SOCAR

SOCAR Proceedings

Reservoir and petroleum engineering

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

РЕГУЛИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ ОСНОВНОЙ ЗАЛЕЖИ ПАШИЙСКОГО ГОРИЗОНТА БАВЛИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПУТЕМ ОГРАНИЧЕНИЯ ЗАКАЧКИ ВОДЫ

И.Н. Хакимзянов[1,2], В.Ш. Мухаметшин[2*], А.В. Лифантьев[1], Р.Н. Бахтизин[2], Р.И. Шешдиров[1], И.В. Кучинская[1]

[1] *«ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, Бугульма, Россия*

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

Regulation of development of the main deposit of the pashi horizon bavlinskoye field by limiting water injection

I.N. Khakimzyanov[1,2], V.Sh. Mukhametshin[2*], A.V. Lifantyev[1], R.N. Bakhtizin[2], R.I. Sheshdirov[1], I.V. Kuchinskaya[1]

[1]*"TatNIPIneft" PJSC "Tatneft" named after V.D. Shashin, Bugulma, Russia;* [2]*Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia*

ABSTRACT

At the beginning of the 1950s, edge waterflooding, the first of many types of waterflooding, was applied to terrigenous deposits of the Pashi horizon of the Bavlinskoye field. Based on the results of geological and technological modeling, it was obtained that the development of low-permeability sections of the reservoir, intermediate zones in the area of the injection and contraction production rows lags behind and, undoubtedly, leads to a rapid water cut of the produced product and a decrease in the oil recovery factor, therefore the authors in this work conducted numerical experiments to regulate the front advancement of the injected water to the deposits of the Pashi object by limiting the volume of water injected into the reservoir using geological and technological 3D modeling. Analysis of the results of the conducted numerical experiments to regulate the development of the reservoir of the Pashi object by limiting the volume of water injection showed that in this way it is possible to improve the technological indicators of development (increase oil production and reduce water production) and select the most acceptable amount of injected water, which will be technologically and economically viable.

KEYWORDS

In-line and in-line waterflooding;
Oil-bearing contour;
Injection restriction;
Daily production;
Industrial experiment;
Injection wells ring;
Well injectivity;
Monolithic sandstones;
Filtration flow direction.

© 2022 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Введение

Рациональная разработка нефтяных месторождений обеспечивается принятием различных управленческих решений, зачастую основанных на изучении опыта эксплуатации залежей, и использовании результатов анализа и обобщения для выработки тех или иных решений в условиях как объекта исследования [1–4], так и в условиях объектов-аналогов [5–8].

Методы рациональной разработки основываются на изучении процессов воздействия на призабойную зону [9–14] и пласт [15–21], процессов выработки запасов нефти с использованием закачки в пласт воды как в условиях залежей с трудноизвлекаемыми запасами [22–27], так и в условиях высокопродуктивных залежей с высокой обводненностью продукции [28–30].

С внедрением методов рациональной разработки нефтяных месторождений с законтурным и внутриконтурным заводнением перед нефтяниками возникла задача правильного регулирования продвижения контуров нефтеносности [31–34]. Активное вмешательство в процесс перемещения водонефтяного контакта (ВНК) невозможно осуществлять без надлежащего контроля за движением контуров нефтеносности [35–37].

В настоящее время одним из основных условий рациональной разработки нефтяных месторождений является постоянный и надежный контроль за полнотой вытеснения и вымывания нефти закачиваемой водой и управление этими процессами для обеспечения высокого коэффициента нефтеотдачи [38–40].

В начале пятидесятых годов законтурное заводнение, первое из всех других видов заводнения, было применено на терригенных залежах пашийского горизонта Бавлинского месторождения [41].

Началом промышленного законтурного заводнения можно считать июль 1952 г., когда были освоены скважины № 509 и №11, пробуренные на южном крыле месторождения. В течение года были освоены еще 6 нагнетательных скважин (№№ 4, 501, 503, 517, 519, 520).

В 1953 году под закачку были введены 8 скважин (№ 405, 510, 511, 512, 514, 522, 523, 524). В последующие годы дополнительно были освоены под закачку и другие скважины.

Влияние закачки воды на рост уровня жидкости в пьезометрических скважинах было отмечено практически

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

http://dx.doi.org/10.5510/OGP2022SI100644

сразу, а через 2-3 недели было зафиксировано значительное увеличение дебита скважин южного крыла месторождения. Так, скважина № 8 до закачки имела дебит 85 т/сут при штуцере 11 мм, а в феврале 1953 г. ее дебит увеличился до 153 т/сут при том же штуцере.

По кольцу нагнетательных скважин закачка осуществляется неравномерно. Различная приемистость и неравномерное расположение нагнетательных скважин обусловлены, в основном, неоднородными коллекторскими свойствами пласта Д1. На юге месторождения, где пласт сложен хорошо проницаемыми однородными песчаниками, приемистость скважин наиболее высокая.

Все нагнетательные скважины, в зависимости от расположения их на площади, были объединены в 4 группы: северный участок, южный участок, западный участок и восточный участок (рис. 1).

Северный участок характеризуется плохими коллекторскими свойствами пласта. Пласт Д1 расчленен глинистыми пропластками на несколько слоев. Слои песчаников во многих пропластках замещаются алевролитами.

Пласт Д1 в пределах южного участка представлен монолитным песчаником толщиной от 10 до 27 м. Большинство из скважин были освоены без особых затруднений и поглощали до 2500–3000 м^3/сут воды. Для равномерного распределения воды по залежи закачка в скважины снижена и составляет в среднем 930 м^3/сут. На линии нагнетания южного крыла давление составляет более 20 МПа, т. е. превышает первоначальное.

На западном участке пласт Д1 также, в основном, сложен мощным, довольно однородным, песчаником. Влияние нагнетания хорошо сказывается на эксплуатационных скважинах, за исключением скважины № 514, где приемистость равна 200 м^3/сут. Скважины №№ 515, 516, в силу слабых коллекторских свойств пласта, а также удаленности их от контура нефтеносности, оказались непригодными для нагнетания.

На восточном участке мощность коллекторов изменяется в пределах от 5 до 18 м, и проницаемость доходит до 1000×10^{-3} мкм^2. Две скважины этого участка (№ 505 и №506), оказались непригодными для нагнетания воды в связи со слабыми коллекторскими свойствами пласта, а также из-за их удаленности от контура нефтеносности. Нагнетательные скважины этого участка №№ 531, 4, 532, 526 расположены близко к первому эксплуатацион-ному ряду скважин, поэтому вытеснение нефти водой на этом участке происходит по всей мощности интервала заводнения, что положительно сказывается на сокращении водонефтяной зоны залежи.

Для высокопродуктивных терригенных залежей, имеющих резерв пластового давления за счет активной законтурной области, законтурное заводнение показало достаточно высокую эффективность [42, 43]. По мере продвижения текущего контура вглубь залежей и снижения влияния законтурных скважин на добычу нефти, система заводнения совершенствовалась путем переноса фронта закачки к зонам отбора (рис. 1) [44].

С середины восьмидесятых годов с целью сокращения добычи попутной воды на основной залежи пашийского объекта начали осуществлять дополнительное разрезание залежи с тем, чтобы отделить обширную водонефтяную зону (ВНЗ) от нефтяной зоны (НЗ), а также в связи с назревшей необходимостью вовлечения в разработку запасов менее продуктивных пропластков. Для этого начали внедрять дополнительное разрезание залежей на компактные блоки, осваивать избирательное и очаговое заводнение, а эксплуатацию нагнетательных скважин вести в циклическом режиме [45, 46].

В 1986 году, с целью наиболее полного вовлечения запасов нефти в активную разработку, было начато «разрезание» ВНЗ залежи рядами нагнетательных скважин на блоки и переход на нестационарное заводнение с переменой направления фильтрационных потоков в пласте путем «отрезания» западной широкой водонефтяной зоны на залежи по линии скважин №№ 520, 482, 446Д, 205Д, 255Д, 256Д, 213, 2594, 405.

