ГЕОЛОГИЯ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ /
GEOLOGY AND PROSPECTING FOR HYDROCARBON RESERVES

ОРИГИНАЛЬНАЯ НАУЧНАЯ СТАТЬЯ / FULL ARTICLE

Check for updates

CC BY 4.0

https://doi.org/10.32454/0016-7762-2020-63-5-28-41
УДК 622.276.43

АКТУАЛИЗАЦИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ЗАЛЕЖИ С ЦЕЛЬЮ ОПТИМИЗАЦИИ ЗАВОДНЕНИЯ ПРИ ДОБЫЧЕ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ ЗАСТОЙНЫХ ЗОН

А.Х. ШАХВЕРДИЕВ[1], С.В. АРЕФЬЕВ[2], А.А. ПОЛИЩУК[3], Б.П. ВАЙНЕРМАН[1], Р.Р. ЮНУСОВ[2], А.В. ДЕНИСОВ[1,*]

*[1] ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе»
23, ул. Миклухо-Маклая, г. Москва 117997, Россия*

*[2] ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»
20, ул. Прибалтийская, г. Когалым 628484, Россия*

*[3] ТПП «Покачевнефтегаз»
8, ул. Комсомольская, г. Покачи, Ханты-Мансийский автономный округ — Югра, Тюменская обл. 628661, Россия*

АННОТАЦИЯ

Введение. В Российской Федерации, как и во многих других нефтегазодобывающих державах, в качестве вторичного способа добычи нефти в подавляющем большинстве случаев применяется технология заводнения, нацеленная, с одной стороны, на поддержание пластового давления (ППД), с другой — на повышение нефтеотдачи пласта и интенсификацию добычи нефти. Негативными последствиями нестационарного заводнения могут быть преждевременное обводнение добываемой продукции скважин, разбалансировка системы ППД, образование застойных и слабодренируемых зон залежи с остаточными запасами трудноизвлекаемой нефти.

Цель. Повышение эффективности процесса нестационарного заводнения в условиях высокой геологической и техногенной неоднородности нефтегазовых коллекторов в условиях водоплавающей нефтяной залежи, подпираемой краевыми и подошвенными водами.

Материалы и методы. Использовалась геолого-промысловая информация по участку объекта разработки $АВ_{1-2}$ Кечимовского месторождения Западно-Сибирского региона. Предлагается новый методический подход к оптимизации процесса нестационарного заводнения в осложненных условиях геологической и техногенной неоднородности, включающий построение уточненной геологической модели и решение ряда экспериментальных задач с использованием методов Херста, принципа распределения Парето и теории катастроф.

Результаты. С помощью новой версии геологической модели участка объекта разработки $АВ_{1-2}$ Кечимовского месторождения и анализа имеющейся геолого-промысловой информации удалось внести уточнение в положение водонефтяного контакта (ВНК) и корреляцию разреза скважин с поправкой положения рабочих интервалов добывающих и нагнетательных скважин, а также рекомендовать необходимые геолого-технические мероприятия (ГТМ) для повышения эффективности разработки объекта.

Заключение. Эффективное управление разработкой геологически сложного объекта $АВ_{1-2}$ Кечимовского месторождения невозможно без актуализации уточненной геологической модели объекта разработки, целью которой является определение местоположения остаточных запасов по площади и разрезу пластов, выявление закономерностей механизма выработки запасов нефти, эффективности системы ППД, обоснования комплексных геолого-технологических мероприятий, направленных на совершенствование разработки и достижение утвержденной величины конечного коэффициента нефтеизвлечения. Ожидаемая эффективность методики оптимизации предусматривает дополнительную добычу нефти, сокращение расхода закачиваемой и отбора добываемой воды.

Ключевые слова: коэффициент извлечения нефти, технология заводнения, водо-нефтяной контакт, геолого-гидродинамическое моделирование, корреляция разреза скважин, неустойчивость фронта вытеснения нефти водой, преждевременная обводненность, оптимизация системы «ППД—пласт—скважина—насос»

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: исследование не имело спонсорской поддержки.

Для цитирования: Шахвердиев А.Х., Арефьев С.В., Полищук А.А., Вайнерман Б.П., Юнусов Р.Р., Денисов А.В. Актуализация геологической модели залежи с целью оптимизации заводнения при добыче остаточных запасов нефти застойных зон. *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка.* 2020;63(5):28—41. https://doi.org/10.32454/0016-7762-2020-63-5-28-41

Статья поступила в редакцию 15.04.2021
Принята к публикации 21.07.2021
Опубликована 30.08.2021

* Автор, ответственный за переписку

UPDATING A RESERVOIR GEOLOGICAL MODEL IN ORDER TO OPTIMIZE WATERFLOODING WHEN EXTRACTING RESIDUAL OIL RESERVES FROM STAGNANT ZONES

AZIZAGA Kh. SHAKHVERDIEV[1], SERGEI V. AREFYEV[2], ALEXANDR A. POLISHCHUK[3], BORIS P. VAYNERMAN[1], RADMIR R. YUNUSOV[2], ALEXEY V. DENISOV[1,*]

[1] *Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting*
23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia

[2] *LUKOIL-West Siberia*
20, Pribaltiyskaya str., Kogalym, Khanty-Mansi Autonomous Okrug — Yugra, Tyumen Region 628484, Russia

[3] *TPP "Pokachevneftegaz"*
8, Komsomolskaya str., Pokachi, Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug, Tyumen Region 628661, Russia

ABSTRACT

Background. In the Russian Federation, as well as in many other oil and gas producing countries, waterflooding technology is frequently used as a secondary method of oil production. This technology is aimed, on the one hand, at reservoir pressure maintenance (RPM), and, on the other, at enhancing oil recovery and intensifying oil production. The negative consequences of non-stationary waterflooding can be the premature watering of the produced wells and the imbalance of the reservoir pressure maintenance system, as well as the formation of stagnant and weakly drained zones of the reservoir with residual reserves of hard-to-recover oil.

Aim. To improve the efficiency of non-stationary waterflooding under the conditions of high geological and anthropogenic heterogeneity of oil and gas reservoirs in a floating oil reservoir propped up by edge and bottom waters.

Materials and methods. We used geological and field information collected on the site of the AB_{1-2} development object of the Kechimovskoye field in the Western Siberian region. A new methodological approach to optimizing the process of non-stationary waterflooding under complicated conditions of geological and anthropogenic heterogeneity is proposed, including the construction of an improved geological model and the solution of a number of experimental problems using the Hurst method, the Pareto distribution principle and the theory of catastrophes.

Results. Using a new version of the geological model of the area of the AB_{1-2} development object of the Kechimovskoye field and the available geological and field information, we clarified the position of the oil-water contact (OWC) and the correlation of the well section, taking into account the working intervals of production and injection wells. Geological and technical measures were formulated to improve the efficiency of the object under development.

Conclusions. An effective development of the geologically complex AB_{1-2} object of the Kechimovskoye field is impossible without updating its geological model. Such updating should be aimed at determining the location of residual reserves in the area and section of the reservoirs, identifying the regularities of the mechanism of oil reserve recovery, assessing the efficiency of the

reservoir pressure maintenance system, and developing complex geological-technological measures for achieving the approved value of the final oil recovery factor. The expected efficiency of the proposed optimization methodology provides for additional oil production, a reduction in the flow rate of injected and withdrawal of produced water.

Keywords: oil recovery factor, waterflooding technology, water-oil contact, geological and hydrodynamic modelling, well section correlation, instability of the front of oil displacement by water, premature water cut, optimisation of the "RPM—reservoir—well—pump" system

Conflict of interest: the authors declare that there is no conflict of interest.

