



Т.Р. Минебаев
ПАО «Татнефть»
Татарское геологоразведочное управление¹
начальник геологического отдела
timur.rezitovich@gmail.com



Р.Р. Минебаев
АО «Татех»²
главный геолог
minebaev.rezit@tatex.ru



А.В. Калмыков
канд. техн. наук
ООО «НПП «Чёрный ключ»³
заведующий лабораторией ГДИ
blackey.kalmykov@inbox.ru



Г.А. Никифоров
КазНЦ РАН
канд. физ.-мат. наук
Институт механики и машиностроения⁴
научный сотрудник
ganikiforov@mail.ru

Гидродинамическое изучение и моделирование влияния реорганизации системы заводнения на разработку залежей нефти в турнейских отложениях Онбийского месторождения

¹420111, Казань, ул. Чернышевского, 23/25.

²423458, Альметьевск, ул. Маяковского, 116.

³420021, Казань, ул. Ахтямова, 1.

⁴420111, Казань, ул. Лобачевского, 2/31.

На примере турнейских отложений Онбийского месторождения показано, что несмотря на развитую систему поддержания пластового давления и достижения накопленной компенсации отбора закачкой на уровне 100%, отмечается снижение дебитов и пластового давления вне зависимости от мероприятий по заводнению. Дана оценка эффективности заводнения. Предложены схемы течения, объясняющие низкую эффективность заводнения. Поставлен вопрос о целесообразности мероприятий по заводнению при разработке малоразмерных и низкоамплитудных залежей нефти в карбонатных коллекторах турнейского яруса, подобных залежам Онбийского месторождения

Ключевые слова: карбонатная толща; гидроразведка; зона водонефтяного контакта; моделирование; адаптация; пластовое давление; нефтенасыщенность; гидродинамические исследования; вязкость; разработка залежей нефти

Практика заводнения залежей нефти в карбонатных коллекторах турнейского яруса нередко свидетельствует о низкой эффективности этого распространённого метода воздействия на продуктивный пласт и в ряде случаев ставит вопрос о его целесообразности. Рассматриваемый в работе объект – не исключение.

Онбийское нефтяное месторождение расположено в западной части восточного Закамья Республики Татарстан. Основным объектом разработки являются отложения турнейского яруса, в котором выделяются кизеловский, черепетский и малевско-упинский горизонты. Отложения представлены переслаиванием плотных и пористых органогенно-обломочных нефтенасыщенных прослоев карбонатных пород. Кровля яруса характеризуется наличием ряда морфологически резко выраженных структурных форм, отделённых друг от друга незначительными прогибами. Наличие локальных поднятий позволило выделить 13 самостоятельных участков разработки. Основные геолого-физические характеристики объекта представлены в **табл. 1**.

В промышленную разработку месторождение введено в 1985 г. К искусственному заводнению приступили в 1996 г. В нагнетательные скважины вода подается из заволжского надгоризонта с помощью водозаборных скважин, кроме этого, ведется закачка сточной воды. Основные показатели разработки турнейских отложений Онбийского месторождения приведены на **рис. 1**.

Рис. 1 иллюстрирует, что несмотря на широкий спектр подходов к заводнению рассматриваемого объекта – очаговое, приконтурное, циклическое, раздельная закачка в нижнетурнейский и верхнетурнейский подъярусы, регулирование объемов закачки – уровни годовой

добычи определяются только фондом добывающих скважин вне зависимости от мероприятий по ППД. При этом достигнута 100-процентная накопленная компенсация отбора закачкой.

Снижается и пластовое давление, что подтверждается материалами регулярно проводимых гидродинамических исследований. Так, на третьем участке за 20 лет разработки при коэффициенте компенсации отбора закачкой более 200%, давление в окрестности ряда скважин снизилось с 11 до 5 МПа [1].

Ранее, в 2011–2012 гг. [1], для оценки эффективности управления процессом разработки турнейских отложений Онбийского месторождения посредством существующей системы поддержания пластового давления (ППД) был произведен комплекс гидродинамических исследований (ГДИ), включивший в себя межскважинную и внутрискважинную гидроразведку, зондирование окрестностей скважин по схеме кривых восстановления/падения давления (КВД/КВД), наблюдение за гидростатическим фоном.

На основании проведенных ГДИ в работе [1] сделан вывод о крайне низкой эффективности системы заводнения турнейских отложений Онбийского месторождения. Основная причина – поглощение закачиваемой воды нижележащими водоносными системами несопоставимо большей проницаемости и емкости. В единичных случаях в этом могут участвовать и водоносные пропластки в вышележащих бобриковских отложениях. Паразитному оттоку закачиваемого агента может способствовать трещиноватость коллектора [2] и динамический характер ее проницаемости [3], образование кондуитов [4], связывающих продуктивный пласт с водоносным коллектором, и кольматация призабойных зон нагнетательных скважин [5].

На основании сделанного вывода в 2013 г. на втором и третьем участке Онбийского месторождения закачка воды в нагнетательные скважины, участвующие в разработке турнейских отложений, была практически полностью прекращена. По другим участкам мероприятия по ППД продолжались. Это был первый шаг, по результатам которого планировалось принять решение о целесообразности дальнейшей реорганизации существующей системы ППД, либо о развитии новых концептуальных подходов к заводнению.