В течение 1986–1993 гг. были сформированы два разрезающих ряда: ряд скважин №№256Д, 202Д, 385Д, 446Д, 546Д (по линии естественного заводнения коллекторов от законтурных нагнетательных скважин) и ряд скважин №№568,413,2572,447Д. В 1994–2001 гг. в том же районе для блокового разрезания освоены скважины №№ 205Д, 1074, 2012, 255Д, 7Д. В 1999–2002 гг. сформирован центральный ряд по линии скважин №№ 261, 37П, 347, 343,313Д, 1263, 281, 243, 352. В 2003–2011 гг. для усиления блокового разрезания, стягивания пластовых потоков на юго-западе залежи освоены скважины № 521, 1067, 2566, 2574, в

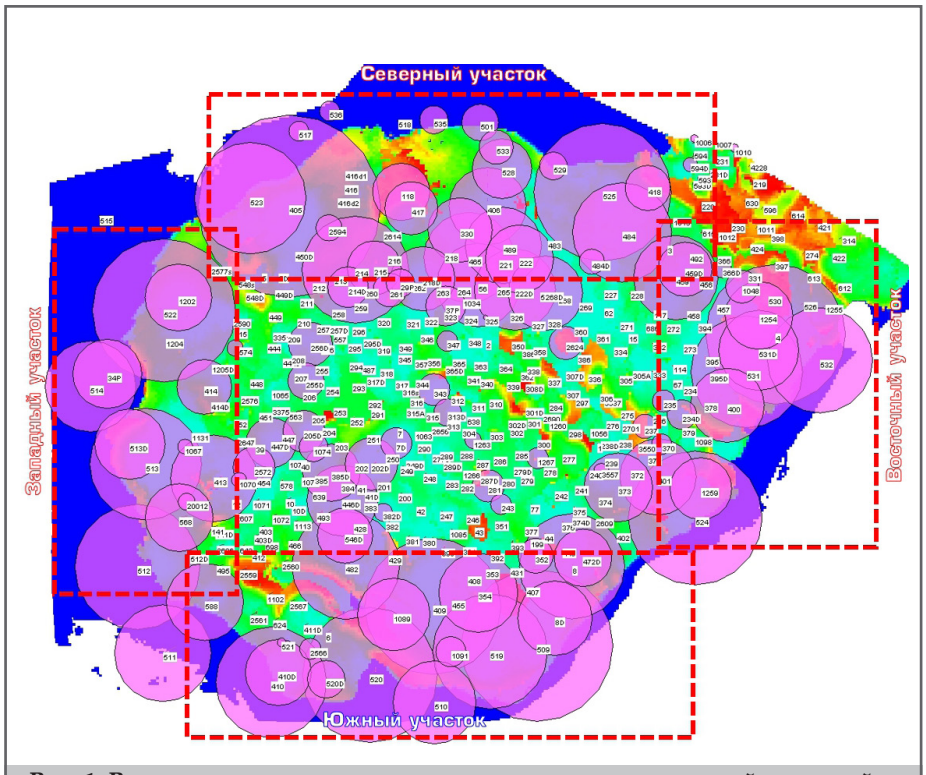

Рис. 1. Размещение нагнетательных скважин с накопленной закачкой и выделением участков ППД на основной залежи пашийского горизонта Бавлинского месторождения

центральной части залежи – скважины № 243, 382Д, 1267, 325, 3557, на Северо-восточном участке для внутриконтурного заводнения освоены скважины №№ 594Д, 1006, 1010. Для повышения эффекта блокового разрезания на сформированных блоках осуществлялась циклическая закачка с отбором нефти в стягивающих зонах (рис. 1).

Среднее давление закачки на устье нагнетательных скважин – 6.4 МПа, в том числе в скважинах, участвующих в переносе фронта нагнетания и в разрезающих рядах – 6.2 МПа, законтурное, очаговое и избирательное заводнение производится с давлением на устье 7.2, 7.9 и 12 МПа соответственно. На Бавлинском участке охват начальных геологических запасов (НГЗ) заводнением и в нефтяной, и в водонефтяной зонах составляет более 0.8 д.ед., по сути, вся залежь в процессе разработки превратилась в водонефтяную.

Таким образом, условно организацию системы поддержания пластового давления (ППД) можно разделить на три этапа: 1 – 1953–1970 гг., 2 – 1970–1999 гг., 3 – 2000–2021 гг.

Основные этапы организации системы ППД на Бавлинском участке пашийского горизонта представлены на рисунке 2.

Первый этап характеризуется быстрым ростом объема добычи нефти (3.6 млн т) и жидкости (3.7 млн т) до 1956 г., что явилось следствием ввода в законтурную закачку 27 скважин, при этом объем закачки воды составил 6.6 млн м^3 при компенсации 124 %. Далее, за пять лет проведения на данной залежи эксперимента по разрежению сетки скважин с ростом добычи жидкости до 4.1 тыс. т добыча нефти держалась на уровне 3.8 млн т и при объеме закачки 6.6 млн м^3. С 1967 г. был начат эксперимент по ограничению добычи попутной воды, с этой целью в 1970 г. был ограничен объем закачиваемой воды в 1.7 раза (с 7.0 до 4.2 млн м^3), что позволило снизить также добычу воды в 1.7 раза (с 4.0 до 2.4 млн т), но при этом оказалось, что добыча нефти снизилась в 1.8 раза (с 2.2 до 1.2 млн т).

Второй этап (с 1986 г.) характеризуется началом «разрезания» ВНЗ залежи рядами нагнетательных скважин на блоки и переход на нестационарное заводнение с переменой направления фильтрационных потоков в пласте путем «отрезания» западной широкой водонефтяной зоны на залежи. Увеличение объема закачки воды в 1.4 раза (с 3.8 до 5.3 млн м^3) позволило увеличить добычу жидкости в 1.8 раза (с 2.8 до 4.9 млн т) и удержать добычу нефти на уровне 200–240 тыс. т до конца 1990 г. С 1991 г. начался эксперимент по ограничению добычи попутной воды, с этой целью в 1999 г. был ограничен объем закачиваемой воды в 2.5 раза (с 4.9 до 1.95 млн м^3), что позволило снизить также добычу воды в 2.8 раза (с 4.7 до 1.7 млн т), при этом добыча нефти также снизилась в 2.7 раза (с 186.5 до 63.7 тыс. т).

Третий этап характеризуется снижением объема закачки воды в 1.2 раза (с 2.2 до 1.8 млн м^3) в 2014 г., что привело к снижению добычи жидкости в 1.2 раза (с 2.2 до 1.9 млн т) и нефти в 1.1 раза (с 83.4 до 79.9 тыс. т). Увеличение в 1.3 раза объема закачки воды с 2015 г. (с 2.1 до 2.7 млн м^3) позволило в 2019 г. увеличить добычу жидкости в 1.2 раза (с 2.4 до 2.9 млн т) и нефти в 1.2 раза (с 102.7 до 124.3 тыс.т).

Опережающий прорыв нагнетаемой жидкости к забоям добывающих скважин обычно происходит по высокопроницаемым зонам и по кратчайшему пути от близрасположенных нагнетательных скважин, где максимальны градиенты гидродинамического давления [47]. Выработка же малопроницаемых участков пласта, промежуточных зон в районе нагнетательного и стягивающего добывающего рядов отстает, что несомненно ведет к быстрой обводненности добываемой продукции и снижению коэффициента нефтеотдачи, поэтому в процессе разработки залежи необходимо регулировать фронт продвижения закачиваемой воды [48].

В связи с этим, авторы в данной работе провели численные эксперименты по регулированию фронта продвижения закачиваемой воды на залежи пашийского объекта путем ограничения объема закачиваемой в пласт воды с использованием геолого-технологического 3D моделирования.