For citation: Shakhverdiev A.Kh., Arefyev S.V., Polishchuk A.A., Vaynerman B.P., Yunusov R.R., Denisov A.V. Updating a reservoir geological model in order to optimize waterflooding when extracting residual oil reserves from stagnant zones. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2020;63(5):28—41. https://doi.org/10.32454/0016-7762-2020-63-5-28-41

Manuscript received 15 April 2021
Accepted 21 July 2021
Published 30 August 2021

* Corresponding author

Введение

В Российской Федерации, как и во многих других нефтегазодобывающих державах, в качестве вторичного способа добычи нефти в подавляющем большинстве случаев применяется технология заводнения, нацеленная, с одной стороны, на поддержание пластового давления, с другой — на повышение нефтеотдачи пласта и интенсификацию добычи нефти. Безусловно актуальная и многоцелевая технология заводнения, в реализацию которой вкладываются огромные производственные силы и финансовые средства, не всегда обеспечивает запланированную в проектных документах технологическую успешность и экономическую эффективность добычи жидких и газообразных углеводородов.

Обеспечение высокой эффективности процесса заводнения в условиях значительной природной и техногенной неоднородности коллекторов является трудной научно-технической и производственной проблемой. Задача существенно осложняется, если нефтяные залежи водоплавающие, когда объект разработки подпирают краевая и подошвенная воды. В подобных «чувствительных» условиях необходимо проведение более тщательных исследований по установлению причинно-следственной или статистической закономерности, характеризующих динамику обводнения продукции добывающих скважин. Также важно раскрыть механизм влияния на процесс нестационарного заводнения коэффициента мобильности нефти и воды, неоднородности коллекторов, неустойчивости фронта вытеснения, системы разработки, плотности и конфигурации сетки скважин, в том числе вертикальных, наклонных, горизонтальных и скважин сложной архитектуры, осваиваемых в сочетании с различными модификациями гидроразрыва.

Зачастую решение проблемы еще более усугубляется существенными ошибками при определении необходимых параметров и показателей в период проведения комплекса сейсмических, геолого-геофизических, гидродинамических, литологических, палеонтологических, геохимических и других промысловых и лабораторных исследований. Поэтому создание геологической и гидродинамической модели процесса разработки месторождения с целью оценки качества, количества, распределения и выработки запасов объекта разработки, реализации решений, утвержденных в проектных документах, достижение запланированного КИН становятся труднорешаемой задачей.

Созданные базы данных геолого-промысловой информации и методы решения поставленных задач объективно содержат и накапливают многочисленные системные и не системные ошибки, которые впоследствии могут стать причиной серьезных негативных процессов, имеющих необратимый характер.

Следует отметить, что недостаточность, неопределенность геофизических данных, неоднозначность их интерпретации часто приводят к ошибочным результатам при отбивке водонефтяного контакта (ВНК).

Очевидно, что ошибка, допущенная при определении ВНК в сторону увеличения глубины, провоцирует преждевременное катастрофическое обводнение продукции добывающих скважин, что, в свою очередь, способствует формированию застойных и слабодренированных зон нефтяной залежи, и, как следствие, достижение важнейшего показателя рациональности разработки месторождения — проектного коэффициента извлечения нефти — становится невозможным. Ошибка в обратную сторону, уменьшения глубины в определении ВНК, чревата занижением запасов и многими другими проблемами технологического толка, приводящими к пересмотру, чаще к уменьшению КИН ниже утвержденного проектного значения. Авторы [4] справедливо отмечают, что «отбивка ВНК с погрешностью 1 м сопровождается погрешностью в оценке начальных запасов нефти, иногда во многие миллионы тонн».

Это в равной степени относится к расчету и определению других важных параметров и показателей, полученных в результате геолого-гидродинамического моделирования.

Сказанное свидетельствует о том, что во всех стадиях: на этапах разведки, разработки и эксплуатации месторождения жидких и газообразных углеводородов — требуется актуализация проводимых исследований для уточнения и совершенствования применяемых технических и технологических проектных решений.

Это касается не только конечного КИН при заводнении, но и его составляющих: коэффициента вытеснения нефти водой, который определяется экспериментально и в среднем не превышает значения 0,5, а также коэффициента охвата заводнением, который рассчитывается различными способами и всегда по определению оказывается завышенным. Учитывая, что коэффициент охвата существенно меняется во времени, то традиционный метод его оценки и в целом определения КИН часто приводит к ошибочным результатам и неоднократно пересматривается в проектных документах.

Еще одной острой проблемой является неустойчивость фронта вытеснения нефти водой и тройственность коэффициента водонасыщенности, полученная в классической теории Бакли — Леверетта [17] при фильтрации двухфазного потока. Согласно этой теории скачкообразное изменение водонасыщенности на неустойчивом фронте вытеснения нефти водой является предвестником преждевременного прорыва воды к добывающим скважинам [4—7, 10—15, 18].

Попытки решения обозначенных актуальных проблем являются ключом рациональной разработки месторождений с подобными осложнениями [1, 2, 3]. Накопился огромный опыт по условной типизации и классификации ВПЗ, ВНК, ГНК, ВНЗ, ЧНЗ, что, безусловно, облегчило жизнь специалистам при принятии геолого-технических решений. Но большинство проблем сохраняют свою актуальность, так как адекватные решения отсутствуют. В данной статье предлагается новый методический подход для решения поставленной задачи.

Теоретические предпосылки и практическая реализация методики

В свете вышеизложенного обращают на себя внимание проблемы, возникающие при разработке Кечимовского нефтяного месторождения. Кечимовское месторождение по величине утвержденных извлекаемых запасов нефти относится к категории крупных, по геологическому строению – к очень сложным [16]. Согласно проектному документу основными по запасам являются пласты группы АВ ($АВ_1^3$ + $АВ_2$), в них сосредоточено более 60% запасов нефти промышленных категорий. Продуктивная часть пласта $АВ_1^3$ представлена мелкозернистыми в разной степени глинистыми песчаниками, развитыми в виде тонких (1—3 м) слоев, регулярно переслаивающихся с плотными алевролитами и аргиллитами. Пласт в целом имеет однотипное строение, характеризуется увеличением глинистости вверх по разрезу, что присуще отложениям, формировавшимся в условиях морской трансгрессии. Общая толщина пласта изменяется от 8,5 до 14 м. Отложения пласта $АВ_2$ представлены фациями континентальной группы. Пласт отличается высокой степенью литологической неоднородности, обусловленной чередованием глинистых и песчано-алевролитовых слоев переменной толщины и линзовидных обособлений, наличием уплотненных интервалов среди песчано-алевролитовых слоев. На всей территории исследований пласты $АВ_1^3$ и $АВ_2$ образуют гидродинамически связанный резервуар, что послужило основанием для их объединения в один эксплуатационный объект $АВ_{1-2}$. Пласты имеют по одной залежи, различаются по ФЕС и обладают высокой степенью как послойной, так и зональной неоднородности. Расчлененность верхнего пласта изменяется от 3 до 4, нижнего — от 1 до 7. Пласт $АВ_1^3$ в основном представлен чисто нефтяной зоной. Предполагается, что пласт $АВ_2$ имеет обширные водонефтяные зоны как с контактной, так и неконтактной водой. Участки его чисто нефтяной зоны

в основном имеют небольшую глинистую перемычку с водонасыщенным пластом $АВ_3$.

К 2009 году во время активной фазы буровых работ была создана сейсмогеологическая модель (СГМ), позволяющая прогнозировать распространение коллектора в межскважинном пространстве [16], что позволило индивидуально подходить к заложению и бурению каждой скважины с определением вида заканчивания ствола и способа вскрытия, что, в конечном счете, значительно повысило эффективность бурения.

