым видно различие по геологическим параметрам.

По объекту М-II коэффициент песчанистости – 0,5 д.ед., коэффициент пористости – 0,167 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,4 д.ед., проницаемость пласта – $12 \text{ мкм} \times 10^{-3}$, эффективная нефтенасыщенная толщина – 5,6 м.

По объекту Ю-0 коэффициент песчанистости – 0,42 д.ед., коэффициент пористости – 0,19 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,51 д.ед., проницаемость пласта – $200 \text{ мкм} \times 10^{-3}$, эффективная нефтенасыщенная толщина – 6,6 м.

По объекту Ю-1 коэффициент песчанистости – 0,48 д.ед., коэффициент пористости – 0,166 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,691 д.ед., проницаемость пласта – $230 \text{ мкм} \times 10^{-3}$, эффективная нефтенасыщенная толщина – 1,6 м.

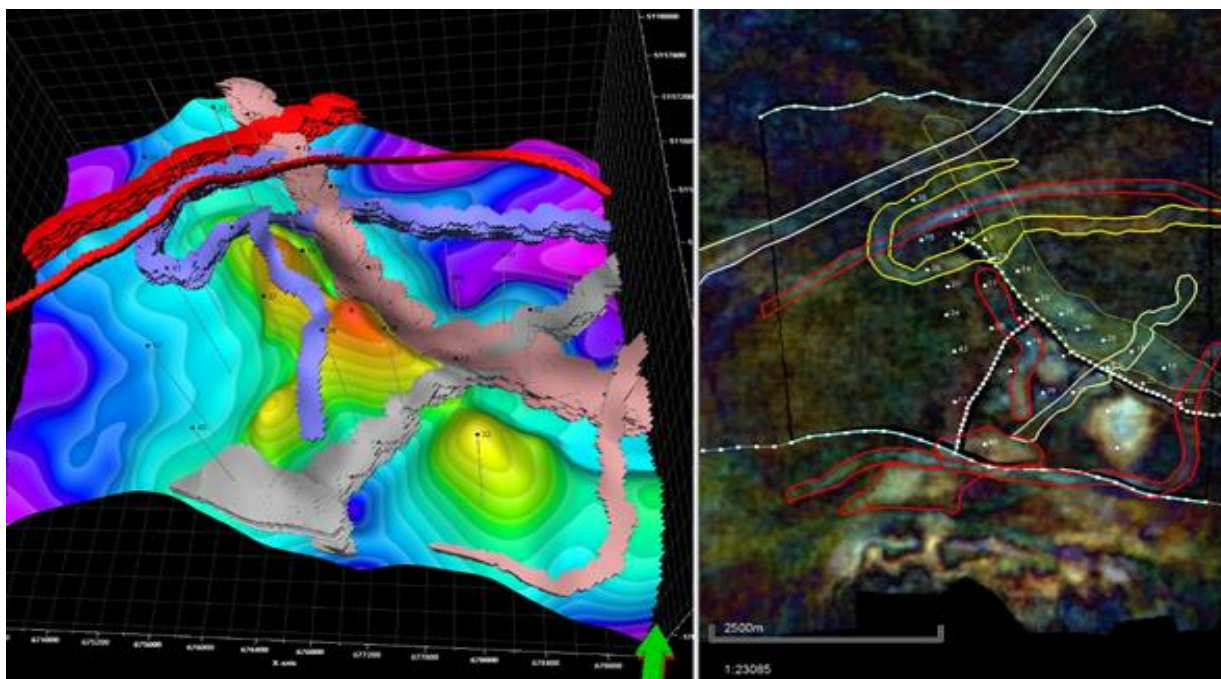


Рис. 1. Моделирование палеорусел для горизонта Ю-0-1 и Ю-0-2

Исследование влияния системы ППД на продуктивность скважин.

Оптимизация системы заводнения осуществляется по нескольким направлениям: внедрение геолого-технических мероприятий, направленных на довыработку оставшихся запасов и достоверности определения оптимальных уровней закачки жидкости с целью сокращения объемов неэффективной закачки, определение «проблемных» участков разработки с пониженными пластовыми давлениями и с локализацией остаточных запасов нефти.

В результате выявления «негативных» факторов появится возможность снизить эксплуатационные затраты на подготовку воды и сократить нерентабельный фонд скважин.