С момента реорганизации системы ППД прошло 5 лет. Исследовательские работы на Онбийском месторождении были возобновлены. Рассматривались участки, где мероприятия по ППД продолжались, и где с 2013 г. они были практически прекращены. Сравнивались произошедшие изменения.

Таблица 1.
Геолого-физические характеристики

Параметры	Турнейский объект
Тип залежи	массивный
Тип коллектора	карбонатный
Абсолютная отметка ВНК, м	-920
Пористость, %	0,12
Средняя нефтенасыщенность пласта, доли ед.	0,66
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	34,66
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,886
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,911
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,044
Давление насыщения нефти газом, МПа	2,5
Газосодержание нефти, м ³ /т	16,6
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	1,66
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1,17
Сжимаемость, 1/МПа·10 ⁻⁴	
нефти	6,53
воды	4,6
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0.464

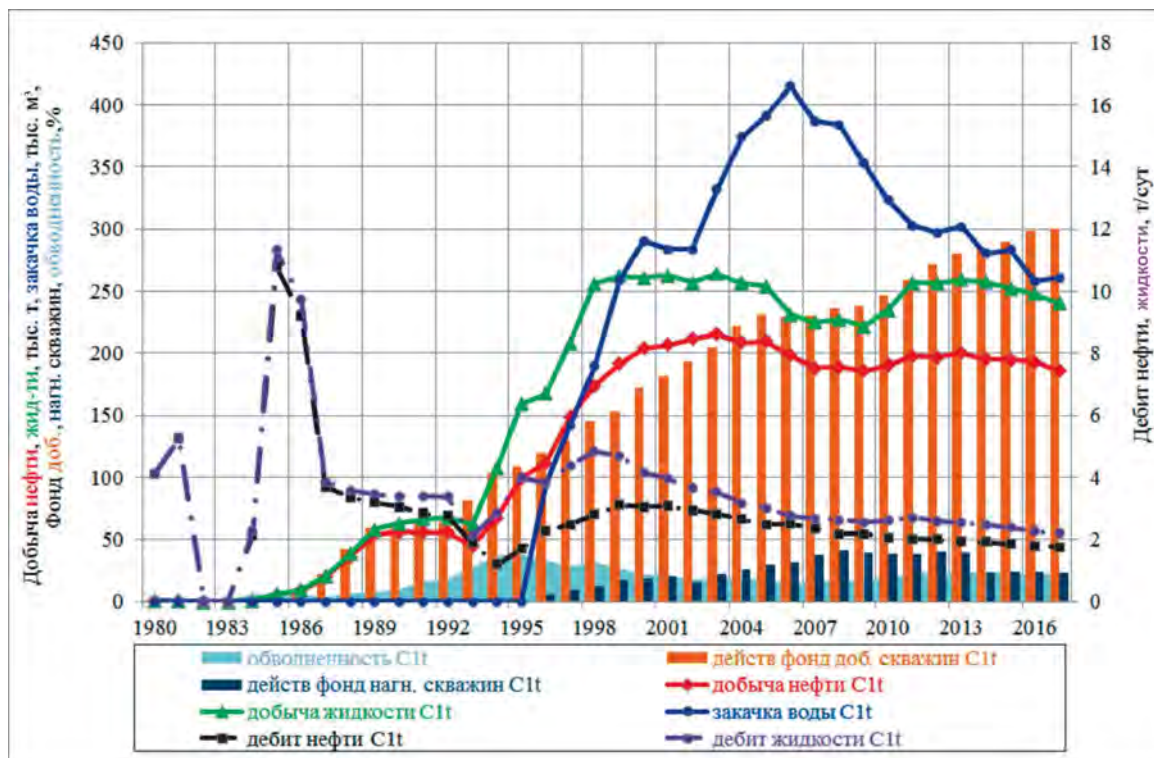


Рис. 1. Показатели разработки турнейских отложений Онбийского месторождения

Примеры показателей разработки по участкам приведены на **рис. 2**, из которого видно, что уровни годовой добычи напрямую определяются фондом добывающих скважин вне зависимости от мероприятий по ППД. При этом на всех участках отмечается устойчивая тенденция к снижению среднесуточных дебитов по жидкости и нефти. Особенно ярко это прослеживается на четвертом участке, где объемы закачиваемой воды в 2013 г. были увеличены за счет отказа от закачки на втором и третьем участке. В целом приведенные показатели косвенно свидетельствуют об отрицательной динамике давлений в процессе разработки турнейских отложений Онбийского месторождения. Прямо это подтверждается и материалами ГДИ (**рис. 3**).