Общеизвестно, что достигнутый в настоящее время высокий уровень развития программных пакетов 3D моделирования для выполнения актуальных задач нефтегазовой отрасли, начиная с предоставления геологической структуры объекта и заканчивая полномасштабным проектом развития и разработки сложных месторождений, позволяет построить геолого-технологическую модель Основной залежи пласта Д1 Бавлинского месторождения, находящегося в заключительной стадии разработки. Необходимо также отметить, что применение

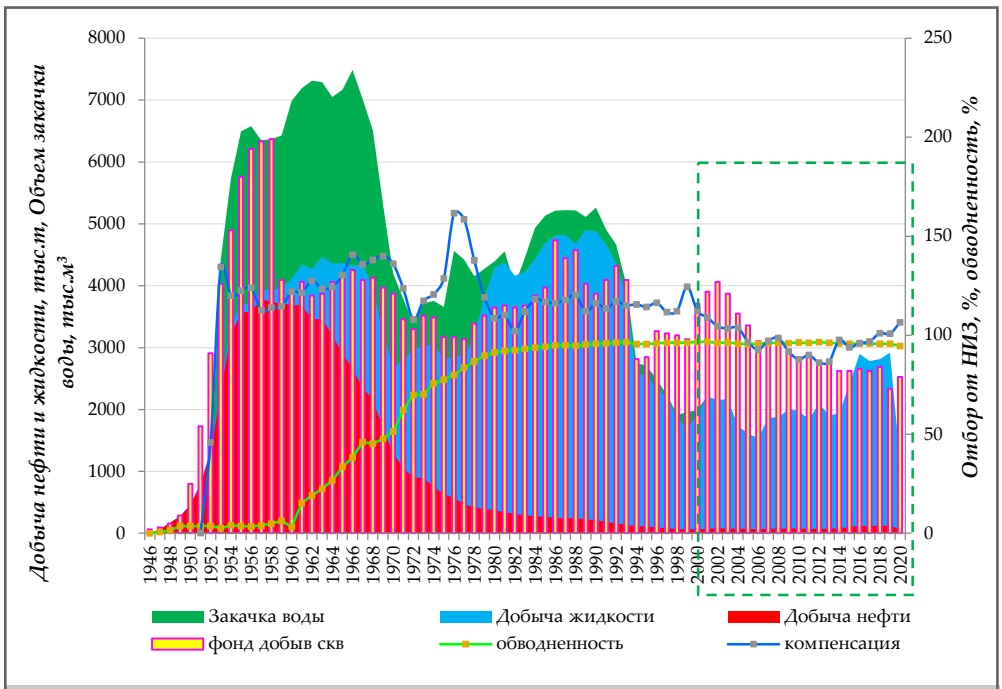

Рис. 2. Этапы организации системы ППД на основной залежи пашийского горизонта Бавлинского месторождения

3D моделирования это не только инструментарий для выработки технических и технологических решений разработки месторождения, но и достаточно эффективный инструмент, позволяющий существенно упростить выбор варианта разработки, основываясь на произведенных на модели расчетах [49].

Для создания трехмерной геолого-технологической модели основной залежи пласта Д1 Бавлинского месторождения использовались программы IRAP RMS и Tempest компании «ROXAR». Эти программные продукты для моделирования и управления разработкой месторождений можно применять на любом этапе разработки месторождения, начиная от разведки площади и до последней стадии разработки.

С целью оценки оптимального объема закачки воды на основной залежи пласта Д1 Бавлинского месторождения проведены численные расчеты с использованием геолого-технологической модели с рассмотрением двух расчетных вариантов с прогнозными показателями разработки до 2020 г.

Первый вариант предусматривает все мероприятия, которые были реализованы на основной залежи пашийского объекта с начала разработки до 2020 года. Как было сказано выше, в истории разработки залежи выделяется три этапа создания и совершенствования системы ППД.

Первый этап выделяется достижением в 1957 году максимальной добычи нефти 3.8 млн т при обводненности продукции 3.4% и закачки воды 6.6 млн м^3. В 1958 г. на залежи начался промышленный эксперимент по разрежению сетки скважин путем отключения в специальном порядке 77 (65 фонтанных и 12 насосных) эксплуатационных скважин при неизменном количестве (27) нагнетательных скважин, при этом интенсивность воздействия (соотношение числа нагнетательных и добывающих скважин) была снижена с 7.7 до 4.7. С целью сохранения достигнутого дебита нефти из залежи, равного 10000 т/сут, при остановке около 50 % действующих добывающих скважин, объем закачки воды был увеличен до 7.2 млн м^3 в 1961 г. и доведен до 7.5 млн м^3 при снижении добычи нефти до 2.7 млн т в 1966 г.

Второй этап (с 1972 по 1990 гг.) выделяется повышением объема закачки с 3.4 до 5.3 млн м^3 и обводненности продукции с 70 до 96% при снижении добычи нефти с 899.3 до 207.4 тыс. т.

Второй вариант предполагает все мероприятия, заложенные в первом варианте, дополнительно предусматривает ограничение максимального объема закачки воды на уровне 15000 м^3/сут на первом и втором этапах создания и совершенствования системы ППД (рис. 2).

Прогнозные расчеты технологических показателей разработки данного варианта показывают, что ограничение в объеме закачки воды, равной в сумме 43.3 млн м^3, позволило не только снизить добычу жидкости на 4.3 млн т, но и увеличить добычу нефти на 490 тыс. т.

Динамика разницы технологических показателей (суточной закачки воды, суточной добычи нефти, жидкости и обводненности продукции) между вариантами приведена на рисунке 3.

Ограничение объема закачки воды (1 этап) в количестве 1.9 млн м^3 в нагнетательные скважины с 01.05.1953 г. до 01.09.1969 г., повлияло на движение линии тока закачиваемой воды к эксплуатационным скважинам, что привело к некоторому снижению дебитов нефти и недобору в накопленной добыче нефти в количестве 489 тыс. т. Следующее ограничение объема закачки воды (2 этап) в количестве 2.9 млн м^3 в нагнетательные скважины с 01.01.1981 г. до 01.01.1993 г., повлияло на движение фильтрационных потоков закачиваемой воды к эксплуатационным скважинам, что привело к увеличению дебитов нефти и росту накопленной добычи нефти в количестве 208.8 тыс. т.

Эффективность от ограничения объемов закачки воды во втором этапе объясняется тем, что закачка производилась в скважины, которыми «разрезали» ВНЗ залежи рядами нагнетательных скважин на блоки и перешли на нестационарное заводнение с переменой направления фильтрационных потоков в пласте путем «отрезания» западной широкой водонефтяной зоны на залежи (рис. 4).

Таким образом, за счет сокращения закачки воды на различных участках залежи при одновременной организации дополнительных очагов заводнения в зонах с невысокими забойными давлениями, возможно не только уменьшить общий объем закачки воды, но и изменить направления фильтрационных потоков жидкости, что, как показал опыт, нередко является действенным методом улучшения условий разработки нефтяных залежей и повышения нефтеотдачи пластов (рис. 4).

Фильтрационные линии тока воды от нагнетательных к добывающим скважинам на 01.01.1965 г. (год достижения максимальной закачки воды на первом этапе) и 01.01.1990 г. (год достижения максимальной закачки воды на втором этапе) по первому и второму (с ограничением закачки воды) вариантам представлены на рисунке 4.

Из рисунка 4 можно заметить значительное изменение фильтрационных линий тока воды от нагнетательных скважин (выделены красными кругами), что позволило провести регулирование фронта продвижения закачиваемой воды и вовлечь новые добывающие скважины в интенсивную разработку.

На рисунке 5 показано влияние ограничения закачки воды по скважинам №№405, 514, 522, 523 в виде диаграмм сопоставления доли фильтрационных линий тока к эксплуатационным скважинам №№ 5, 211, 258, 260, 262, 320 по двум рассмотренным вариантам на 01.01.1955 г и 01.01.1965 г.

Из рисунка 5 видно, что, например, в данных вариантах в скв. №5 в 1955 г. на добычу нефти оказывала заметное влияние нагнетательная скв. №523, в 1965 г. во 2 варианте влияние перераспределилось – добавилась нагнетательная скв. №514. На добычу нефти в скв. №211 в 1955 г. в обоих вариантах оказывают влияние нагнетательные скв. №405 и №523, в 1965 г. – во 2 варианте заметно влияние скв. №№514, 522.