Однако ситуация резко изменилась после бурения большого количества скважин, в том числе с горизонтальным окончанием, и за десять лет активной эксплуатации скважины значительно обводнились до 94%, а выработка запасов нефти признается неудовлетворительной, так как отбор от НИЗ по пластам $АВ_1^3$ и $АВ_2$ соответственно составил 19 и 49%.

Актуализация геологической модели по участку, охватывающему кусты 750 и 756, позволила определить причины столь быстрого прорыва пластовой воды к добывающим скважинам.

В ходе критического анализа геолого-промысловой информации по объекту разработки $АВ_{1-2}$ Кечимовского нефтяного месторождения установлено, что при интерпретации результатов комплекса геофизических исследований в ряде скважин, в том числе на добывающей скважине № 7337, была допущена неточность при определении ВНК всего лишь на несколько метров. Очевидно, не заметив неточность расположения линии ВНК, перфорировали и частично вскрыли высокопроницаемый пропласток залежи в чисто водяной зоне, как видно из рисунка 1.

Это привело к прорыву воды к добывающей скважине 7337, и по промысловым меркам обводненность почти «мгновенно», за считаные месяцы, достигла 90% (рис. 2). В течение длительного времени с медленным ростом обводненности скважина продолжила работу вплоть до настоящего времени, при этом скважина

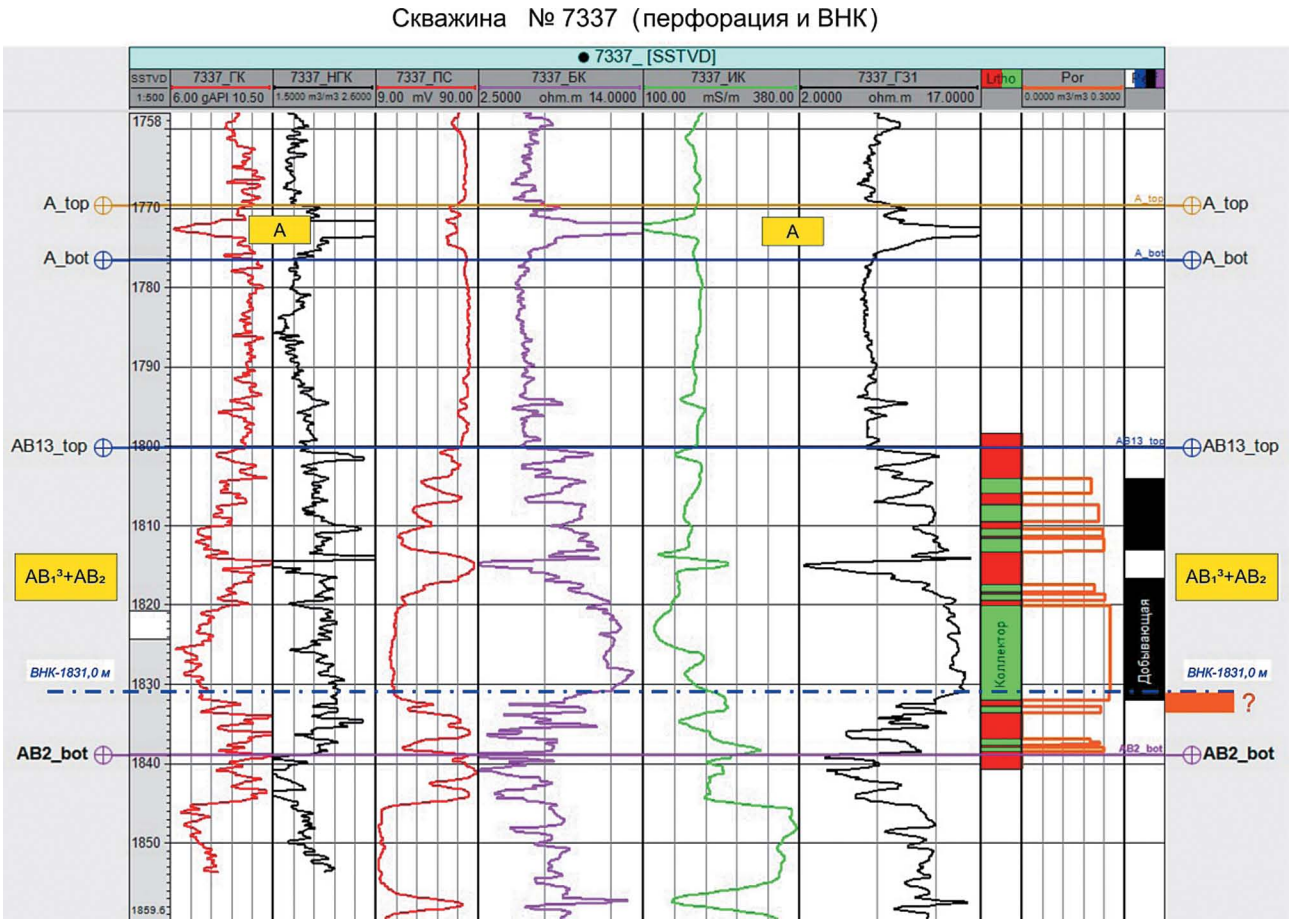


Рис. 1. *Уточнение ВНК на скважине 7337*
Fig. 1. *Clarification of the water-oil contact at well 7337*

эксплуатировалась мощными насосами ЭЦН 125-160 м^3/сут, в итоге обводненность достигла 98% и накопленная добыча нефти составила 31 886 т. Согласно карте плотности начальных подвижных запасов нефти (рис. 3) скважина 7337 находится в достаточно мощной и высокопроницаемой зоне с плотностью запасов 7,5 тыс. т/га. Учитывая что площадь дренирования вертикальной скважины должна составлять в среднем 20 га, при радиусе контура питания скважины 250 м начальные подвижные запасы, приходящиеся на эту скважину, должны быть не менее 150 тыс. т. Сравнение с величиной накопленной добычи нефти показывает, что из скважины 7337 добыта примерно пятая часть извлекаемых запасов из зоны дренирования, а обводненность достигла 98%. Соответственно, для отбора оставшейся части запасов нефти требуется оперативно пересмотреть подходы к эксплуатации этой скважины и вернуться к уточнению геолого-физических характеристик и результатов геологического моделирования.

На рисунке 2 обращают на себя внимание кривые по динамике обводнения по всем трем скважинам, которые в течение 5—12 месяцев достигли уровня 80, 90 и 98%. Кроме того, оценка динамики отбора жидкости по методу Херста [7, 10] показывает, что процесс отбора жидкости скважинами на рисунке 2 имеет антиперсистентный характер, при котором уровень локального шума сопоставим по величине с глобальными отклонениями сигнала, поскольку параметр Херста существенно меньше $H < 0,5$. Это, в свою очередь, свидетельствует о том, что система ППД должным образам не воздействует, не поддерживает и не компенсирует отбор жидкости закачиваемой водой. Обводнение продукции скважин происходит за счет прорыва воды из расположенного ниже высокопроницаемого плата A_3. На это же указывает сопоставление карт остаточных запасов с картами нормированных уровней отборов по нефти, воде и жидкости.

Коэффициент нормированного удельного отбора [7, 10] позволяет оценить способности продуктивного коллектора отдать с каждой единицы мощности за единицу времени максимально возможный объем нефти.