При настройке моделей использовалась детальная по отношению к месячным отчетным данным история разработки каждой из скважин, сформированная на основе архивных первоисточников – «шахматок». Эта история состояла из четырех основных информационных блоков. Первый блок отображал динамику забойных давлений. Второй содержал оценки дебитов по динамограммам, замерным устройствам. Третий включал в себя результаты лабораторного анализа проб скважинной продукции. В четвертый была вынесена информация о геолого-технических мероприятиях, произведенных на скважинах. Материалы гидродинамического

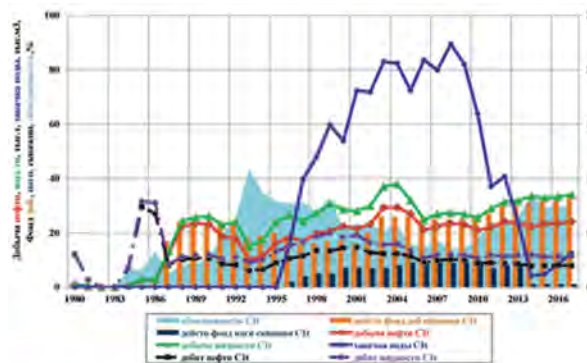
изучения залежей 2011–2012 гг. и дополнительно проведенные в 2017–2018 гг. исследования использовались при моделировании в качестве своеобразных реперов.

Моделирование производилось с использованием программных комплексов *RMS* и *Tempest* фирмы *Rohar*. В фильтрационной модели были сохранены размеры и количество ячеек геологической модели (апскейлинг не производился).

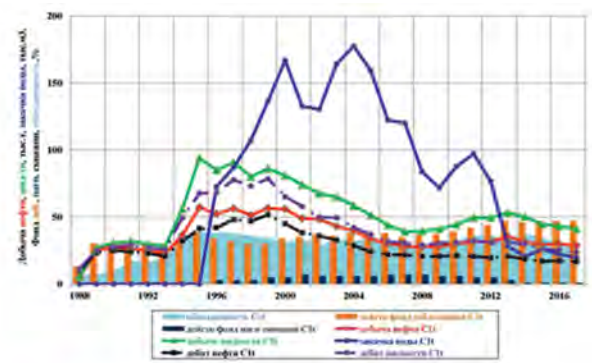
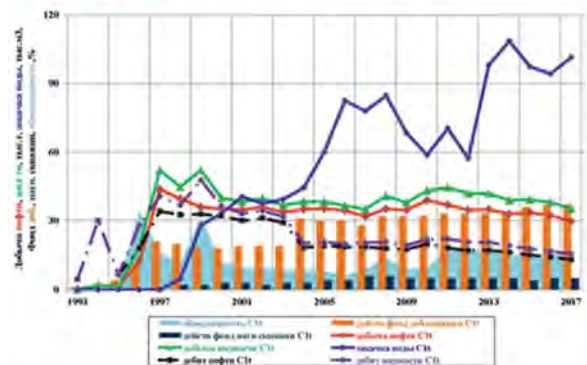
Далее в качестве характерного примера приводятся результаты гидродинамического моделирования процесса заводнения турнейских отложений третьего участка. Основные характеристики трёхмерных сеток его фильтрационной модели приведены в **табл. 2**.

При настройке модели в качестве ограничения задавалось требование совпадения по отбору жидкости из пласта, а настройка по нефти велась подбором относительных фазовых проницаемостей. Кроме этого, потребовалось:

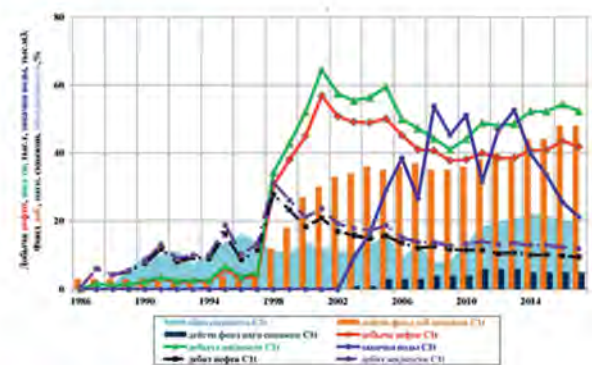
- введение затрудненной гидродинамической связи нефтяной части залежи с подстилающим водонапорным горизонтом, которая может быть следствием наличия окисленной нефти в зоне водонефтяного контакта. Это моделировалось итерационным снижением проницаемости в подключаемом водонапорном горизонте по отношению к средней проницаемости в расчетной области и достигло 100-кратного снижения. Только так в отсутствии закачки оказа-



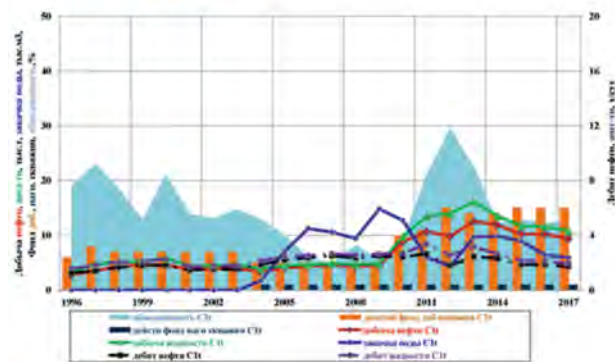
Второй участок



Третий участок



Четвертый участок



Пятый участок

Шестой участок

Рис. 2.