Месторождение разбурено добывающими и единичными нагнетательными скважинами в краевых частях, при этом закачка в залежах русловых отложениях не организована. В связи с этим исследование влияния системы ППД на продуктивность добывающих скважин возможно провести только на основе построения фильтрационных моделей.

Процесс заводнения в русловых отложениях, основанный на построении гидродинамических моделей многофазной фильтрации, является конечным цифровым отображением представлений в результате комплексного анализа всей геолого-геофизической и промысловой информации. Созданные модели объектов разработки позволили выполнить гидродинамические расчеты, учитывающие различные факторы и определяющие картину фильтрации.

По объекту М-II отмечается прогрессирующий рост обводненности (текущая обводненность 78 %) при низкой степени выработки запасов – 49 % от НИЗ.

По объекту Ю обводненность низкая (текущая обводненность 14 %) при степени выработки запасов - 45 % от НИЗ.

В целом по месторождению отмечаются устоявшиеся фильтрационные потоки (Рис. 2), неравномерная выработка запасов нефти и дифференциация зон с пониженным пластовым давлением (Рис. 3).

Изменение направления фильтрационных потоков путем ввода дополнительных нагнетательных скважин и восстановление пластового давления до начального уровня позволит увеличить добычу нефти, что также положительно отразится на удельных затратах.

На основе результатов анализа промысловых данных и прогноза нескольких сценариев применения различных схем размещения добывающе-

го и нагнетательного фонда получены критерии оптимального расположения скважин и предложены варианты регулирования заводнения, кандидатов добывающих скважин для перевода под закачку, определения оптимальных объемов закачки и режимов работы скважин. С помощью программного алгоритма оптимизации системы разработки были перераспределены объемы закачиваемой жидкости и подобраны оптимальные забойные давления, что позволило увеличить расчетную добычу нефти по рекомендуемому варианту по участку на 19 %.