На добычу нефти в скв. №258 в 1955 г. в обоих вариантах оказывают влияние нагнетательные скв. №405 и №523, в 1965 г. – во 2 варианте также начала оказывать влияние скв. №522. На добычу нефти в скв. №260 в 1955 г. в 1 варианте оказывает влияние нагнетательная скв. №405, во 2 варианте добавляется №523, в 1965 г. – в обоих вариантах оказывают влияние скв. №118 и №523 в разных долях. На добычу нефти в скв. №262 в 1955 г. в 1 варианте оказывает влияние только одна нагнетательная скв. №405, во 2 варианте добавляется №523, в 1965 г. – в 1 варианте влияние оказывают скв. №118 и №417 в разных долях, по 2 варианту – скв. №118. На добычу нефти в скв. №320 в 1955 г. по 1 варианту оказывает влияние только одна нагнетательная

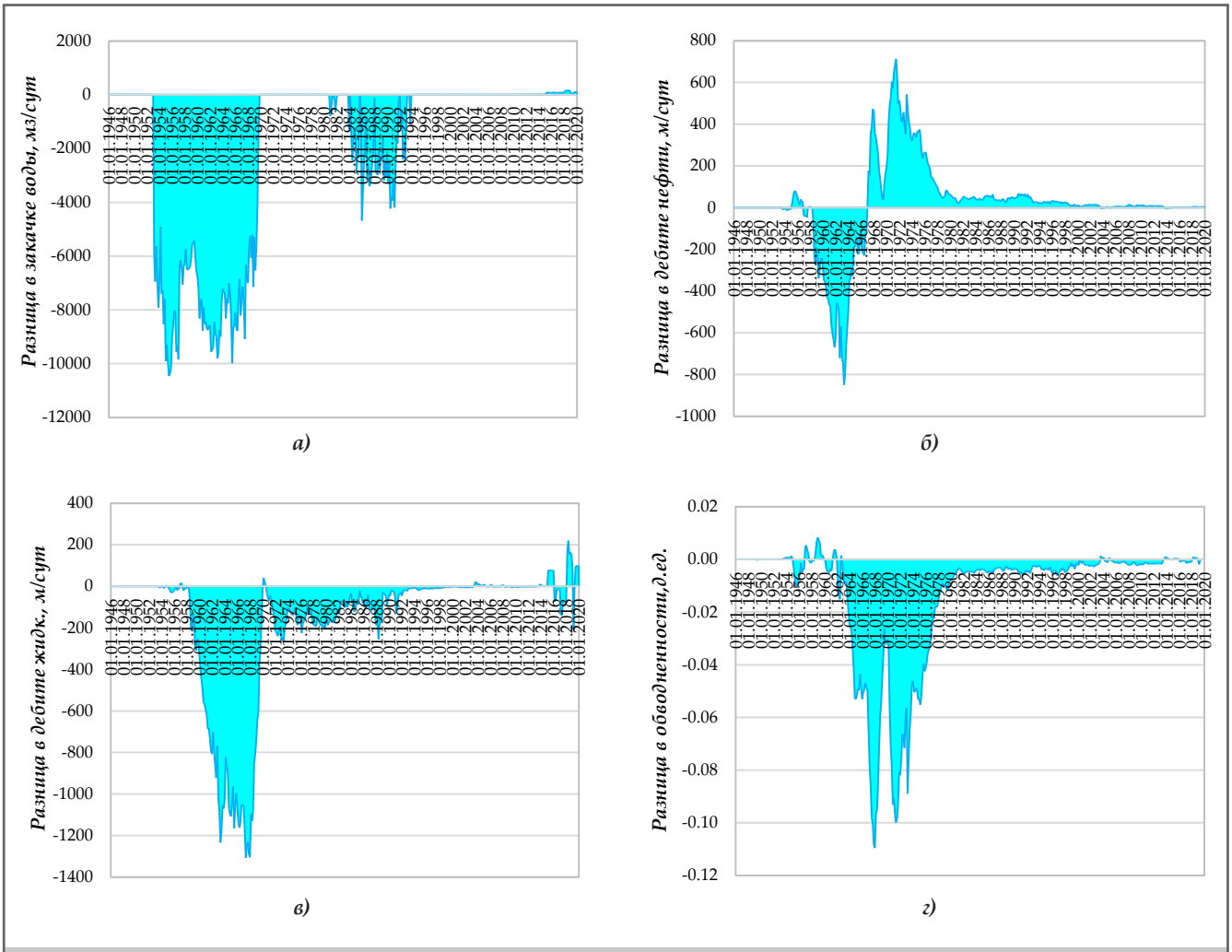

Рис. 3. Динамика разницы между вариантами без ограничения и с ограничением закачки: *а)* **закачки воды;** *б)* **дебита нефти;** *в)* **дебита жидкости;** *г)* **обводненности**

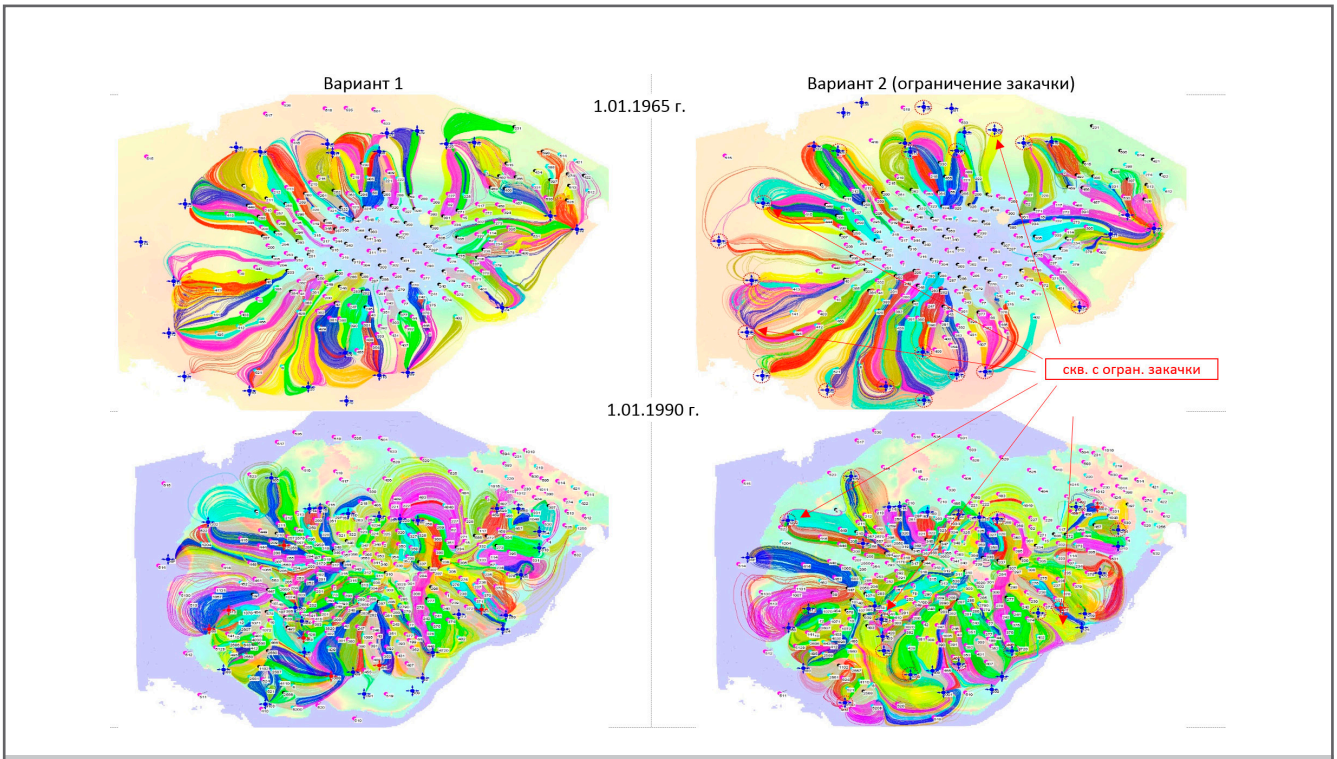

Рис. 4. Линии тока воды от нагнетательных к добывающим скважинам на 01.01.1965 г. и 01.01.1990 г. по первому и второму (с ограничением закачки воды) вариантам

скв. №405, во 2 варианте – скв. №523, в 1965 г. – в обоих вариантах влияние оказывает скв. №405.

По результатам численных расчетов технологических показателей разработки получено, что ограничение суточной закачки воды на залежи пашийского объекта на уровне 15000 м³/сут и сокращение накопленной закачки воды на 18.2 % позволяют не только снизить накопленную добычу воды на 2.1%, но и увеличить накопленную добычу нефти на 0.7%.

Таким образом, можно утверждать, что поддержание пластового давления на основной залежи по 2 варианту путем закачки 194.6 млн м³ воды позволило вовлечь в активную разработку 66.4 млн т нефти, а по 1 варианту накопленная нефть составила 65.9 млн т при накопленной закачке 237.8 млн м³.

С целью оценки рентабельности проведенных мероприятий по ограничению закачки воды проведена экономическая оценка с учетом актуальных на конец 2021 года макропараметров (цена нефти на внешнем рынке 65,98 дол/бар, курс доллара США 73.91 руб./долл). При оценке учтены выплаты налогов и платежей, установленных действующим законодательством. Нормативы капитальных и эксплуатационных затрат определены на основе анализа фактических затрат по НГДУ «Бавлынефть» за 2020 год.