Примеры показателей разработки по участкам

лось возможным добиться в модели снижения пластового давления до значений, наблюдаемых на практике;

– введение ограничений на объемы закачиваемой воды. Удовлетворительного совпадения по расходным характеристикам и давлениям удалось достигнуть только при закачке воды в объеме, не превышающим 10% от значащейся в отчетных данных. При больших объемах в модели наблюдаются прорывы закачиваемой воды к добывающим скважинам, которых на сегодняшний день по факту не зарегистрировано.

Согласно **рис. 2**, пик закачки на третьем участке приходился на 2004 г. В этот период при 100% объемах закачки давление поднимается во всей расчетной области выше начального пластового (**рис. 4**) местами достигая 170 ат. Следовательно, при этом добывающие скважины не нуждались бы в механизированной добыче, а фонтанировали, чего не наблюдалось на практике.

Из **рис. 5, 6, 8** видно, что учет в модели всего объема закачиваемой воды приводит к значительному повышению пластового давления и даже в случае отключения в 2013 г. системы ППД



Второй участок



Третий участок



Четвертый участок



Девятый участок

Десятый участок

Рис. 3. Примеры КВД по участкам

оно близко к начальному пластовому (рис. 7). Реальным замерам давления отвечают расчеты, в которых не более 10% от всего объема закачиваемой воды адресно поступает в пласт (рис. 6, 8) Поля нефтенасыщенности показаны на рис. 9, 10. В противном случае происходит прорыв закачиваемого агента к забоям добывающих скважин (рис. 11, 12) и их обводнение вплоть до 100%, в то время как на практике этот показатель по многим скважинам находящимся вблизи нагнетательных не превышает 20%.

Подобные результаты, в которых согласовать историю разработки по расходным харак-

теристикам и давлению оказалось возможным только в случае, если адресно в пласт поступает не более 10% закачиваемого агента, получены и по другим участкам Онбийского месторождения.

Выводы

Гидродинамические исследования и результаты фильтрационного моделирования свидетельствуют о снижении забойных и пластовых давлений в процессе разработки залежей нефти в турнейских отложениях Онбийского месторождения вне зависимости от мероприятий по ППД

Таблица 2. Основные характеристики трёхмерных сеток фильтрационной модели

Пласт	Сетка	Количество ячеек по X	Количество ячеек по Y	Количество слоев	Средняя толщина ячейки, м	Общее количество ячеек	Количество активных ячеек
C _г	50450	63	46	345	0,173	999 810	999 810

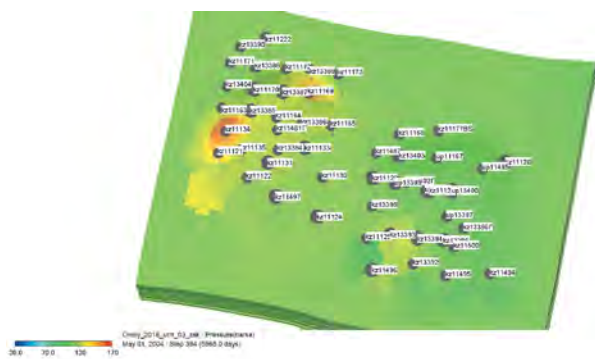


Рис. 4.
Распределение давления при 100% объема закачиваемой воды (май 2004) (Примечание: рис. 4. по отношению к рис. 5–8 имеет иную цветовую шкалу по давлению)

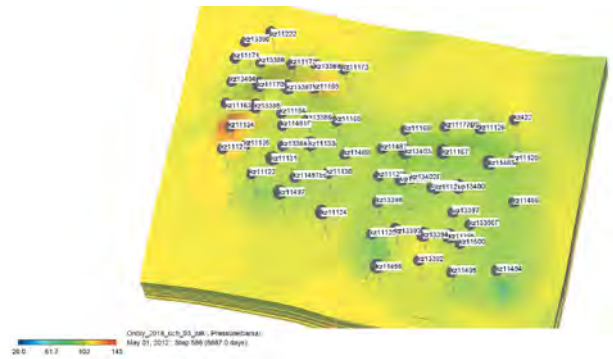


Рис. 5.
Распределение давления при 100% объема закачиваемой воды (май 2012)



Рис. 6.
Распределение давления при 10% объема закачиваемой воды (май 2012)

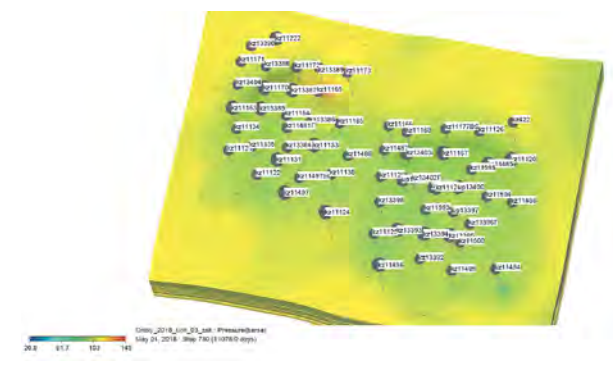


Рис. 7.
Распределение давления при 100% объема закачиваемой воды (май 2018)