Коэффициент нормированного удельного отбора рассчитывается отдельно по нефти, воде и жидкости по формуле

$$P_i = \frac{Q_i}{T_i h_i},$$

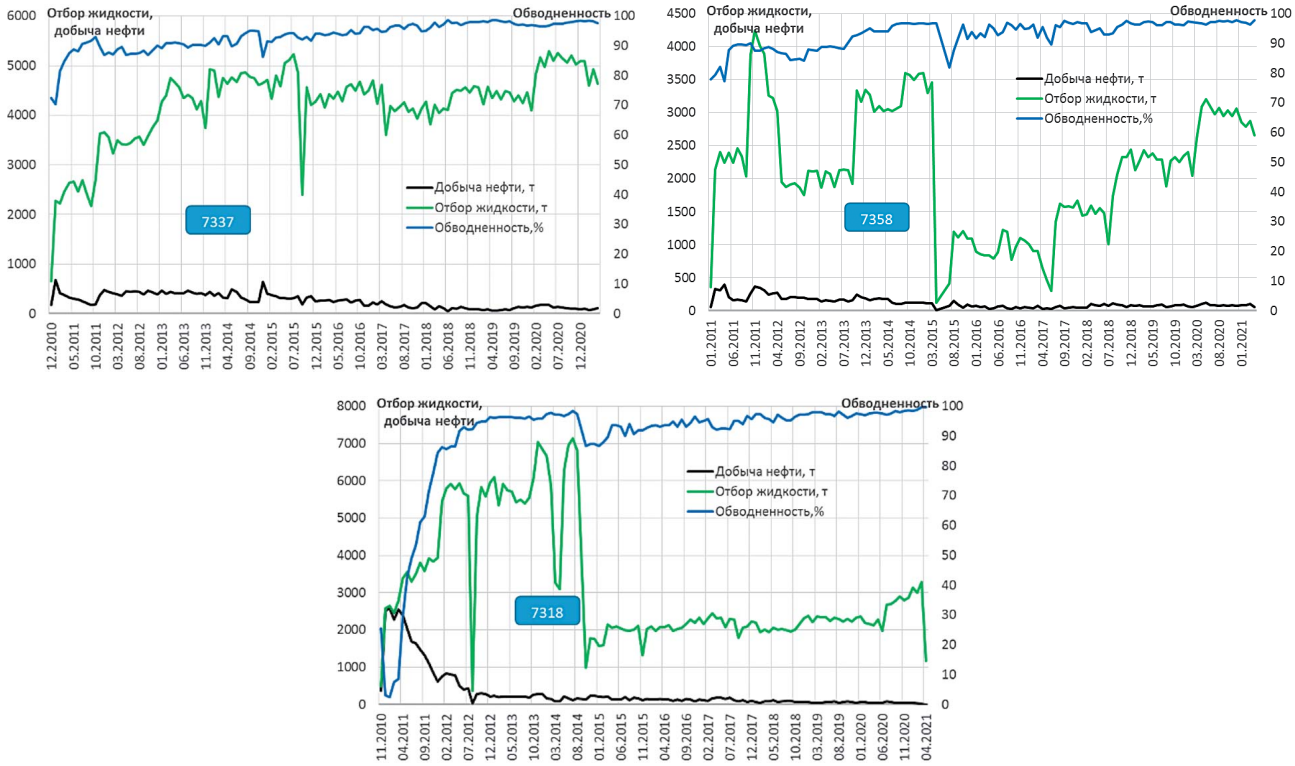


Рис. 2. *Технологические показатели разработки скважин 7337, 7358, 7318*
Fig. 2. *Technological indicators of well development 7337, 7358, 7318*

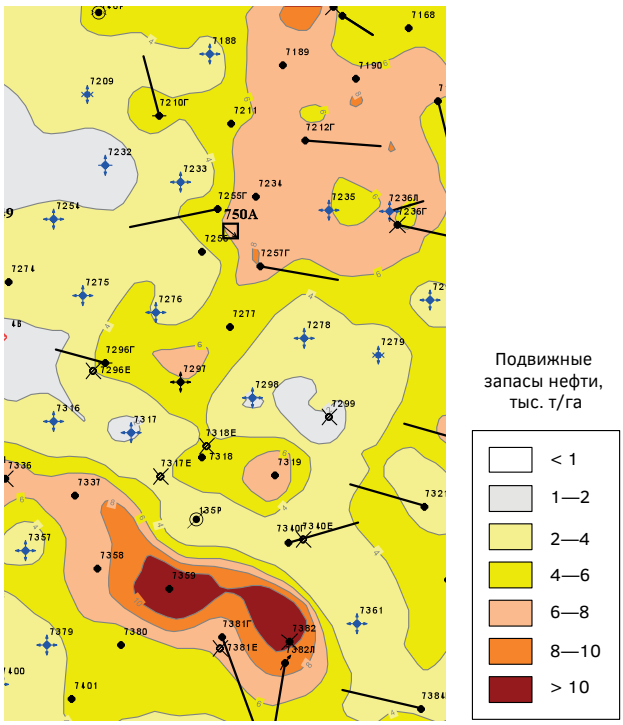


Рис. 3. *Карта плотности начальных подвижных запасов нефти (материал из «Дополнения к технологической схеме разработки Кечимовского месторождения ХМАО-ЮГРЫ, 2018 г.»)*
Fig. 3. *Map of the density of the initial mobile oil reserves (material from the "Supplement to the technological scheme for the development of the Kechimovsky field of KhMAO-YUGRA, 2018")*

где Q_i — накопленный отбор нефти, жидкости или воды для добывающих скважин, объем закачиваемой воды для нагнетательных скважин; T_i — наработка или фактическое время эксплуатации скважин с начала разработки; h_i — эффективная нефтенасыщенная мощность пласта *i*–той скважины, *N* — количество скважин рассматриваемого участка, средняя величина определяется как

$$P_m = \frac{\sum_{i=1}^{N} P_i}{N}.$$

Текущие коэффициенты удельного отбора находятся разделением на средний коэффициент P_m.

$$P_{ui} = \frac{P_i}{P_m},$$

где P_{ui} — коэффициент нормированного удельного отбора *i*-той скважины. На выбранном участке нефтяной залежи строятся изолинии с коэффициентами нормированного удельного отбора, рассчитанные по каждой скважине. Области, где коэффициент нормированного удельного отбора больше единицы (красная линия на рисунке 4), имеют лучшую, точнее, выше среднего выработку запасов продуктивных толщин по сравнению с зонами, в которых этот коэффициент меньше единицы, меньше среднего значения по залежи.

Карты равных линий коэффициентов нормированного удельного отбора, построенные по расчетным данным участка залежи, наглядно выявляют застойные и слабодренируемые зоны, содержащие остаточную нефть, и просто зоны, не охваченные или слабо охваченные заводнением и в целом фильтрацией.

На рисунке 4 скважина 7337 оказалась в зоне низких нормированных удельных отборов по нефти, не превышающих 0,5, в отличие от скважин 7212г и 7257г с высокими удельными отборами. По карте плотности начальных подвижных запасов нефти (рис. 3) на зоны отбора этих скважин приходится более 6 тыс. т/га нефти.

Скважин с идентичной проблемой преждевременного прорыва воды из уровня ВНК на одном кусте оказалось три. По всем этим скважинам уровень ВНК оказался выше указанного в проектном документе и в геологической модели к проекту, и все скважины практически с начала эксплуатации за кратчайшее время достигли высоких значений обводненности.

После построения усеченной геологической модели по участку расположения двух кустов установлено, что из-за неточного выделения водонасыщенного интервала в подошве пласта AB_2 произведена неверная перфорация со вскрытием водононасыщенного коллектора (рис. 5). Это, по-видимому, и привело к быстрому обводнению скважин 7337, 7358, 7318г с обводненностью, соответственно, 98, 98, 99% (рис. 2). Закачка воды в окружающие нагнетательные скважины производилась после достижения высоких значений обводненности, что не могло обеспечить оптимальность системы ППД.