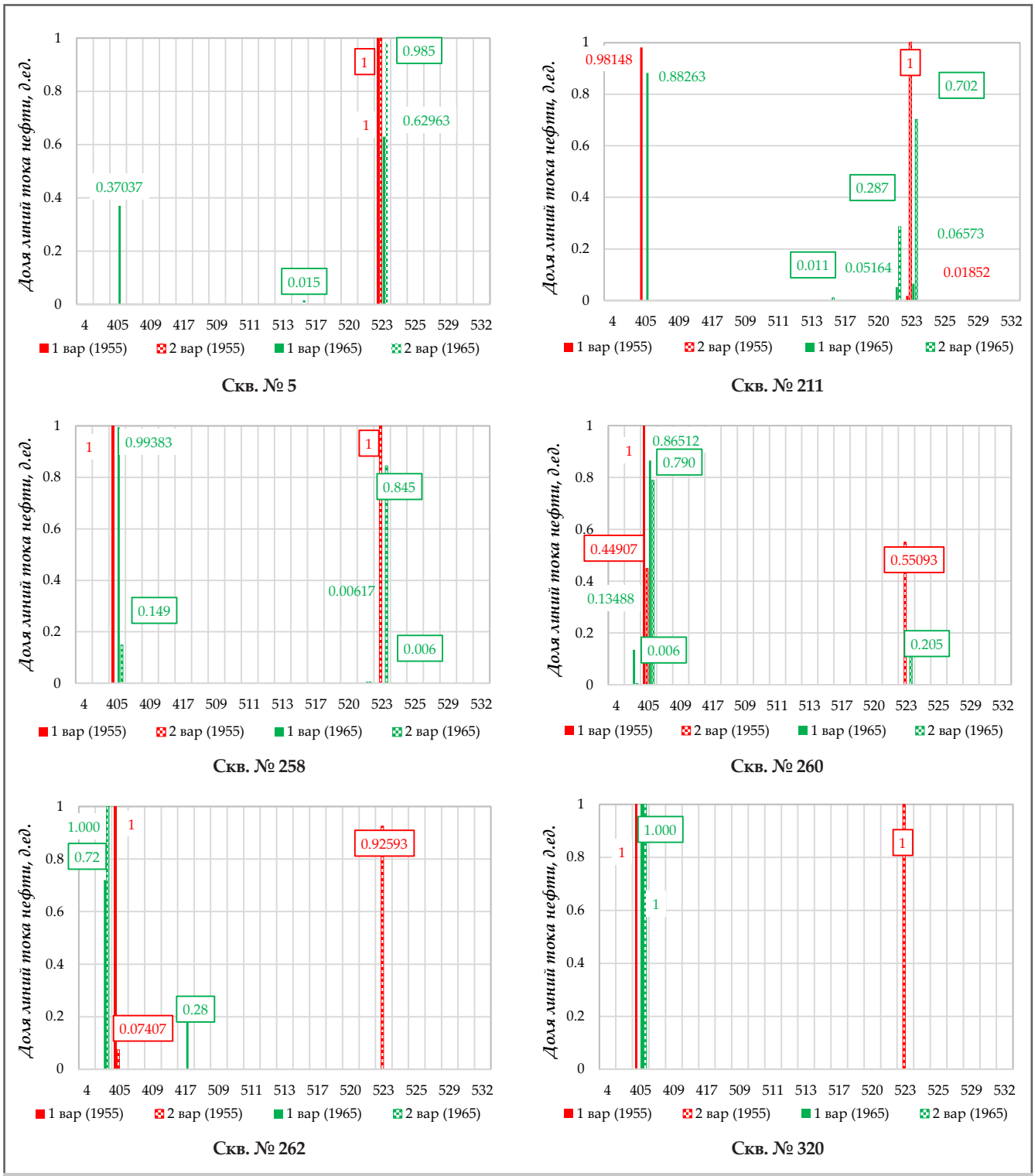

Рис. 5. Сопоставление доли фильтрационных линий тока к эксплуатационным скважинам №№ 5, 211, 258, 260, 262, 320 по двум вариантам

По результатам экономической оценки получено, что разработка основной залежи пашийского объекта по каждому варианту при принятых в расчётах ценах и затратах обеспечивает положительное значение чистого дисконтированного дохода недропользователя.

Чистый дисконтированный (ЧДД) и чистый доход (ЧД) по первому варианту составят 120447 млн руб. и 464860 млн руб., соответственно. По второму варианту с ограничением закачки воды ЧДД и ЧД составят 119576 млн руб. и 469595 млн руб. соответственно (рис. 6).

Таким образом, проведенные численные эксперименты по регулированию разработки залежи пашийского объекта путем ограничения объема закачки воды позволяют улучшить технологические показатели разработки (увеличить добычу нефти и снизить добычу воды) и подобрать такое оптимальное количество закачиваемой воды, которое будет технологически и экономически рентабельным.

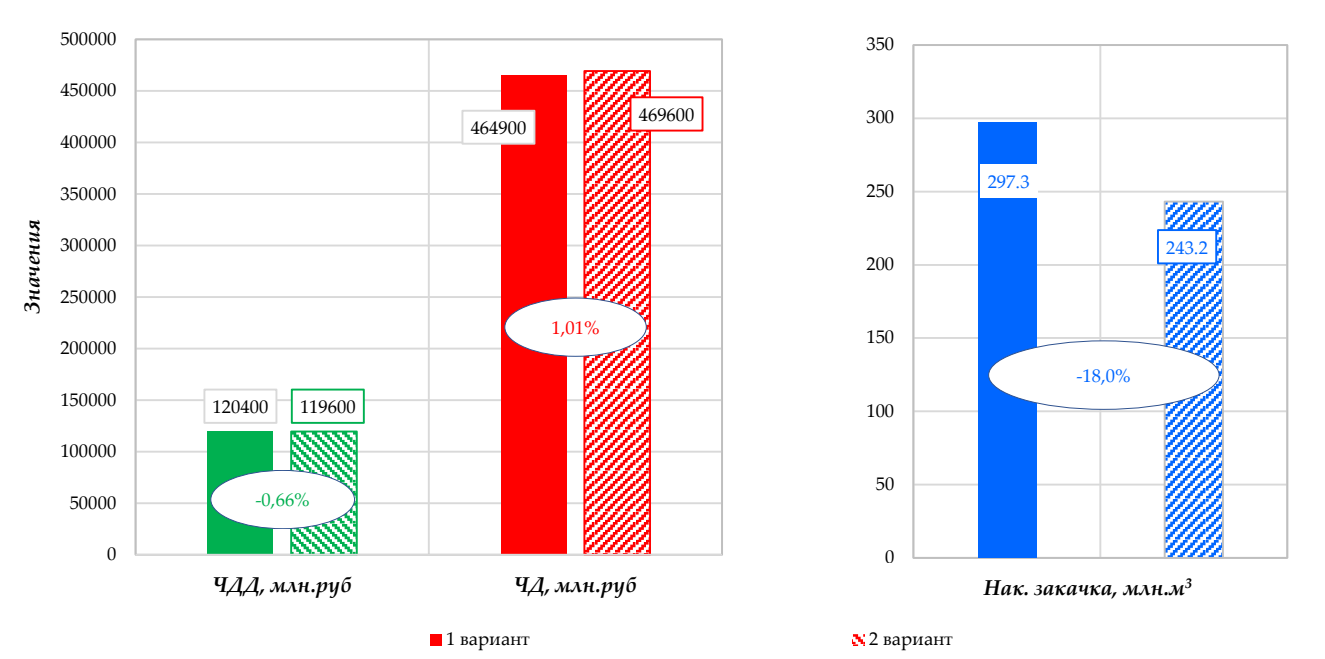

Рис. 6. Сопоставление накопленной закачки воды, чистого дисконтированного и чистого дохода по вариантам

Выводы

1. За счет сокращения закачки воды на различных участках залежи при одновременной организации дополнительных очагов заводнения в зонах с невысокими забойными давлениями возможно не только уменьшить общий объем закачки воды, но и изменить направления фильтрационных потоков жидкости, что, как показал опыт, нередко является действенным методом для улучшения условий разработки нефтяных залежей и повышения нефтеотдачи пластов.