Рис. 8.
Распределение давления при 10% объема закачиваемой воды (май 2018)

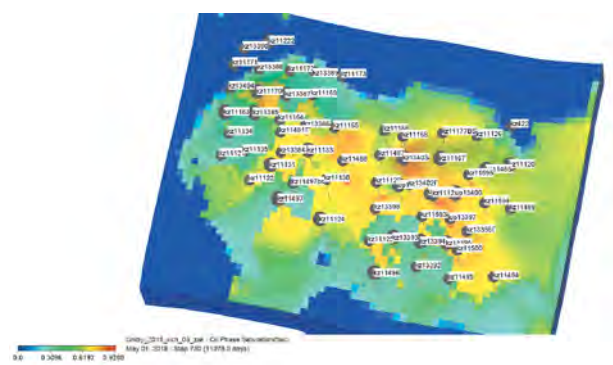


Рис. 9.
Распределение нефтенасыщенности при 100% объема закачиваемой воды (май 2018)

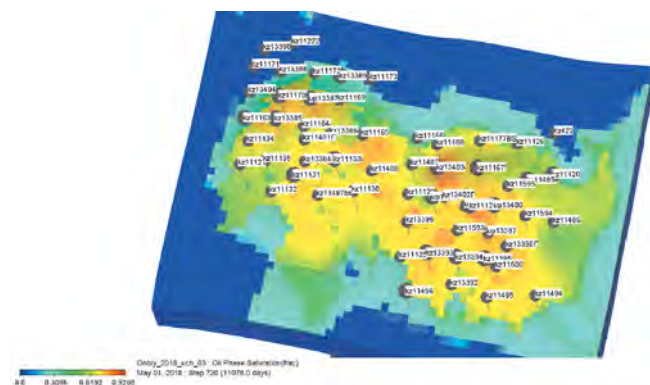


Рис. 10.
Распределение нефтенасыщенности при 10% объема закачиваемой воды (май 2018)