Предметный анализ состояния разработки всех скважин данного куста показывает, что закачка воды в соседние нагнетательные скважины началась существенно позже и других источников воды, кроме как воды водоносного горизонта, ниже ВНК нет. Даже если допустить влияние окружающих нагнетательных скважин на процесс обводнения продукции этих добывающих скважин, добиться такого высокого уровня обводненности за короткое время невозможно.

Построенная новая усеченная геологическая модель участка залежи позволила оперативно уточнить и скорректировать фактическое

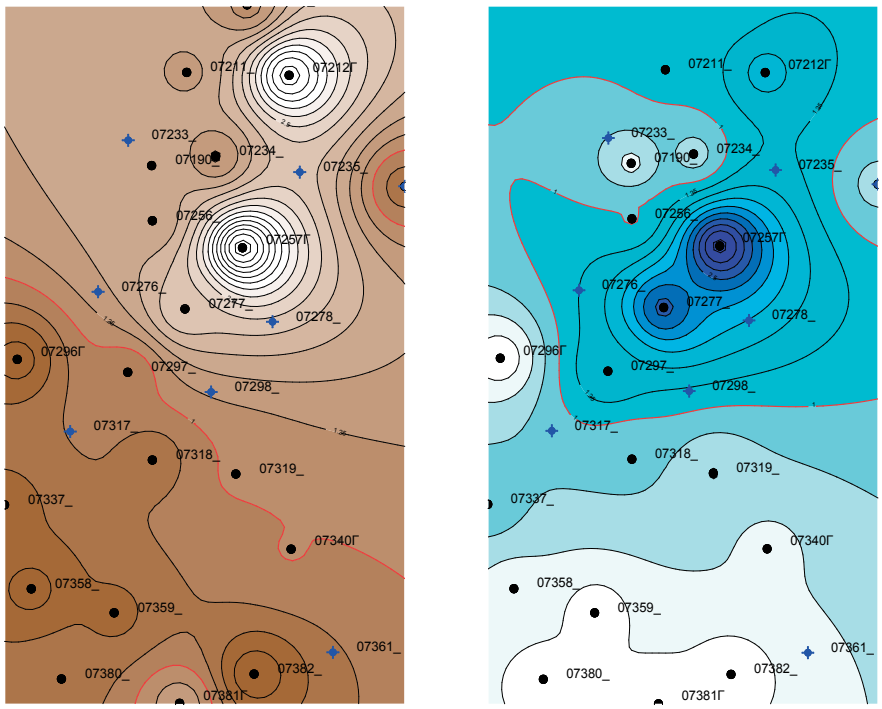


Рис. 4. *Карта удельных отборов нефти и воды*
Fig. 4. *Map of specific oil and water withdrawals*

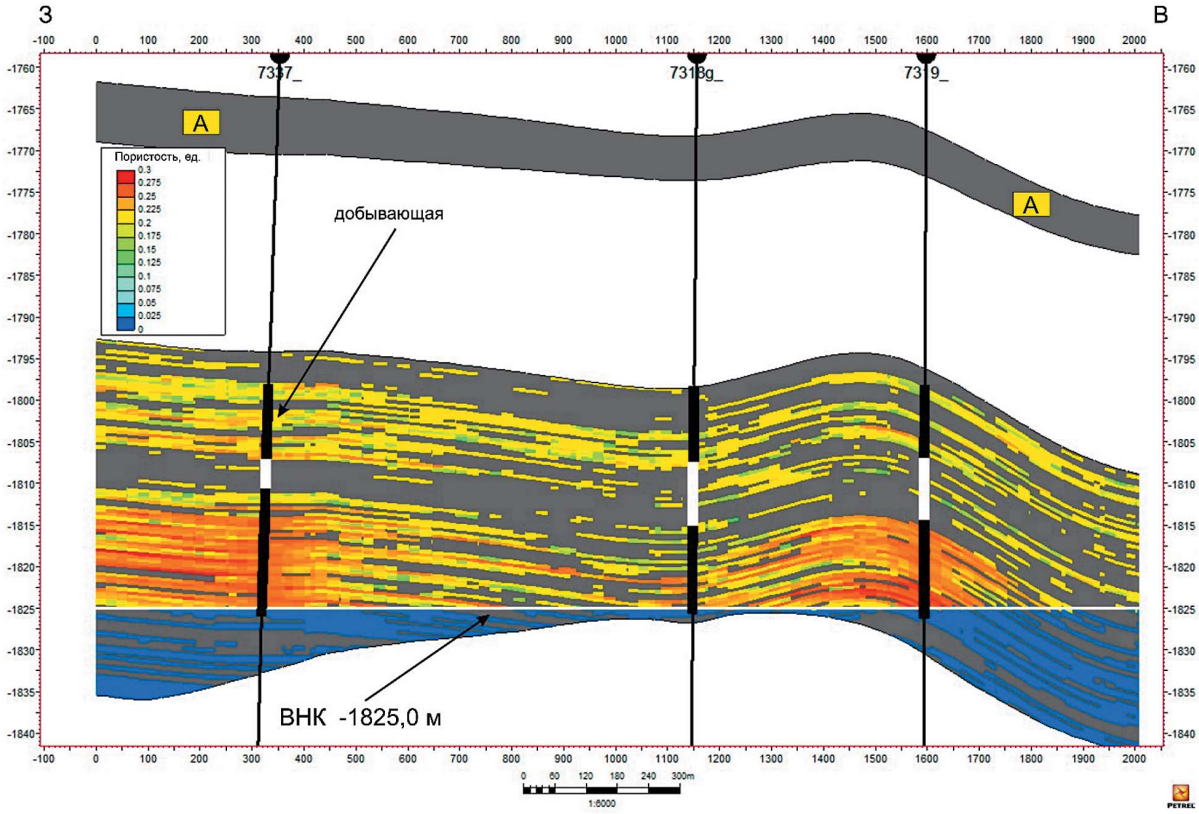


Рис. 5. *Геологический профиль по линии скважин 7337—7318г—7319*
Fig. 5. *Geological profile along the well line 7337—7318g—7319*

положение уровня ВНК. Тем самым стало возможным определение интервалов для изоляции (табл. 1) источника водопритока в скважинах и предложить инновационную технологию для изоляции водопритоков в этих скважинах. Технологические решения по изоляции источников притока воды, в том числе заколонных притоков, защищены патентами РФ [8, 9] и успешно применялись в различных геолого-технических условиях.