2. По результатам численных экспериментов получено, что опережающий прорыв нагнетаемой жидкости к забоям добывающих скважин обычно происходит в высокопроницаемых зонах и по кратчайшему пути от близрасположенных нагнетательных скважин, где градиенты гидродинамического давления максимальные. Выработка же малопроницаемых участков пласта, промежуточных зон в районе нагнетательного и стягивающего добывающего рядов отстает, что несомненно ведет к быстрой обводненности добываемой продукции и к снижению коэффициента нефтеотдачи, поэтому в процессе разработки залежи необходимо регулировать фронт продвижения закачиваемой воды.

3. Проведенные численные эксперименты по регулированию разработки залежи пашийского объекта путем ограничения объема закачки воды позволяют улучшить технологические показатели разработки (увеличить добычу нефти и снизить добычу воды) и подобрать такое оптимальное количество закачиваемой воды, которое будет технологически и экономически рентабельным.

4. Разработка основной залежи пашийского объекта в рассмотренных вариантах при принятых в расчётах ценах и затратах обеспечивает положительное значение чистого дисконтированного дохода недропользователя (120447 млн руб. и 119576 млн руб.), причем по чистому доходу наиболее высокое значение имеет вариант с ограничением закачки воды (464860 млн руб. и 469595 млн руб.).

Литература

1. Мирзаджанзаде, А.Х., Шахвердиев, А.Х. (1997). Динамические процессы в нефтегазодобыче: системный анализ, диагноз, прогноз. *Москва: Наука.*

2. Alvarado, V., Reich, E.-M., Yunfeng, Yi, Potsch, K. (2006, June). Integration of a risk management tool and an analytical simulator for assisted decision-making in IOR. In: *SPE Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.*

3. Хисамов, Р.С., Хакимзянов, И.Н., Лифантьев, А.В., и др. (2021). Результаты эксперимента по разрежению сетки скважин на основной залежи пласта Д1 Бавлинского месторождения через 60 лет. *Нефтяное хозяйство*, 7, 18-22.

4. Муслимов, Р.Х. (2021). О новой парадигме развития нефтегазового комплекса России. *Нефтяное хозяйство*, 3, 8-13.

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

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

7. Shakhverdiev, A.Kh., Shestopalov, Yu.V. (2019). Qualitative analysis of quadratic polynomial dynamical systems associated with the modeling and monitoring of oil fields. *Lobachevskii Journal of Mathematics*, 40(10), 1695–1710.

8. Мухаметшин, В.Ш., Хакимзянов, И.Н., Бахтизин, Р.Н., Кулешова, Л.С. (2021). Дифференциация и группирование сложнопостроенных залежей нефти в карбонатных коллекторах в решении задач управления разработкой. *SOCAR Proceedings*, SI1, 88-97.

9. Муслимов, Р.Х. (2014). Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее (оптимизация добычи, максимизация КИН). *Казань: ФЭН.*

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

11. Муслимов, Р.Х. (2008). Освоение супергигантского Ромашкинского месторождения – выдающийся вклад ученых и специалистов России в мировую нефтяную науку и практику разработки нефтяных месторождений. *Георесурсы*, 4(27), 2–5.

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

13. Грищенко, В.А., Рабаев, Р.У., Асылгареев, И.Н. и др. (2021). Методический подход к определению оптимальных геолого-технологических характеристик при планировании ГРП на многопластовых объектах. *SOCAR Proceedings*, SI2, 182-191.

14. Economides, J.M., Nolte, K.I. (2000). Reservoir stimulation. *West Sussex, England: John Wiley and Sons*.

15. Мухаметшин, В.В., Кулешова, Л.С. (2019). Обоснование систем заводнения низкопродуктивных залежей нефти в условиях ограниченного объема информации. *SOCAR Proceedings*, 2, 16–22.

16. Велиев, Э.Ф. (2020). О механизмах удерживания полимера пористой средой. *SOCAR Proceedings*, 3, 126-134.

17. Хисамиев, Т.Р., Баширов, И.Р., Мухаметшин, В.Ш. и др. (2021). Результаты оптимизации системы разработки и повышения эффективности выработки запасов карбонатных отложений турнейского яруса Четырманского месторождения. *SOCAR Proceedings*, SI2, 131-142.

18. Шахвердиев, А.Х. (2014). Еще раз о нефтеотдаче. *Нефтяное хозяйство*, 1, 44–48.

19. Велиев, Э.Ф. (2021). Применение амфифильных блок-полимерных систем для эмульсионного заводнения пласта. *SOCAR Proceedings*, 3, 78-86.

20. Мухаметшин, В.В., Андреев, В.Е. (2018). Повышение эффективности оценки результативности технологий, направленных на расширение использования ресурсной базы месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. Известия Томского политехнического университета. *Инжиниринг георесурсов*, 329(8), 30–36.

21. Valeev, A.S., Kotenev, Yu.A., Mukhametshin, V.Sh., Sultanov, Sh.Kh. (2019). Substantiation of the recovery of residual oil from low-productive and heterogeneous formations in Western Siberia by improving the waterflood system using gas and water-gas impacts. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 560, 012204, 1-6.

22. Яртиев, А.Ф., Хакимзянов, И.Н., Петров, В.Н., Идиятуллина, З.С. (2016). Совершенствование технологий по выработке запасов нефти из неоднородных и сложнопостроенных коллекторов Республики Татарстан. *Казань: Ихлас.*

23. Мухаметшин, В.В., Кулешова, Л.С. (2020). О снижении уровня неопределенности при управлении заводнением залежей с трудноизвлекаемыми запасами. *Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов*, 331 (5), 140–146.

24. Аббасов, А.А., Аббасов, Э.М., Исмайлов, Ш.З., Сулейманов, А.А. (2021). Оценка эффективности процесса заводнения нефтяных пластов на основе емкостно-резистивной модели с нелинейным коэффициентом продуктивности. *SOCAR Proceedings*, 3, 45-53.

25. Крейг, Ф.Ф. (1974). Разработка нефтяных месторождений при заводнении. *Москва: Недра.*

26. Ахметов, Р.Т., Андреев, А.В., Мухаметшин, В.В. (2017). Методика прогноза остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения по данным геофизических исследований для оценки эффективности применения нанотехнологий. *Нанотехнологии в строительстве*, 9(5), 116–133.

27. Хабибрахманов, А.Г., Зарипов, А.Т., Хакимзянов, И.Н., и др. (2017). Оценка эффективности уплотнения

сетки скважин на низкопроницаемых карбонатных коллекторах (на примере месторождений Республики Татарстан). *Казань: Слово.*

28. Якупов, Р.Ф., Мухаметшин, В.Ш., Хакимзянов, И.Н., Трофимов, В.Е. (2019). Оптимизация выработки запасов из водонефтяных зон горизонта D3ps Шкаповского нефтяного месторождения с помощью горизонтальных скважин. *Георесурсы*, 21 (3), 55-61.

29. Хисамов, Р.С., Ганиев, Г.Г., Ханнанов, Р.Г. и др. (2006). Научно-практическое значение открытия и разработки Бавлинского нефтяного месторождения. *Георесурсы*, 3(20), 8-10.

30. Хакимзянов, И.Н., Мухаметшин, В.Ш., Бахтизин, Р.Н. и др. (2021). Обоснование необходимости учета интерференции между скважинами при разряжении сетки скважин на пашийском горизонте Бавлинского месторождения. *SOCAR Proceedings*, SI1, 77-87.

31. Batalov, S.A., Andreev, V.E., Lobankov, V.M., Mukhametshin, V.Sh. (2019). Numerical simulation of oil formation with regulated disturbances. Oil recovery quality simulation. *Journal of Physics: Conference Series*, 1333, 032006, 1-6.

32. Хаммадеев, Ф.М, Султанов, С.А., Полуян, И.Г. (1975). Экспериментальная разработка Бавлинского месторождения. *Казань: Таткнигоиздат.*

33. Фаттахов, И.Г., Кулешова, Л.С., Султанов, Ш.Х. и др. (2021). Повышение эффективности водоизоляции применением тампонирующего состава. *SOCAR Proceedings*, SI2, 192-200.

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

35. Шахвердиев, А.Х., Арефьев, С.В. (2021). Концепция мониторинга и оптимизации процесса заводнения нефтяных пластов при неустойчивости фронта вытеснения. *Нефтяное хозяйство*, 11, 104-109.

36. Сергеев, В.В., Шарапов, Р.Р., Кудымов, А.Ю. и др. (2020). Экспериментальное исследование влияния коллоидных систем с наночастицами на фильтрационные характеристики трещин гидравлического разрыва пласта. *Нанотехнологии в строительстве*, 12(2), 100–107.