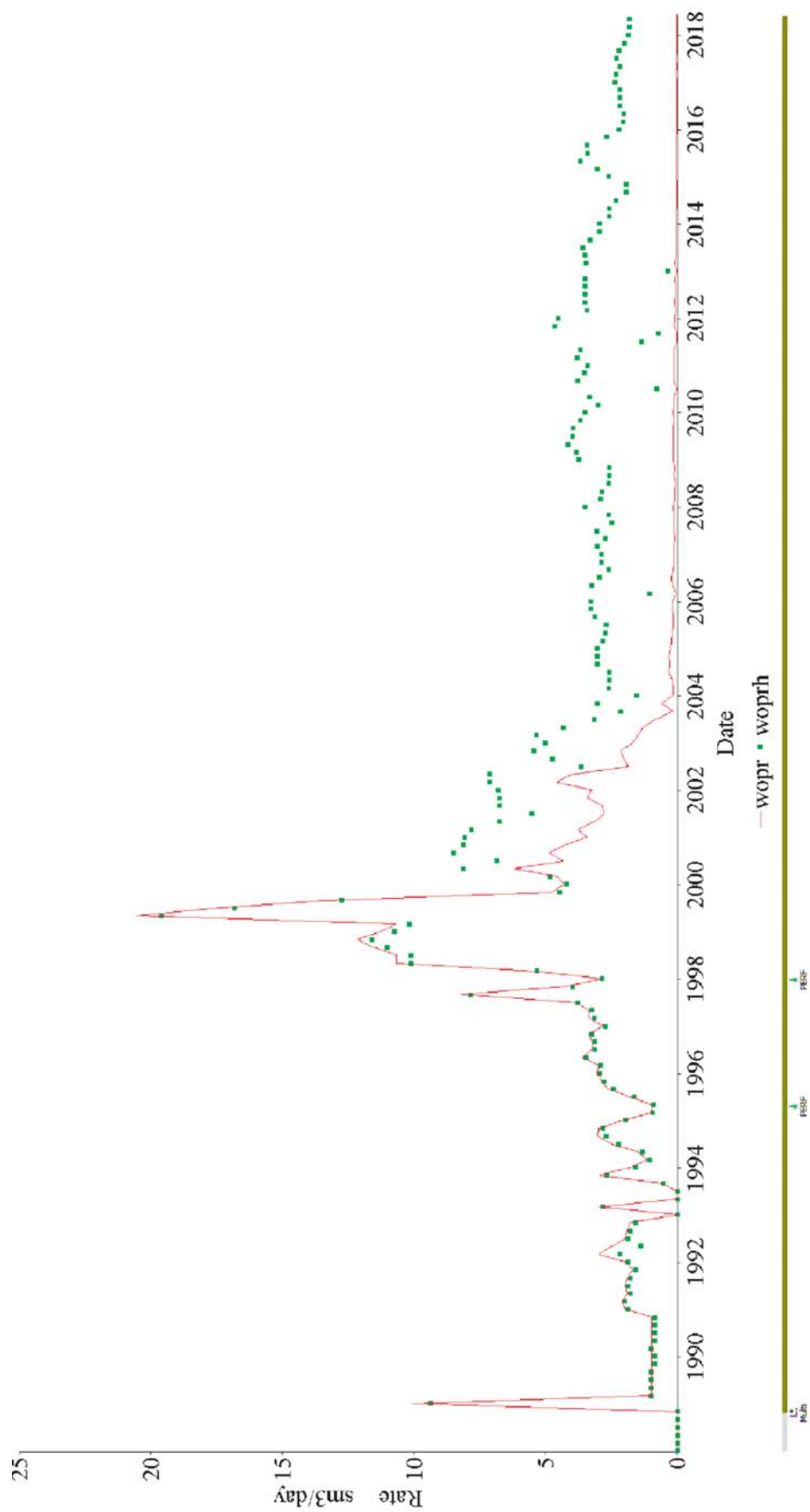


Рис. 11.
Суточный дебит по нефти скв. № 11169, рассчитанный при 100-процентном соответствии ППД (красный), и фактический (зеленый) (м³/сут)

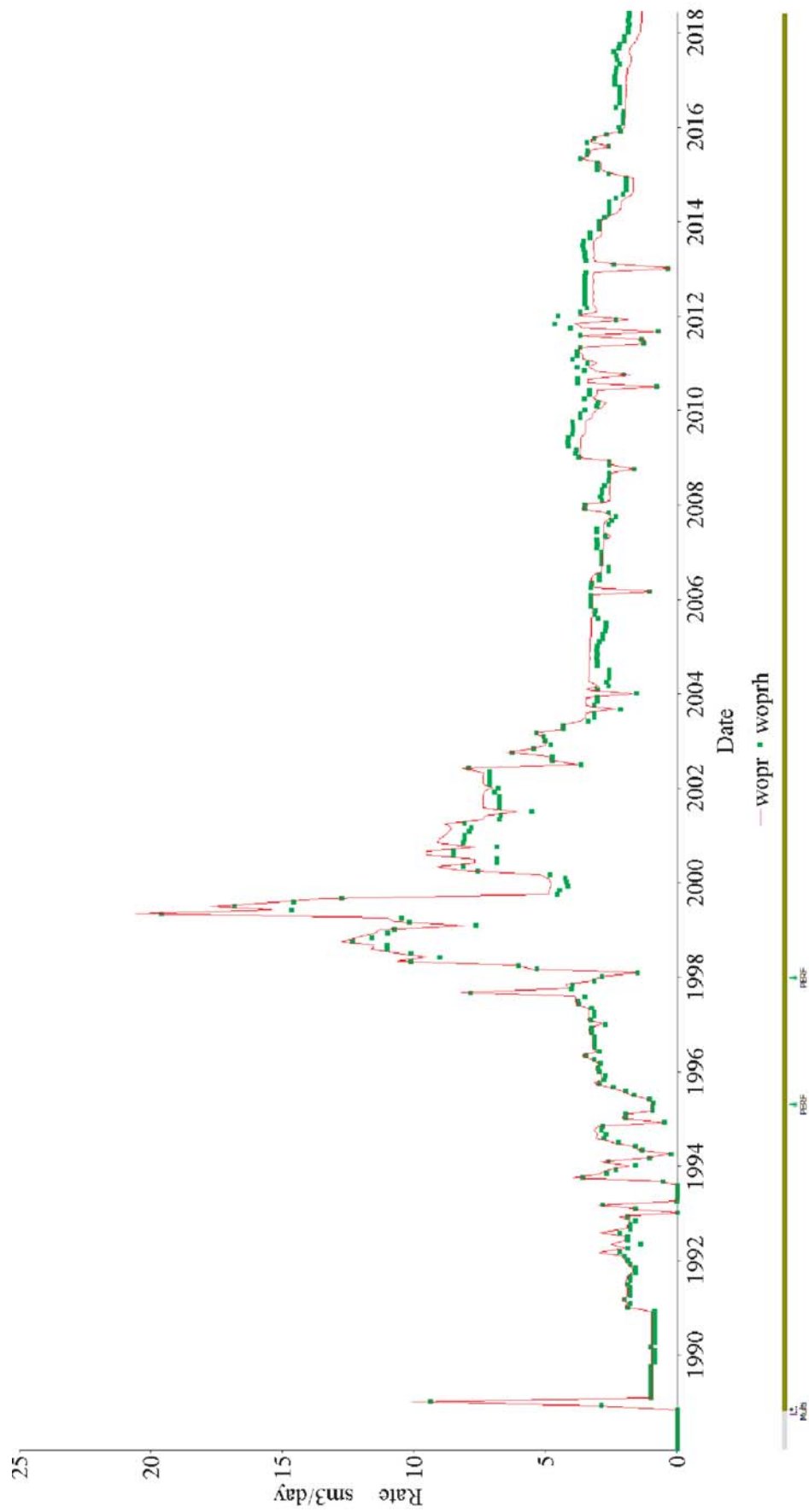


Рис. 12.
Суточный дебит по нефти скв. № 11169, рассчитанный при 10-процентном соответствии ППД (красный), и фактический (зеленый) (м³/сут)

(увеличение, сохранение, сокращение объемов закачки, либо отказ от заводнения). Как следствие, наблюдается снижение среднесуточных дебитов по жидкости и нефти.