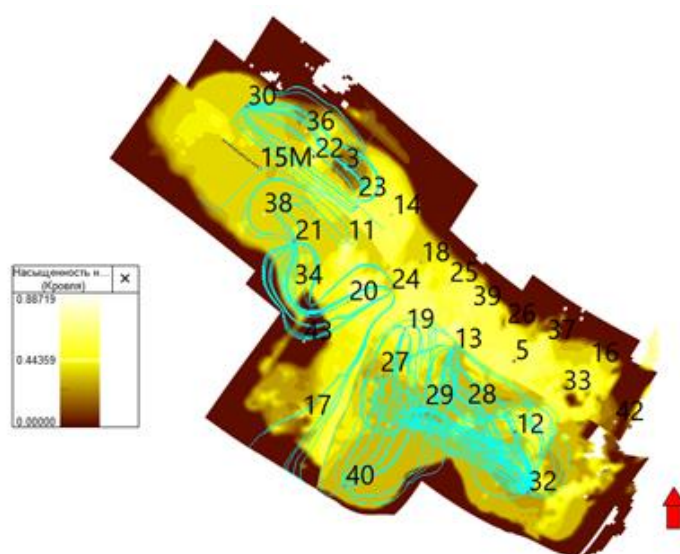


Рис. 2. Направление линий фильтрационного потока по месторождению в целом

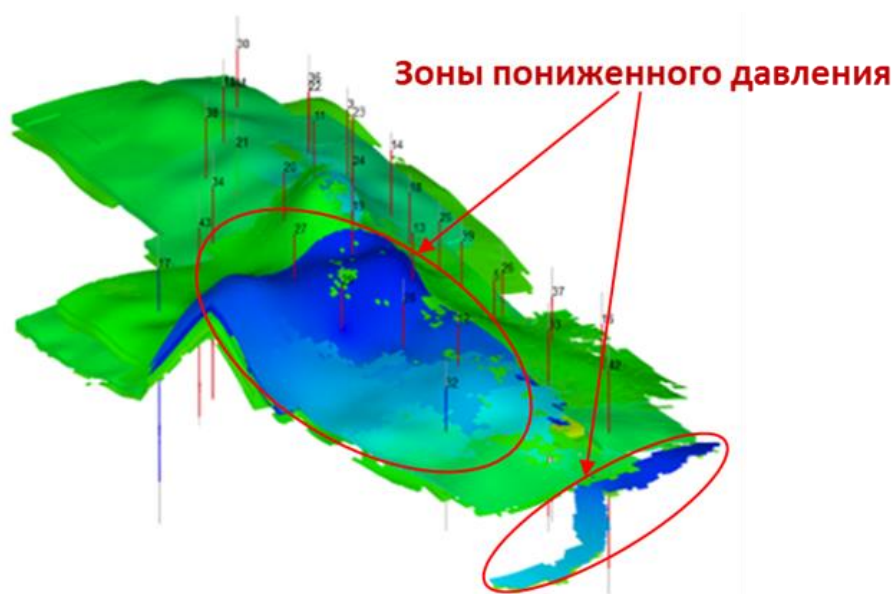


Рис. 3. Выявление зон пониженного давления по месторождению

Для каждого варианта проектирования системы ППД с применением гидродинамических моделей проведена оценка влияния каждой нагнетательной скважины на добычу нефти в пределах выбранного участка и построен алгоритм оптимизации системы разработки залежей нефти в русловых отложениях (Рис. 4).



Рис. 4. Схема алгоритма оптимизации системы разработки залежей нефти в русловых отложениях

Проанализированы вероятные осложнения, возникающие в процессе эксплуатации скважин и методы борьбы с ними.

На построенных фильтрационных моделях линий тока определено четкое разделение на эффективную и неэффективную закачку, оценена интерференция между добывающими и нагнетательными скважинами, проанализированы направления движения фильтрационных потоков от нагнетательных скважин и степень влияния законтурной области.

По **первому сценарию** (Рис. 5а) разработка ведется действующим фондом (26 добывающих и одна нагнетательная скважина) без ввода дополнительных скважин. КИН при этом равен 0,197 д.ед. Накопленная добыча нефти составляет – 1002 тыс.т.

Второй сценарий (Рис. 5б) предусматривает помимо перевода скважин между объектами, перевод семи скважин добывающего фонда под нагнетание. КИН равен 0,216 д.ед. Накопленная добыча нефти составляет – 1100 тыс.т.