37. Rose, W., Rose, D.M. (2004). «Revisiting» the enduring Buckley–Leverett ideas. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 45(3), 263–290.

38. Грищенко, В.А., Асылгареев, И.Н., Бахтизин, Р.Н. и др. (2021). Методический подход к мониторингу эффективности использования ресурсной базы при разработке нефтяных месторождений. *SOCAR Proceedings*, SI2, 229-237.

39. Шещдиров, Р.И., Хакимзянов, И.Н., Хакимзянова, О.И. и др. (2021). Особенности эксплуатации скважин с миллионной добычей нефти на Основной залежи пашийского горизонта Бавлинского месторождения. *Нефтяная провинция*, 2(26), 116-133.

40. Batalov, S.A., Andreev, V.E., Lobankov, V.M., Mukhametshin, V.Sh. (2019). Numerical simulation of the oil reservoir with regulated disturbances. Oil recovery stability simulation. *Journal of Physics*: Conference Series, 1333, 032007, 1-6.

41. Дорохов, О.И., Полуян, И.Г., Султанов, С.А. (1959). Крупный промышленный эксперимент на Бавлинском месторождении. *Нефтяное хозяйство*, 3, 41-46.

42. Муслимов, Р.Х., Николаев, В.А., Султанов, С.А., Полуян, И.Г. (1981). Предварительные результаты Бавлинского эксперимента. *Нефтяное хозяйство*, 7, 30-38.

43. Грищенко, В.А., Позднякова, Т.В., Мухамадиев, Б.М. и др. (2021). Повышение эффективности разработки залежей нефти в карбонатных коллекторах на примере турнейского яруса. *SOCAR Proceedings*, SI2, 238-247.

44. Муслимов, Р.Х. (2020). Становление и перспективы дальнейшего развития гидродинамических методов разработки нефтяных месторождений России. *Нефтяное хозяйство*, 12, 96-100.

45. Муслимов, Р.Х. (2006). Выдающаяся роль Бавлинского нефтяного месторождения в формировании высоких технологий выработки продуктивных пластов. *Георесурсы*, 3 (20), 3-7.

46. Хайрединов, Н.Ш., Попов, А.М., Мухаметшин, В.Ш. (1992). Повышение эффективности заводнения низкопродуктивных залежей нефти в карбонатных коллекторах. *Нефтяное хозяйство*, 9, 18–20.

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

48. Мухаметшин, В.В., Кадыров, Р.Р. (2017). Влияние нанодобавок на механические и водоизолирующие свойства составов на основе цемента. *Нанотехнологии в строительстве*, 9(6), 18–36.

49. Хакимзянов, И.Н., Хисамов, Р.С., Бакиров, И.М. и др. (2014). Вопросы оптимизации и повышения эффективности эксплуатации скважин с горизонтальным окончанием на основе математического моделирования месторождений Татарстана. *Казань: ФЭН.*

References

1. Mirzadzhanzade, A.Kh., Shakhverdiev, A.Kh. (1997). Dynamic processes in the oil and gas production: systems analysis, diagnosis, prognosis. *Moscow: Nauka.*

2. Alvarado, V., Reich, E.-M., Yunfeng, Yi, Potsch, K. (2006, June). Integration of a risk management tool and an analytical simulator for assisted decision-making in IOR. In: *SPE Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.*

3. Khisamov, R.S., Khakimzyanov, I.N., Lifantiev, A.V., et al. (2021). Evaluation of wide well spacing pilot project in D1 horizon of Bavlinskoye field 60 years later. *Oil Industry*, 7, 18-22.

4. Muslimov, R.Kh. (2021). On a new paradigm for the development of the oil and gas complex in Russia. *Oil Industry*, 3, 8-13.

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

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

7. Shakhverdiev, A.Kh., Shestopalov, Yu.V. (2019). Qualitative analysis of quadratic polynomial dynamical systems associated with the modeling and monitoring of oil fields. *Lobachevskii Journal of Mathematics*, 40(10), 1695–1710.

8. Mukhametshin, V.Sh., Khakimzyanov, I.N., Bakhtizin, R.N., Kuleshova, L.S. (2021). Differentiation and grouping of complex-structured oil reservoirs in carbonate reservoirs in development management problems solving. *SOCAR Proceedings*, SI1, 88-97.

9. Muslimov, R.Kh. (2014). Oil recovery: past, present, future (production optimization, maximization of oil recovery). *Kazan: FEN.*

10. Kuleshova, L.S., Fattakhov, I.G., Sultanov, Sh.Kh., et al. (2021). Experience in conducting multi-zone hydraulic fracturing on the oilfield of PJSC «Tatneft». *SOCAR Proceedings*, SI1, 68-76.

11. Muslimov, R.Kh. (2008). Development of the Romashkino supergiant field is a great contribution of Russian scientists and experts to world petroleum science and oil development practice. *Georesursy*, 4(27), 2–5.

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

13. Grishchenko, V.A., Rabaev, R.U., Asylgareev, I.N., et al. (2021). Methodological approach to optimal geological and technological characteristics determining when planning hydraulic fracturing at multilayer facilities. *SOCAR Proceedings*, SI 2, 182-191.

14. Economides, J.M., Nolte, K.I. (2000). Reservoir stimulation. *West Sussex, England: John Wiley and Sons.*

15. Mukhametshin, V.V., Kuleshova, L.S. (2019). Justification of low-productive oil deposits flooding systems in the conditions of limited information amount. *SOCAR Proceedings*, 2, 16–22.

16. Veliyev, E.F. (2020). Mechanisms of polymer retention in porous media. *SOCAR Proceedings*, 3, 126-134.

17. Khisamiev, T.R., Bashirov, I.R., Mukhametshin, V.Sh., et al. (2021). Results of the development system optimization and increasing the efficiency of carbonate reserves extraction of the turney stage of the chetyrmansky deposit. *SOCAR Proceedings*, SI2, 131-142.

18. Shakhverdiev, A.Kh. (2014). Once again about oil recovery factor. *Oil Industry*, 1, 44–48.

19. Veliyev, E.F. (2021). Application of amphiphilic block-polymer system for emulsion flooding. *SOCAR Proceedings*, 3, 78-86.

20. Mukhametshin, V.V., Andreev, V.E. (2018). Increasing the efficiency of assessing the performance of techniques aimed at expanding the use of resource potential of oilfields with hard-to-recover reserves. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 329(8), 30–36.

21. Valeev, A.S., Kotenev, Yu.A., Mukhametshin, V.Sh., Sultanov, Sh.Kh. (2019). Substantiation of the recovery of residual oil from low-productive and heterogeneous formations in Western Siberia by improving the waterflood system using gas and water-gas impacts. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 560, 012204, 1-6.

22. Yartiev, A.F., Khakimzyanov, I.N., Petrov, V.N., Idiyatullina, Z.S. (2016). Improving technologies for the development of oil reserves from heterogeneous and complex reservoirs of the Republic of Tatarstan. *Kazan: Ikhlas.*

23. Mukhametshin, V.V., Kuleshova, L.S. (2020). On uncertainty level reduction in managing waterflooding of the deposits with hard to extract reserves. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 331 (5), 140–146.

24. Abbasov, A.A., Abbasov, E.M., Ismayilov, Sh.Z., Suleymanov, A.A. (2021). Waterflooding efficiency estimation using capacitance-resistance model with non-linear productivity index. *SOCAR Proceedings*, 3, 45-53.

25. Kreyg, F.F. (1974). Applied waterflood field development. *Moscow: Nedra.*

26. Akhmetov, R.T., Andreev, A.V., Mukhametshin, V.V. (2017). Residual oil saturation and the displacement factor prediction methodology based on geophysical studies data to evaluate efficiency of nanotechnologies application. *Nanotechnologies in Construction*, 9(5), 116–133.

27. Khabibrakhmanov, A.G., Zaripov, A.T., Khakimzyanov, I.N., et al. (2017). Evaluation of the efficiency of well grid compaction in low-permeable carbonate reservoirs (on the example of the fields of the Republic of Tatarstan). *Kazan: Slovo.*

28. Yakupov, R.F., Mukhametshin, V.Sh., Khakimzyanov, I.N., Trofimov, V.E. (2019). Optimization of reserve production from water oil zones of D3ps horizon of Shkapovsky oil field by means of horizontal wells. *Georesursy*, 21 (3), 55-61.