Снижение давлений и дебитов при низком темпе роста обводненности продукции скважин, а также отсутствие явного влияния заводнения на процесс нефтеизвлечения является следствием:

– затрудненной связи нефтяной части залежи с подстилающим водонапорным горизонтом. Затруднению связи физически может соответствовать наличие слабо-подвижной окисленной нефти в зоне водонефтяного контакта с измененными реологическими свойствами. В расчетах это учитывалось приблизительно 100-кратным снижением проницаемости в подключаемом водонапорном горизонте по сравнению со средней проницаемости в нефтенасыщенной части пласта;

– непроизводительных оттоков закачиваемого агента. Удовлетворительного совпадения по расходным характеристикам и давлениям в модели удалось достигнуть только при закачке воды в объеме, не превышающим 10% от значащейся в отчетных данных. Оттоки могут являться следствием паразитной гидродинамической связи нагнетательных скважин с водоносными системами, несопоставимо большей проницаемости и емкости.

Принимая во внимание полученную оценку эффективности заводнения турнейских отложений Онбийского месторождения, как не превышающую 10%, можно сделать следующий вывод. Имеется развитая система ППД, функционирующая более 20 лет за счет сети водозаборных скважин и сточной воды. Применен широкий спектр подходов к заводнению и достигнута накопленная компенсация отбора закачкой в среднем по участкам на уровне 100%. Отобрано более 50% от начальных извлекаемых запасов. Тем не менее, фактически разработка объекта с 80-х гг. прошлого столетия ведется на режиме, близким к естественному.

Полученный опыт показывает, что традиционные и общепринятые подходы к заводнению здесь не работают. Возникает вопрос о целесообразности мероприятий по ППД при разработке малоразмерных и низкоамплитудных залежей нефти в карбонатных коллекторах турнейского яруса, подобных залежам Онбийского

месторождения. Однозначного ответа на этот вопрос нет. Для решения этой проблемы требуются специфические исследования.

Результаты заводнения, аналогичные наблюдаемым на Онбийском месторождении, можно увидеть и на других месторождениях Республики Татарстан при разработке не только турнейских, но и башкирских отложений. Для таких коллекторов заводнение нужно начинать с этапа опытно-промышленных работ на каждом конкретном объекте и только по их результатам принимать дальнейшие проектные решения.

Возвращаясь к Онбийскому месторождению, следует отметить, что использование существующего фонда нагнетательных скважин в целях повышения эффективности заводнения представляется малоперспективным. Здесь можно вести речь о проводке вторых стволов, переходов на другие объекты. При этом есть понимание, что если и вести закачку, то избирательно и, во избежание прорывов закачиваемого агента в водоносную часть структуры, не нужны большие давления, а следовательно, и объемы. В этом случае можно сократить затраты на сеть водозаборных скважин и рационально использовать сточную воду.

Сложившаяся практика проектирования и разработки также не способствует оптимизации процесса заводнения таких коллекторов. С одной стороны, недропользователь оказывается в условиях, когда система заводнения является обязательным звеном в проектом документе, положения которого он обязан исполнять. С другой стороны, проектант поставлен в условия, в которых, руководствуясь правилами разработки, вынужден включать в проект мероприятия по поддержанию пластового давления в условиях отсутствия априорной информации. Не хватает знаний о детальном строении объекта, его свойствах, таких как распределение проницаемости, трещиноватости и т.д. В итоге, спустя годы и финансовые издержки, приходится констатировать факт низкой эффективности этих мероприятий.

Для выбора оптимальной стратегии дальнейшей разработки Онбийского месторождения рекомендуется продолжить работы по изучению объекта в целях уточнения его строения и свойств с привлечением средств пьезометрии и геолого-фильтрационного моделирования. ■

Литература

1. Калмыков А.В., Минебаев Р.Р., Мартыничук Р.М., Никифоров А.И. Об эффективности заводнения нефтяных залежей в турнейских отложениях (на примере объектов разработки ЗАО «ТАТЕХ») // Георесурсы. 2013. № 3. С. 17–20.

2. Морозов В.П. и др. Морфолого-генетическая классификация структур пустотного пространства карбонатных пород-коллекторов // Георесурсы. 2012. № 4. С. 19–21.
3. Нефёдов Н.В., Гарнышев М.Ю., Егоров А.Г., Калмыков А.В., Мазо А.Б. Мониторинг турнейской залежи Мельниковского месторождения средствами пьезометрии и фильтрационного моделирования // Георесурсы. 2011. № 1. С. 23–26.
4. Кринари Г.А. и др. История и механизмы формирования залежей нефти в карбонатных породах по минералого-литологическим данным // Литосфера. 2013. № 1. С. 146–157.
5. Розанова Е.П. и др. Распространение сульфатвосстанавливающих бактерий, использующих лактат и жирные кислоты, в анаэробных экотопах заводняемых нефтяных коллекторов // Микробиология. 1991. Т. 60. № 2. С. 360–366.