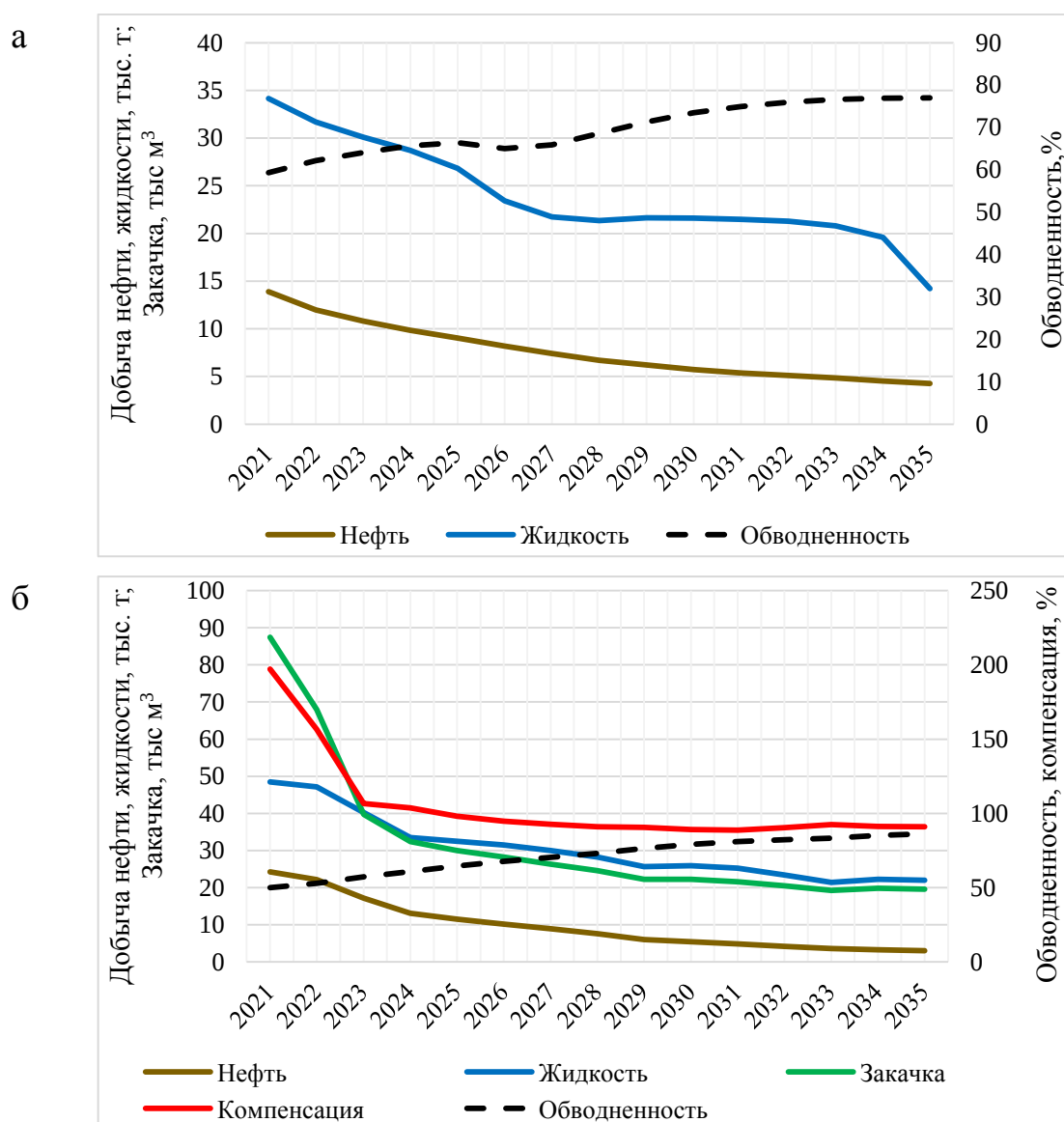


Рис. 5. Динамика изменения основных показателей разработки по первому сценарию (а) и по второму сценарию (б) проектирования

Закачка организована в приконтурных частях русловых залежей и в центральной части в зонах пониженного давления, но при этом, по результатам расчетов, увеличение объемов закачки не приведет к росту дебита и увеличит добычу попутной воды.

При такой организации системы ППД по группе скважин происходит потеря добычи нефти ввиду неэффективного управления закачкой, часть скважин добывающего фонда отнесена к перечню проблемных и быстро обводняющихся и в результате наблюдается тенденция к увеличению непроизводительной закачки жидкости (до 20 %).

Для каждого участка заводнения по показателям текущей компенсации отбора закачкой (снижению/увеличению) можно утверждать о том, что потери добычи нефти происходят либо из-за снижения дебита жидкости, либо из-за снижения пластового давления. Про этот рост обводненности может иметь естественный характер из-за выработки запасов или же в случае опережающего обводнения, когда наблюдается прорыв нагнетаемой воды к добывающим скважинам. Поэтому для организации эффективного заводнения необходимо учитывать распределение закачки в зоне нагнетательной скважины и режимы работы скважин с учетом интерференции между ними, перепадов давлений, толщины пластов, соотношения объемов закачки к объему добычи.

По анализу результатов выполненных многочисленных расчетов можно определить зоны недокомпенсации отбора закачкой, зоны пониженного давления и необходимые объемы закачки с учетом технологических и геологических критериев и на основе этой информации выдать рекомендации по повышению эффективности системы ППД.

На основе этих рекомендаций предложен **третий вариант**, согласно которому планируется зарезка двух боковых стволов, перевод с объекта на объект и перевод восьми скважин под нагнетание. КИН равен 0,243 д.ед. Накопленная добыча нефти составляет – 1237 тыс.т (Рис. 6).

