

УДК 622.276

Об опыте разработки бобриковского горизонта Сабанчинского месторождения с применением компьютерного моделирования



А.Г. Хабибрахманов

Нефтегазодобывающее управление «Бавлынефть» ПАО «Татнефть», Бавлы, Россия

На месторождениях Татарстана опытно-промышленные работы по испытанию циклического заводнения ведутся с 1972 г. После успешного применения циклического заводнения на ранних этапах разработки данная технология очень редко подвергалась изменению, и для большинства скважин длина полцикла остается неизменной на протяжении многих лет. Экспериментальные данные свидетельствуют о том, что показатели циклического воздействия с точки зрения полноты использования закачки с увеличением продолжительности циклов уменьшается. Эффективность технологии после осуществления 5-7 циклов заметно снижается, и необходима ее периодическая модификация на основе коррекции времени циклов нагнетательных скважин, изменения направления фильтрационных потоков и обработок призабойных зон в нагнетательных скважинах.

В статье на основе реализованного на практике компьютерного моделирования сделаны выводы: эффективность циклического заводнения падает после осуществления 4-5 циклов, при изменении параметров нестационарной закачки получен положительный результат в виде прироста добычи нефти и уменьшения обводненности, применение потокоотклоняющих технологий в нагнетательных скважинах увеличивает технологический эффект от мероприятия, моделирование в совокупности с аналитическими методиками позволяет подобрать наиболее оптимальный вариант корректировки технологических параметров при нестационарном воздействии.

Практическая реализация изменения циклического заводнения, освоенного в производстве и внедренного на эксплуатационном объекте, обеспечивает существенное повышение эффективности добычи углеводородно-сырья с обеспечением высокой экономической эффективности.

Ключевые слова: компьютерное моделирование, обводненность продукции, разработка, бобриковский горизонт, дополнительная добыча нефти, эффективность.

DOI: 10.18599/grs.18.2.6

Для цитирования: Хабибрахманов А.Г. Об опыте разработки бобриковского горизонта Сабанчинского месторождения с применением компьютерного моделирования. *Георесурсы*. 2016. Т. 18. № 2. С. 107-110. DOI: 10.18599/grs.18.2.6

В 1963 г. скважиной № 27, пробуренной в сводовой части поднятия по кровле бобриковского горизонта, открыто Сабанчинское нефтяное месторождение. По результатам геофизических исследований Сабанчинское месторождение не представляло промышленной ценности, но руководство геологической службы, вопреки фактическому материалу, смогло и доказало необходимость разбуривания месторождения. Доразведку Сабанчинского месторождения вели оценочными скважинами из-за недостаточности дорогостоящего разведочного метража. Оценочные скважины бурились от «известного к неизвестному», что позволяло ускорить изучение Сабанчинских залежей.

Для доизучения геологического строения и оконтуривания залежи нефти в 1971 г. цехом бурения НГДУ «Бавлынефть» было начато разбуривание месторождения оценочными скважинами, результаты исследования и опробования которых привели к коренной переоценке запасов нефти. В сравнительно короткие сроки были доказаны промышленные запасы в 20 раз превосходящие те, которые были ранее переданы на баланс управления. Разбуривание по технологической схеме было начато в 1973 г., и в этом же году оно было введено в промышленную разработку.

Залежь бобриковского горизонта, как и предусматривалось технологической схемой, разрабатывалась с применением законтурного, избирательного и линейного заводнения. Закачка воды была начата с 1974 г. В продуктив-

ный пласт закачивалось по 4,8-6,1 тыс. м³/сут. воды, что составляло 96-115 % к отбору жидкости. В процессе разработки бобриковской залежи Сабанчинского месторождения отмечалась высокая эффективность законтурного, избирательного и линейного заводнения. В результате применения заводнения залежь разрабатывалась высокими темпами, что вызывало интенсивное обводнение добывающих скважин (Хисамов и др., 2016).