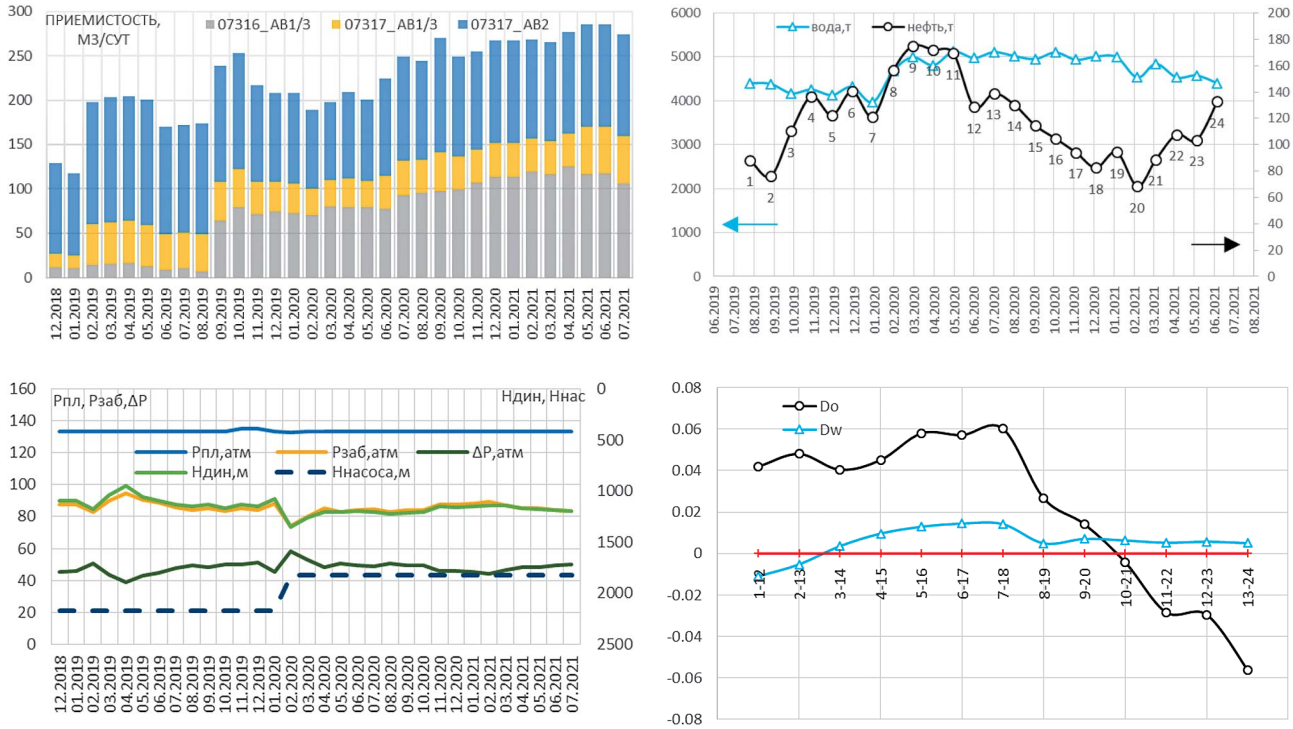
Успешная реализация ремонтно-изоляционных работ в скважинах приведет к изменению режимов работы системы «ППД—пласт—скважина—насос», режим работы насосов необходимо будет перевести в более щадящий режим. Для оперативного регулирования и оптимизации режимов работы добывающих и нагнетательных скважин рекомендуется использовать новую методику, сочетающую распределение скважин по принципу Парето; расчет значений нормированных удельных отборов нефти, воды, жидкости; определение динамики дискриминантного критерия; установления взаимодействия скважин. Подробности и детали использования методики изложены в опубликованных работах [10, 14]. На рисунке 6 представлен фрагмент из методики процесса оптимизации системы «ППД—пласт—скважина—насос». В комментариях к рисунку 6 указано, что система ППД в районе скважины 7337 (ЭЦНА5А-160-1500) работает эффективно, поскольку пластовое давление составляет 135 атм., а забойное давление 80 атм., что выше давления насыщения на 20 атм., динамический уровень над насосом 632 м, достаточный для нормальной работы насоса.

По расчетам удельный отбор по нефти равен 0,15 для пласта $АВ_1^3$; 0,34 для пласта $АВ_2$; а по воде равен 0,93 для пласта $АВ_1^3$; 0,72 для пласта $АВ_2$, что ниже среднего, равного 1, что подтверждается плотностью остаточных запасов нефти, которая больше 6 тыс. т/га. По распределению Парето скважина 7337 попадает в группу низкодебитных по нефти и высокодебитных по воде, у которой на 4 т нефти добывается 150 м³ воды. Насос ЭЦНА5А-160-1500 работает в левой части напорной характеристики, значения дискриминантного критерия на текущий момент для нефти Dн < 0, а для воды Dв > 0, что предполагает рекомендовать увеличение отбора жидкости, однако, учитывая информацию из уточненной геологической модели, необходимым первоочередным геолого-техническим мероприятием для скважины 7337 рекомендуется проведение ремонтно-изоляционных работ в нижней части перфорированного интервала. И только после проведения рекомендованного ГТМ и комплекса сопутствующих промыслово-геофизических исследований необходимо будет пересчитать дискриминантный критерий и выбрать новый оптимальный режим работы насоса.

Таким образом, предлагаемый методический подход системной оптимизации процесса заводнения включает решение ряда теоретических и экспериментальных задач, позволяющих не только мобилизовать закачиваемую воду регулированием рабочих режимов, взаимодействующих добывающих и нагнетательных скважин, но и оптимизировать систему назначением соответствующих геолого-технических мероприятий, в том числе РИР, технологий повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти. Для достижения поставленной цели в методике оптимизации предусмотрено решение следующих геофизических и гидродинамических научно-методических задач:

Таблица 1. Промысловые показатели работы скважин 7337, 7358, 7318г и интервалы проведения РИР
Table 1. Field performance indicators of wells 7337, 7358, 7318g and RIR intervals

Показатель	7337	7358	7318
Плотность начальных подвижных запасов нефти, тыс. т/га	6—8	6—8	4—6
Площадь дренирования скважины, га	20	20	20
Извлекаемый запас нефти, тыс. т	140	140	100
Накопленная добыча нефти, тыс. т	30	15	35
Обводненность, %	98	98	99
Интервалы проведения РИР			
Глубина кровли, м	2273	2132	2104
Глубина подошвы, м	2281	2137	2109
Глубина кровли АО, м	-1825	-1816	-1818
Глубина подошвы АО, м	-1832	-1821	-1823



ППД	ПЛАСТ + ПЗС	СКВАЖИНА+НАСОС
Давление на контуре питания достаточное, забойное давление выше давления насыщения, динамический уровень над насосом 632 м.	Группа Парето П3 Удельный отбор по нефти (0,15 АВ1/3; 0,34 АВ2) и воде (0,93 АВ1/3; 0.72 АВ2) ниже среднего. Плотность остаточных запасов нефти высокая >6 тыс.т/га. Коэффициент продуктивности средний 1.55 м³/(сут×атм).	Насос работает в левой части оптимальной области напорной характеристики. Значения дискриминантного критерия с 03.2021 г. Dн < 0, Dв > 0. Имеется возможность увеличить отбор. После проведения рекомендованного ГТМ — РИР пересчитать дискриминантный критерий и подобрать новый режим работы насоса.

Рис. 6. *Фрагмент процесса оптимизации системы «ППД—пласт—скважина—насос» для скважины 7337*
Fig. 6. *Fragment of the optimization process of the "PPD—formation—well—pump" system for well 7337*

· осуществляется технологически обоснованный выбор участка или объекта разработки с целью оптимизации системы заводнения, в частности системы поддержания пластового давления в качестве вторичного метода повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти;

· актуализируется корреляция разреза скважин с уточнением отбивки уровня ВНК и причины и последствия преждевременного прорыва воды к добывающим скважинам;

· устанавливается теснота связи и возможная степень взаимовлияния между добывающими и нагнетательными скважинами по корреляционным разрезам скважин и по расчету динамики корреляции закачки воды, отбора жидкости, нефти и воды за определенный требуемый интервал времени;

· определяются застойные и слабодренируемые зоны залежи сравнением карт остаточных запасов и карт нормированных удельных отборов нефти, воды, жидкости с последующей подготовкой

практических рекомендаций для вовлечения их в активную разработку;

· на основе уточненной интерпретации каротажного материала и коррекции геологической модели участка в первую очередь устанавливаются скважины, требующие проведения ремонтно-изоляционных работ и доперфорации, поскольку необходимым условием успешного использования нестационарного гидродинамического воздействия является наиболее полное вскрытие объекта разработки как по степени, так и по характеру;

· группируются добывающие скважины по фазовому потенциалу по нефти и воде, согласно принципу Парето, в том числе для определения групп скважин, подходящих под нестационарное гидродинамическое воздействие и оптимизацию режима их работы;

· определяются в отдельную группу скважины, нуждающиеся в проведении ГТМ по повышению их продуктивности;

· осуществляется оптимизация режимов отбора добывающих и нагнетательных скважин на основе дискриминантного критерия с целью предсказания последствий неустойчивости фронта вытеснения нефти водой и предотвращения преждевременного прорыва воды;

· анализируются и сопоставляются принятые решения с полученными результатами промыслово-геофизических, гидродинамических и трассерных исследований;

· ежемесячно актуализируются данные показателей работы скважин, осуществляется оперативный расчет по методике и вносятся изменения в систему мониторинга и контроля за процессом заводнения;

· составляется программа работ с практическими рекомендациями по ГТМ каждой скважины и в целом по залежи;

· оценивается технологическая эффективность проведенных геолого-технических мероприятий сертифицированным программным продуктом на основе унифицированной методики «ШАХМЕТ».