UDC 622.276.1/4:552.54

T.R. Minebaev, Head of the Geological Department of Tatar Geological Exploration Department¹ of PAO «Tatneft», timur.rezitovich@gmail.com

R.R. Minebaev, Chief Geologist of AO «Tatekh»², minebaev.rezit@tatex.ru

A.V. Kalmykov, PhD, Head of Laboratory of OOO «ChyorniKlyuch» Research and Development enterprise³, blackey.kalmykov@inbox.ru

G.A. Nikiforov, PhD, Researcher of Institute of Mechanics and Engineering of Kazan Science Center, Russian Academy of Sciences⁴, ganikiforov@mail.ru

¹23/25, Chernyishevsky street, Kazan, 420111, Russia.

²111 Mayakovsky street, Almetyevsk, 423458, Russia.

³1 Akhtyamov street, Kazan, 420021, Russia.

⁴2/31, Lobachevsky street, Kazan, 420111, Russia.

Hydrodynamic Studies and Simulation of the Impact of Waterflooding Pattern Restructuring on Oil Pools Development in Tournaisian Formations of Onbijsky Field

Abstract. The paper discusses the efficiency of oil pools waterflooding in Tournaisian carbonate reservoirs by the example of Onbijsky filed in the Republic of Tatarstan. Basing on the analysis field development data, production tests, and fluid flow simulation, it is shown that since 80–s of the past century the actual mechanism of development of the object is close to natural drive despite the following factors: advanced reservoir pressure maintenance system; wide range of approaches to waterflooding; cumulative voidage replacement about 100%; and cumulative production exceeding 50% against the initial recoverable reserves. Pressure and flow rate decline observed during the course of development in the absence of an obvious impact of waterflooding on oil production is explained as follows: 1) Hindered communication between the oil zone and underlying aquifers. The physical cause can be the presence of immobile oxidized oil having the modified flow properties in the zone of water–oil contact. This fact was taken into account in calculations as approximately hundred–fold permeability reduction in the enabled aquifer compared to the average permeability in the oil saturated part of the reservoir; 2) Non–performing outflow of the injected agent. We managed to obtain satisfactory match in flow rate characteristics and pressure in the model only at water injection in amount exceeding 10% of the reported data. The main cause of outflow is the injected water absorption by the subjacent water–bearing systems having incommensurably higher permeability and capacity. The following factors can contribute to spurious outflow: reservoir fracture and dynamic behaviour of its permeability; formation of trunk channels; packing of bottomhole zone in injectors. The question is the appropriateness of waterflooding operations in the course of small and low–amplitude oil pools development in the Tournaisian carbonate reservoirs similar to accumulations of the Onbijsky field.

Keywords: carbonate thickness; hydro exploration; water–oil contact zone; simulation; history matching; reservoir pressure; oil saturation; hydrodynamic researches; oiliness; oil development.

References

1. Kalmykov A.V., Minebaev R.R., Martynchuk R.M., Nikiforov A.I. *Ob effektivnosti zavodneniia nef'tianykh zalezhei v turneiskikh otlozheniakh (na primere ob'ektov razrabotki ZAO «TATEKh»)* [On the efficiency of waterflooding of oil deposits in Tournaisian sediments (on the example of the objects of development of JSC «TATEH»)]. *Georesursy* [Georesources], 2013, no. 3, pp. 17–20.
2. Morozov V.P. i dr. *Morfologo-geneticheskaiia klassifikatsiia struktur pustotnogo prostranstva karbonatnykh porod-kollektorov* [Morphological and genetic classification of the hollow space structures of carbonate reservoir rocks]. *Georesursy* [Georesources], 2012, no. 4, pp. 19–21.
3. Nefedov N.V., Garnyshev M.Iu., Egorov A.G., Kalmykov A.V., Mazo A.B. *Monitoring turneiskoi zalezhi Mel'nikovskogo mestorozhdeniia sredstvami p'ezometrii i fil'tratsionnogo modelirovaniia* [Monitoring of the Tournaisian deposit of the Melnikovskoye field by means of piezometry and filtration modeling]. *Georesursy* [Georesources], 2011, no. 1, pp. 23–26.
4. Krinari G.A. i dr. *Istoriia i mekhanizmy formirovaniia zalezhei nef'ti v karbonatnykh porodakh po mineralogo-litologicheskim dannym* [History and mechanisms of formation of oil deposits in carbonate rocks according to mineralogical and lithological data]. *Litosfera* [Lithosphere], 2013, no. 1, pp. 146–157.
5. Rozanova E.P. i dr. *Rasprostranenie sul'fatvosstanavlivaiushchikh bakterii, ispol'zuiushchikh laktat i zhirnye kisloty, v anaerobnykh ekotopakh zavodniaemykh nef'tianykh kollektorov* [Distribution of sulfate-reducing bacteria using lactate and fatty acids in anaerobic ecotopes of wilted oil reservoirs]. *Mikrobiologiya* [Microbiology], 1991, vol. 60, no. 2, pp. 360–366.