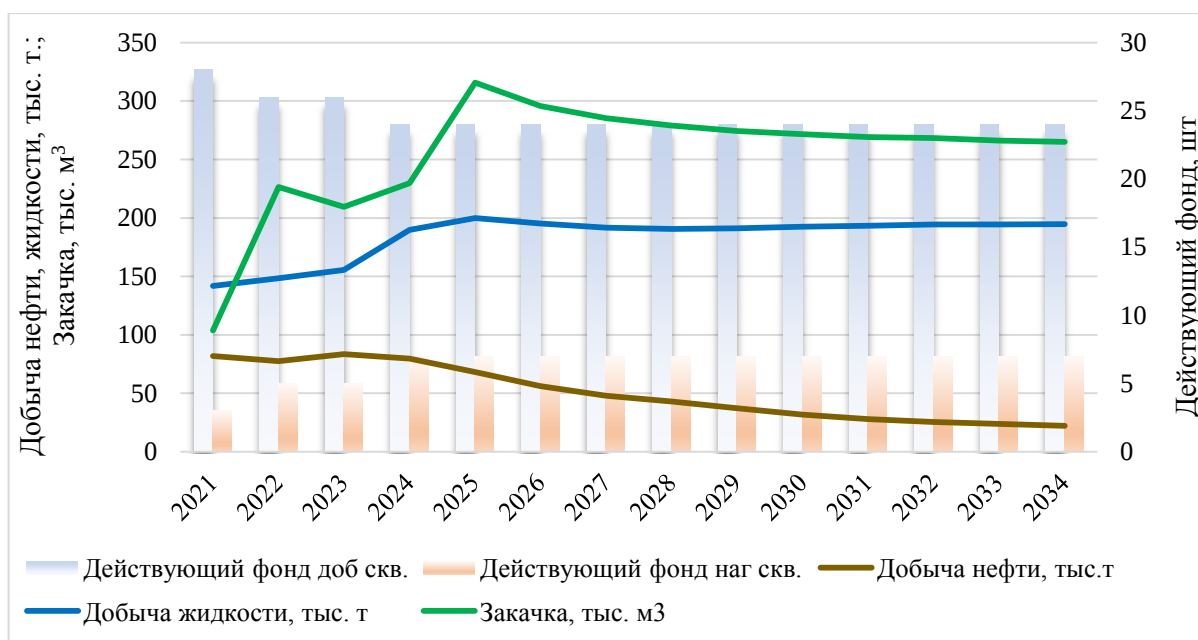


Рис. 6. Динамика изменения основных показателей разработки по рекомендуемому варианту проектирования

Выводы.

1. Для выбора наиболее оптимального варианта рассчитано около 15 подвариантов с возможными комбинациями и схемами размещения скважин. С целью достижения максимальных значений накопленной добычи нефти по участку в целом индивидуально подбирались режимы работы для скважин.
2. Рост дебита нефти и снижение обводненности достигнуто за счет перераспределения закачки по скважинам при его постоянном объеме в целом по месторождению.
3. Разработанный подход к анализу и проектированию позволяет проводить оценку эффективности системы ППД, выявить причины снижения добычи нефти, роста обводненности и уменьшения непроизводительной закачки.
4. Результаты работы могут быть применены на аналогичных объектах при организации систем заводнения на объектах с русловым строением залежей нефти и в отложениях Меловой и Юрской систем.

Список литературы

1. Совершенствование технологий по выработке запасов нефти из неоднородных и сложнопостроенных коллекторов республики Татарстан: монография / А.Ф. Яртиеv, И.Н. Хакимзянов, В.Н. Петров, З.С. Идиятуллина. - Казань: изд-во «Ихлас», 2016. – 192 с: ил.
2. Фадеев А.П. Статистический анализ системы ППД заводнения на примере терригенного и карбонатного объектов разработки // Успехи современного естествознания. 2019. № 3. С. 229 – 235.
3. Андреев В.Е., Чудинова Д.Ю., Чижов А.П., Чибисов А.В. Оптимизация системы заводнения в терригенных карбонатных коллекторах // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2016. № 4. С. 42–53.
4. Максимов М.Н. Оценка эффективности системы ППД на Кальчинском нефтяном месторождении // Вестник Пермского университета. Геология. 2016. № 2. С. 77-82. DOI: 10.17072/psu.geol.31.77.
5. Шпуров И.В. Научно-методическое обоснование эффективной разработки трудноизвлекаемых запасов нефти юрских отложений западной сибирей на основе детального геолого-технологического моделирования // Диссертация на соискание учёной степени доктора технических наук. 2015. С. 356.
6. Шупик Н.В. Повышение эффективности площадных систем заводнения низкопроницаемых пластов Западной Сибирей // Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук 2017. С. 114.