Заключение

Эффективное управление разработкой геологически сложного объекта $АВ_{1-2}$ Кечимовского месторождения невозможно без актуализации уточненной геологической модели объекта разработки, целью которой является определение местоположения остаточных запасов по площади и разрезу пластов, выявление закономерностей механизма выработки запасов нефти, эффективности системы ППД, обоснования комплексных геолого-технологических мероприятий, направленных на совершенствование разработки и достижение утвержденной величины конечного коэффициента нефтеизвлечения. При сложившейся неустойчивой системе разработки необходимо внести уточнения в геологическую модель залежи касательно ВНК, профиля корреляции и взаимодействия скважин, устранения несовершенства скважин и восстановления мобильности системы ППД.

С помощью новой версии геологической модели участка кустов 750, 756 и анализа имеющейся геолого-промысловой информации удалось внести уточнение в положение ВНК и рабочих интервалов добывающих и нагнетательных скважин. В качестве первоочередных ГТМ рекомендовано проведение необходимых ремонтно-изоляционных работ с последующей перфорацией для увеличения охвата пластов заводнением. После получения положительных результатов этих ГТМ необходимо осуществить оптимизацию системы «ППД—пласт—скважина—насос» регулированием режимов работы взаимодействующего добывающего и нагнетательного фонда скважин используя диагностические критерии на основе дискриминантного критерия в сочетании с анализом традиционной промысловой информации.

Оптимизация системы «ППД—пласт—скважина—насос» при заводнении нефтяных месторождений рассчитана на определенный технологический и экономический эффект, ресурсосбережение и повышение энергоэффективности. Основной эффект выражается в дополнительной добыче нефти, которая разделяется на нефть, полученную за счет повышения нефтеотдачи пластов, и за счет интенсификации добычи нефти. Практические рекомендации по оптимизации режимов работы скважин рассчитаны в том числе на технологически и экономически обоснованное сокращение отбора воды по добывающим и расхода по нагнетательным скважинам, а также на достижение энергоэффективности за счет установления оптимального режима работы насосного оборудования.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Азиз Х., Сеттари Э.* Математическое моделирование пластовых систем. Москва — Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. 416 с.
2. *Арефьев С.В.* Разработка модели геологического строения Ачимовской толщи в северо-западной части Нижневартовского свода: дисс. ... канд. геол.-минерал. наук. Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья. Томск, 2008. 24 с.
3. *Арефьев С.В., Юнусов Р.Р.* Новый подход к старым месторождениям. Деловой журнал Neftegaz.RU. 2018. № 3(75). С. 50—53.
4. *Закиров С.Н., Закиров Э.С., Закиров И.С., Баганова М.Н., Спиридонов А.В.* Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. М., 2004. 520 с.
5. *Крейг Ф.Ф.* Разработка нефтяных месторождений при заводнении. М.: Недра, 1974. 191 с.
6. *Мандрик И.Э., Панахов Г.М., Шахвердиев А.Х.* Научно-методические и технологические основы оптимизации процесса повышения нефтеотдачи пластов. М.: Нефтяное хозяйство, 2010. 228 с.
7. *Мирзаджанзаде А.Х., Шахвердиев А.Х.* Динамические процессы в нефтегазодобыче: системный анализ, диагноз, прогноз. М.: Наука, 1997. 254 с.
8. Патент на изобретение RU 2111337 C1, 20.05.1998. Шахвердиев А.Х., Панахов Г.М., Сулейманов Б.А., Аббасов Э.М., Берман А.В. Способ изоляции зон поглощения в скважине // Патент РФ № 2111337, 1998.
9. Патент на изобретение RU 2123586 C1, 20.12.1998. Шахвердиев А.Х., Панахов Г.М., Сулейманов Б.А., Аббасов Э.М., Курбанов Р.А., Матвеев К.Л. Способ разработки нефтяной залежи // Патент РФ № 2123586, 1998.
10. *Шахвердиев А.Х.* Системная оптимизация процесса разработки нефтяных месторождений. М.: Недра, 2004. 452 с.
11. *Шахвердиев А.Х.* Еще раз о нефтеотдаче // Нефтяное хозяйство. 2014. № 1. С. 44—50.
12. *Шахвердиев А.Х.* Некоторые концептуальные аспекты системной оптимизации разработки нефтяных месторождений // Нефтяное хозяйство. 2017. № 2. С. 58—63.
13. *Шахвердиев А.Х.* Системная оптимизация нестационарного заводнения с целью повышения нефтеотдачи пластов // Нефтяное хозяйство. 2019. № 1. С. 44—50.
14. *Шахвердиев А.Х., Арефьев С.В., Денисов А.В., Юнусов Р.Р.* Методика восстановления оптимального режима функционирования системы пласт — скважина с учетом неустойчивости фронта вытеснения // Нефтяное хозяйство. 2020. № 6. С. 52—57.
15. *Шахвердиев А.Х., Шестопалов Ю.В., Мандрик И.Э. Арефьев С.В.* Альтернативная концепция мониторинга и оптимизации заводнения нефтяных пластов в условиях неустойчивости фронта вытеснения // Нефтяное хозяйство. 2019. № 12. С. 118—123.
16. *Шкандратов В.В., Шаламова В.И., Задворнов А.А., Вахрушев В.В., Арефьев С.В.* Анализ состояния разработки пластов $АВ_1^3 + АВ_2$ Кечимовского месторождения с учетом новых представлений о геологическом строении // Нефтяное хозяйство. 2011. № 8. С. 50—54.
17. *Buckley I., Leverett M.C.* Mechanism of Fluid Displacement in Sands // Trans. AIME. 1942. Vol.. 146. P. 107.
18. *Shakhverdiev A.Kh., Shestopalov Yu.V.* Qualitative analysis of quadratic polynomial dynamical systems associated with the modeling and monitoring of oil fields // Lobachevskii journal of mathematics. 2019. Vol. 40, no. 10. P. 1691—1706.