29. Khisamov, R.S., Ganiev, G.G., Khannanov, R.G., et al. (2006). Scientific and practical significance of the discovery and development of the Bavlinskoye oil field. *Georesursy*, 3(20), 8-10.

30. Khakimzyanov, I.N., Mukhametshin, V.Sh., Bakhtizin, R.N., et al. (2021). Justification of necessity to consider well interference in the process of well pattern widening in the Bavlinskoye oil field pashiyan formation. *SOCAR Proceedings*, SI1, 77-87.

31. Batalov, S.A., Andreev, V.E., Lobankov, V.M., Mukhametshin, V.Sh. (2019). Numerical simulation of oil formation with regulated disturbances. Oil recovery quality simulation. *Journal of Physics: Conference Series*, 1333, 032006, 1-6.

32. Khammadeev, F.M., Sultanov, S.A., Poluyan, I.G. (1975). Experimental development of the Bavlinskoye field. *Kazan: Tatknigoizdat.*

33. Fattakhov, I.G., Kuleshova, L.S., Sultanov, Sh.Kh., et al. (2021). Improving the waterproofing efficiency by using a plugging compound. *SOCAR Proceedings*, SI2, 192-200.

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

35. Shakhverdiev, A.Kh., Arefiev, S.V. (2021). The concept of monitoring and optimization of oil reservoirs waterflooding under the conditions of displacement front instability. *Oil Industry*, 11, 104-109.

36. Sergeev, V.V., Sharapov, R.R., Kudymov, A.Yu., et al. (2020). Experimental research of the colloidal systems with nanoparticles influence on filtration characteristics of hydraulic fractures. *Nanotechnologies in Construction*, 12(2), 100–107.

37. Rose, W., Rose, D.M. (2004). «Revisiting» the enduring Buckley–Leverett ideas. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 45(3), 263–290.

38. Grishchenko, V.A., Asylgareev, I.N., Bakhtizin, R.N., et al. (2021). Methodological approach to the resource base efficiency monitoring in oil fields development. *SOCAR Proceedings*, SI2, 229-237.

39. Sheshdirov, R.I., Khakimzyanov, I.N., Khakimzyanova, O.I., et al. (2021). Operation of wells with one-million-tonnes cumulative production in main pashiyan accumulation of Bavlinskoye oil field. *Neftyanaya Provintsiya*, 2(26), 116-133.

40. Batalov, S.A., Andreev, V.E., Lobankov, V.M., Mukhametshin, V.Sh. (2019). Numerical simulation of the oil reservoir with regulated disturbances. Oil recovery stability simulation. *Journal of Physics: Conference Series*, 1333, 032007, 1-6.

41. Dorokhov, O.I., Poluyan, I.G., Sultanov, S.A. (1959). Extensive industrial experience at the Bavlinskoye field. *Oil industry*, 3, 41-46.

42. Muslimov, R.Kh., Nikolaev, V.A., Sultanov, S.A., Poluyan, I.G. (1981). Preliminary results of the Bavlin experiment. *Oil industry*, 7, 30-38.

43. Grishchenko, V.A., Pozdnyakova, T.V., Mukhamadiyev, B.M., et al. (2021). Improving the carbonate reservoirs development efficiency on the example of the tournaisian stage deposits. *SOCAR Proceedings*, SI2, 238-247.

44. Muslimov, R.Kh. (2020). History and prospects of hydrodynamic methods for oil fields development in Russia. *Oil Industry*, 12, 96-100.

45. Muslimov, R.Kh. (2006). The outstanding role of the Bavlinskoye oil field in the formation of high-tech production of productive layers. *Georesources*, 3 (20), 3-7.

46. Khayredinov, N.Sh., Popov, A.M., Mukhametshin, V.Sh. (1992). Increasing the flooding efficiency of poor-producing oil deposits in carbonate collectors. *Oil industry*, 9, 18–20.

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

48. Mukhametshin, V.V., Kadyrov, R.R. (2017). Influence of nanoadditives on mechanical and isolating properties of cement-based compositions. *Nanotechnologies in Construction*, 9(6), 18–36.

49. Khakimzyanov, I.N., Khisamov, R.S., Bakirov, I.M., et al. (2014). Issues of optimization and improvement of the efficiency of operation of wells with horizontal termination on the basis of mathematical modeling of fields in Tatarstan. *Kazan: FEN.*

Регулирование разработки основной залежи пашийского горизонта Бавлинского месторождения путем ограничения закачки воды

И.Н. Хакимзянов[1,2], В.Ш. Мухаметшин[2], А.В. Лифантьев[1], Р.Н. Бахтизин[2], Р.И. Шешдиров[1], И.В. Кучинская[1]
[1]«ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, Бугульма, Россия;
[2]Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Реферат

В начале пятидесятых годов законтурное заводнение, первое из многих видов заводнения, было применено на терригенных залежах пашийского горизонта Бавлинского месторождения. По результатам геолого-технологического моделирования получено, что выработка малопроницаемых участков пласта, промежуточных зон в районе нагнетательного и стягивающего добывающего рядов отстает и, несомненно, ведет к быстрой обводненности добываемой продукции и снижению коэффициента нефтеотдачи, поэтому авторы в данной работе провели численные эксперименты по регулированию фронта продвижения закачиваемой воды на залежи пашийского объекта путем ограничения объема закачиваемой в пласт воды с использованием геолого-технологического 3D моделирования. Анализ результатов проведенных численных экспериментов по регулированию разработки залежи пашийского объекта путем ограничения объема закачки воды показал, что таким образом имеется возможность улучшить технологические показатели разработки (увеличить добычу нефти и снизить добычу воды) и подобрать наиболее приемлемое количество закачиваемой воды, которое будет технологически и экономически рентабельным.

Ключевые слова: законтурное и внутриконтурное заводнение; контур нефтеносности; ограничение закачки; суточная добыча; промышленный эксперимент; кольцо нагнетательных скважин; приемистость скважин; монолитные песчаники; направление фильтрационных потоков.

Su vurmanın məhdudlaşdırılması yolu ilə Bavlinsk yatağının Paşi horizontunun əsas yatağının işlənməsinin tənzimlənməsi

İ.N. Xakimzyanov[1,2], V.Ş. Muxametşin[2], A.V. Lifantiyev[1], R.N. Baxtizin[2], R.İ. Şeşdirov[1], İ.V. Kuçinskaya[1]
[1]«TatNETLİ» V.D.Şaşin adına «Tatneft» ASC, Buqulma, Rusiya;
[2]Ufa Dövlət Neft Texniki Universiteti, Ufa, Rusiya

Xülasə

Müxtəlif sulaşma növlərindən birincisi olan konturarxası sulaşma 50-ci illərin əvvəllərində Bavlinsk yatağının Paşi horizontunun terrigen yataqlarında tətbiq olunmuşdur. Geoloji-texnoloji modelləşdirmənin nəticələrinə əsasən müəyyən edilmişdir ki, layın aşağı keçiricilikli hissələrinin, vurucu və hasilat sıraları sahəsindəki aralıq zonalarının işlənməsi gecikir və şübhəsiz ki, hasilat məhsulunun sürətlə sulaşmasına və neftvermə əmsalının aşağı düşməsinə gətirib çıxarır. Bu səbəbdən də müəlliflər geoloji-texnoloji 3D modelləşdirməsindən istifadə edərək, laya vurulan su həcminin məhdudlaşdırılması yolu ilə Paşi obyektinin yataqlarında vurulan suyun irəliləmə önünün tənzimlənməsi üzrə ədədi təcrübələr aparmışlar. Laya vurulan su həcminin məhdudlaşdırılması yolu ilə Paşi obyektindəki yatağın işlənməsinin tənzimlənməsi üzrə aparılan ədədi təcrübələrin nəticələrinin təhlili göstərmişdir ki, bu halda işlənmənin texnoloji göstəricilərini yaxşılaşdırmaq (neft hasilatını artırmaq və su hasilatını azaltmaq) və vurulan suyun texnoloji və iqtisadi baxımdan rentabelli ola biləcək ən uyğun miqdarını seçmək imkanı yaranacaqdır.

Açar sözlər: konturarxası və konturdaxili sulaşma; neftlilik konturu; suvurmanın məhdudlaşdırılması; bir günlük hasilat; sənaye təcrübəsi; vurucu quyu halqası; quyunun qəbuletmə qabiliyyəti; monolit qumdaşları; süzülmə axınlarının istiqaməti.