References

1. Yartiev A.F., Khakimzyanov I.N., Petrov V.N., Idiyatullina Z.S. *Sovershenstvovanie tekhnologiy po vyrabotke zapasov nefti iz neodnorodnykh i slozhnopostroennykh kollektorov respubliki Tatarstan* [Improvements in technologies for production of oil reserves from heterogeneous and complex reservoirs of the Republic of Tatarstan]. Kazan: Ikhlal Publ., 2016, 192 p (in Russian).
2. Fadeev A.P. *Statisticheskii analiz sistemy PPD zavodneniya na primere terrigenogo i karbonatnogo obektov razrabotki* [Statistical analysis of waterflood systems by the example of terrigenous and carbonate production formations]. *Uspekhi sovremennogo estestvoznaniya*. 2019, No. 3, pp. 229 – 235. (in Russian)
3. Andreev V.E., Chudinova D.Yu., Chizhov A.P., Chibisov A.V. *Optimizatsiya sistemy zavodneniya v terrigennykh i karbonatnykh kollektorakh* [Optimization of waterflood system in terrigenous and carbonate reservoirs] *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefti i nefteproduktov*. 2016, No. 4, pp. 42–53. (in Russian)
4. Maksimov M.N. *Otsenka effektivnosti sistemy PPD na Kal'chinskoy neftyanom mestorozhdenii* [Evaluation of waterflood performance in Kalchinskoye oil field]. Bulletin of Perm University. Geology, 2016, No. 2, pp. 77 82. DOI: 10.17072/psu.geol.31.77. (in Russian).
5. Shpurov I.V. *Nauchno-metodicheskoe obosnovanie effektivnoy razrabotki trudnoizvlekaemykh zapasov nefti yurskikh otlozheniy zapadnoy sibiri na osnove detal'nogo geologo-tekhnologicheskogo modelirovaniya* [Research and methodological justification of efficient development of hard-to-recover Jurassic oil reserves of Western Siberia based on detailed geological and reservoir simulation modeling]. Dr.Sc. thesis, 2015, p. 356. (in Russian).
6. Shupik N.V. *Povyshenie effektivnosti ploschadnykh sistem zavodneniya nizkopronitsaemykh plastov Zapadnoy Sibiri* [Improving the efficiency of pattern waterflooding of low-permeability reservoirs of Western Siberia]. PhD thesis, 2017, p. 114. (in Russian).

Сведения об авторах

Идиятуллина Зарина Саловатовна, кандидат технических наук, специалист 1-ой категории Проектного офиса П, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина
Россия, 423236, Бугульма, ул. Мусы Джалиля, 40
E-mail: razrab_pr1@tatnipi.ru

Усманов Тимур Салаватович, кандидат химических наук, первый заместитель директора по развитию, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина
Россия, 423236, Бугульма, ул. Мусы Джалиля, 40
E-mail: usmanov-ts@tatnipi.ru

Бадамшин Азат Рустамович, главный инженер Проектного офиса, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина
Россия, 423236, Бугульма, ул. Мусы Джалиля, 40
E-mail: Badamshin-Azat@tatnipi.ru

Плаксин Евгений Константинович, ведущий специалист Проектного офиса, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина
Россия, 423236, Бугульма, ул. Мусы Джалиля, 40
E-mail: razrab_pr5@tatnipi.ru

Қайыпов Ерсейит Жолмырзаұлы, заместитель директора ДГИР по разработке и моделированию, ТОО «KAZPETROL GROUP (КАЗПЕТРОЛ ГРУП)»
Республика Казахстан, 120014, г. Кызылорда, ул. Желтоқсан, 42
E-mail: y.kaiypov@kzpg.kz

Authors

Z.S. Idiyatullina, PhD, Specialist, Project Office, TatNIPIneft Institute–PJSC TATNEFT
40, Musa Jalil st., Bugulma, 423236, Russian Federation
E-mail: razrab_pr1@tatnipi.ru

T.S. Usmanov, PhD, First Deputy Director for Development, TatNIPIneft Institute–PJSC TATNEFT
40, Musa Jalil st., Bugulma, 423236, Russian Federation
E-mail: usmanov-ts@tatnipi.ru

A.R. Badamshin, Chief Engineer, Project Office, TatNIPIneft Institute–PJSC TATNEFT
40, Musa Jalil st., Bugulma, 423236, Russian Federation
E-mail: Badamshin-Azat@tatnipi.ru

E.K. Plaksin, Lead Engineer, Project Office, TatNIPIneft Institute–PJSC TATNEFT
40, Musa Jalil st., Bugulma, 423236, Russian Federation
E-mail: razrab_pr5@tatnipi.ru

E.Zh. Kaiypov, Deputy Director for Development and Modeling, TOO KAZPETROL GROUP
42, Zheltoksan st., Kyzylorda, 120014, Republic of Kazakhstan
E-mail: y.kaiypov@kzpg.kz

Статья поступила в редакцию 29.03.2021

Принята к публикации 17.06.2021

Опубликована 30.06.2021