REFERENCES

1. Aziz H., Settari E. Mathematical modeling of reservoir systems. Moscow — Izhevsk: Institute of Computer Research, 2004. 416 p.
2. Arefyev S.V. Development of a model of the geological structure of the Achimov strata in the northwestern part of the Nizhnevartovsk vault. Dissertation for the degree of Candidate of Geological and Mineralogical Sciences. Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Raw Materials. Tomsk, 2008. 24 p.
3. Arefyev S.V., Yunusov R.R. A new approach to old deposits // Business Magazine Neftegaz.RU . 2018. No. 3(75). P. 50—53.
4. Zakirov S.N., Zakirov E.S., Zakirov I.S., Baganova M.N., Spiridonov A.V. New principles and technologies for the development of oil and gas fields. Moscow, 2004. 520 p.
5. Craig F.F. Development of oil fields during flooding. Moscow: Nedra, 1974. 191 p.
6. Mandrik I.E., Panakhov G.M., Shakhverdiev A.H. Scientific, methodological and technological bases for optimizing the process of increasing oil recovery. Moscow: Oil economy, 2010. 228 p.
7. Mirzajanzade A.H., Shakhverdiev A.Kh. Dynamic processes in oil and gas production: system analysis, diagnosis, forecast. Moscow: Science, 1997. 254 p.
8. Patent for invention RU 2111337 C1, 05/20/1998. Shakhverdiev A.H., Panakhov G.M., Suleymanov B.A., Abbasov E.M., Berman A.V. Method of isolation of absorption zones in a well // RF Patent No. 2111337, 1998.
9. Patent for invention RU 2123586 C1, 12/20/1998. Shakhverdiev A.H., Panakhov G.M., Suleymanov B.A., Abbasov E.M., Kurbanov R.A., Matveev K.L. Method of oil deposit development // RF Patent No. 2123586, 1998.
10. Shakhverdiev A.Kh. System optimization of the process of oil field development. Moscow: Nedra, 2004. 452 p.

11. Shakhverdiev A.Kh. Once again about oil recovery // Oil Industry. 2014. No. 1. P. 44—50.
12. Shakhverdiev A.Kh. Some conceptual aspects of system optimization of oil field development // Oil Industry. 2017. No. 2. P. 58—63.
13. Shakhverdiev A.Kh. System optimization of non-stationary flooding in order to increase oil recovery // Oil Industry. 2019. No. 1. P. 44—50.
14. Shakhverdiev A.Kh., Arefyev S.V., Denisov A.V., Yunusov R.R. Method of restoring the optimal mode of operation of the reservoir-well system taking into account the instability of the displacement front // Oil industry. 2020. No. 6. P. 52—57.
15. Shakhverdiev A.Kh., Shestopalov Yu.V., Mandrik I.E. Arefyev S.V. Alternative concept of monitoring and optimization of flooding of oil reservoirs in conditions of instability of the displacement front // Oil industry. 2019. No. 12. P. 118—123.
16. Shkandratov V.V., Shalamova V.I., Zadvornov A.A., Vakhrushev V.V., Arefyev S.V. Analysis of the state of development of the AB13+AB2 formations of the Kechimovsky deposit taking into account new ideas about the geological structure // Oil Industry. 2011. No. 8. P. 50—54.
17. Buckley I., Leverett M.C. Mechanism of Fluid Displacement in Sands // Trans. AIME. 1942. Vol.. 146. P. 107.
18. Shakhverdiev A.Kh., Shestopalov Yu.V. Qualitative analysis of quadratic polynomial dynamical systems associated with the modeling and monitoring of oil fields // Lobachevskii journal of mathematics. 2019. Vol. 40, no. 10. P. 1691—1706.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Шахвердиев А.Х. — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Арефьев С.В. — разработал концепцию статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

Полищук А.А. — разработал концепцию статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

Вайнерман Б.П. — построил геологическую модель, подготовил рисунки, редактировал публикуемую версию статьи.

Юнусов Р.Р. — осуществил сбор данных, проведение расчетов, подготовил рисунки и оформление публикуемой версии статьи.

Денисов А.В. — произвел обработку данных, проведение расчетов, подготовку рисунков, оформление публикуемой версии статьи.

Aziz Kh. Shakhverdiev — developed the concept of the article, prepared the text of the article, finally approved the published version of the article and agreed to take responsibility for all aspects of the work.

Sergei V. Arefyev — developed the concept of the article, finally approved the published version of the article.

Alexander A. Polishchuk — developed the concept of the article, finally approved the published version of the article.

Boris P. Vaynerman — construction of a geological model, preparation of drawings, editing of the published version of the article.

Radmir R. Yunusov — data collection, calculations, preparation of drawings, design of the published version of the article.

Alexey V. Denisov — data processing, calculations, preparation of drawings, design of the published version of the article.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Шахвердиев Азизага Ханбаба оглы — доктор технических наук, профессор кафедры разработки и эксплуатации месторождений нефти и газа Российского государственного геологоразведочного университета им. С. Орджоникидзе.
23, ул. Миклухо-Маклая, г. Москва 117997, Россия
e-mail: ah_shah@mail.ru
SPIN-код: 8730-3136
ORCID: https://orcid.org/0000-0002-2628-8319

Aziz Kh. Shakhverdiev — Dr. of Sci. (Techn.), Professor of the Department of development and operation of oil and gas fields, Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting.
23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia
e-mail: ah_shah@mail.ru
SPIN-code: 8730-3136
ORCID: https://orcid.org/0000-0002-2628-8319

Арефьев Сергей Валерьевич — кандидат геолого-минералогических наук, заместитель генерального директора по разработке месторождений — главный геолог ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».
20, ул. Прибалтийская, г. Когалым, Ханты-Мансийский автономный округ — Югра, Тюменская обл. 628484, Россия
SPIN-код: 3117-5101

Полищук Александр Анатольевич — заместитель генерального директора по разработке месторождений — главный геолог ТПП «Покачевнефтегаз».
8, ул. Комсомольская, г. Покачи, Ханты-Мансийский автономный округ — Югра, Тюменская обл. 628661, Россия

Вайнерман Борис Пинхосович — кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геологии и разведки месторождений углеводородов Российского государственного геологоразведочного университета им. С. Орджоникидзе.
23, ул. Миклухо-Маклая, г. Москва 117997, Россия
SPIN-код: 6973-5112
ORCID: https://orcid.org/0000-0002-8305-6055

Юнусов Радмир Руфович — начальник отдела контроля и анализа разработки месторождений нефти и газа ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».
20, ул. Прибалтийская, г. Когалым, Ханты-Мансийский автономный округ — Югра, Тюменская обл. 628484, Россия

Денисов Алексей Владимирович* — ассистент на кафедре разработки и эксплуатации месторождений нефти и газа Российского государственного геологоразведочного университета им. С. Орджоникидзе.
23, ул. Миклухо-Маклая, г. Москва 117997, Россия
e-mail: denisovav@mgri.ru
SPIN-код: 7268-0082
ORCID: https://orcid.org/0000-0001-5818-8702

Sergei V. Arefyev — Cand. of Sci. (Geol.-Min.), Deputy Director General for field development and chief geologist of LLC “LUKOIL-Western Siberia”.
20, Pribaltiyskaya str., Kogalym, Khanty-Mansi Autonomous Okrug — Yugra, Tyumen Region 628484, Russia
SPIN-code: 3117-5101

Alexander A. Polishchuk — Deputy Director General for field development and chief geologist of the TPP “Pokachevneftegaz”.
8 Komsomolskaya str., Pokachi, Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug, Tyumen Region 628661, Russia

Boris P. Vaynerman — Cand. of Sci. (Geol.-Min.), Assoc. Prof. of the Department of Geology and exploration of hydrocarbons from the Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting.
23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia
SPIN-code: 6973-5112
ORCID: https://orcid.org/0000-0002-8305-6055

Radmir R. Yunusov — head of the Department of monitoring and analysis of development of oil and gas OOO “LUKOIL-West Siberia”.
20, Pribaltiyskaya str., Kogalym, Khanty-Mansi Autonomous Okrug — Yugra, Tyumen Region 628484, Russia

Alexey V. Denisov* — assistant at the Department of development and operation of oil and gas fields of the Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting.
23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia
e-mail: denisovav@mgri.ru
SPIN-code: 7268-0082
ORCID: https://orcid.org/0000-0001-5818-8702

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author