В настоящее время в разработке находятся все эксплуатационные объекты – бобриковский, данково-лебедянский и пашийский. Максимальная добыча нефти 1586 тыс. т на месторождении была достигнута в 1982 г., темп отбора от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) составлял при этом 3,7 %. Всего на месторождении добыто 35,3 млн. т нефти и 171,9 млн. т жидкости. Базовым эксплуатационным объектом является бобриковский горизонт по которому отобрано 34,1 млн. т нефти, что составляет 96,6 % от суммарной добычи нефти по месторождению в целом, в эксплуатации находятся 18 залежей нефти.

По состоянию на 01.01.2016 г. накопленная добыча нефти по бобриковскому объекту – 85,9 % от НИЗ, накопленная добыча жидкости – 168,9 млн. т, текущий коэффициент извлечения нефти (КИН) – 0,334 доли ед. Динамика разработки бобриковского горизонта приведена на рис. 1.

В настоящее время на бобриковском горизонте сложилась блоковая система заводнения, дополненная законтурными и очаговыми нагнетательными скважинами. Все-

го с начала разработки закачано 166,7 млн. м³ воды, накопленная компенсация отбора жидкости закачкой воды составила 100,7 %, средняя приемистость – 128 м³/сут.

В 2015 г. добыто 509,8 тыс. т нефти и 5163,8 тыс. т жидкости, обводненность продукции составила 90,1 %. Закачано 4833,6 тыс. м³ воды, текущая компенсация отбора закачкой – 100,3 %. Среднесуточный дебит действующих скважин по нефти – 4,9 т/сут, по жидкости – 48,9 т/сут.

С момента вступления Сабанчинского месторождения в последнюю стадию разработки, характеризующуюся высокой обводненностью добываемой продукции и падением уровня добычи нефти, возникла необходимость доизвлечения остаточной нефти за счет увеличения охвата пластов вытеснением, так как значительные запасы нефти остаются невыработанными вследствие низкого охвата пластов вытеснением из-за послойной и зональной неоднородности.

В этих условиях свою эффективность показало применение нестационарного заводнения с изменением направлений фильтрационных потоков. Нестационарные методы воздействия заводнением являются наиболее апробированными и распространенными и, что немаловажно, не требуют существенных капитальных затрат на внедрение их на промыслах. Механизм его воздействия основывается на увеличении охвата не вовлеченных в разработку участков продуктивных пластов. Оно приводит к возникновению градиента давления между высоко- и низкопроницаемыми прослоями, что способствует внедрению воды в зоны с низкими фильтрационно-емкостными свойствами и их подключению в активную разработку (Сургучев, 1965).

Экспериментальные данные свидетельствуют о том, что показатели циклического воздействия с точки зрения полноты использования закачки с увеличением продолжительности циклов улучшаются, и эффективность технологии после осуществления 5-7 циклов заметно снижается, и необходима ее периодическая модификация (Владимиров, 2004).

Было сделано предположение о возможной необходимости проведения периодической корректировки продолжительности полцикла и закачиваемых объемов для повышения эффективности процесса.

В 2012 г. НГДУ «Бавлынефть» инициировало работу по совершенствованию системы разработки бобриковского горизонта Сабанчинского нефтяного месторождения на основе геолого-гидродинамического моделирования. С января 2013 г. по май 2014 г. создавались геологическая и гидродинамическая модели эк-

сплуатационного объекта. На опытном участке (район скважин №№ 1558-2193-2105, рис. 2) моделировались геолого-технические мероприятия (ГТМ), выбирались наиболее эффективные, затем они проводились на скважинах, и оценивался фактический результат с ожидаемыми показателями по модели.

Приоритетным было выбрано направление оптимизации объемов добычи жидкости и закачки воды по скважинам. Анализ проведенных ГТМ показал приемлемую сходимость в прогнозном и фактическом приросте и как следствие состоятельность подхода оптимизации системы разработки на основе моделирования.

Средства гидродинамического моделирования процессов разработки позволяют определить оптимальные режимы работы добывающих и нагнетательных скважин. Решение задачи осуществляется на основе геолого-гидродинамической модели, на которой учтены особенности геологического строения участка, и дано представление о распределении фильтрационных потоков. В качестве базового принят вариант поддержания уровня добычи нефти

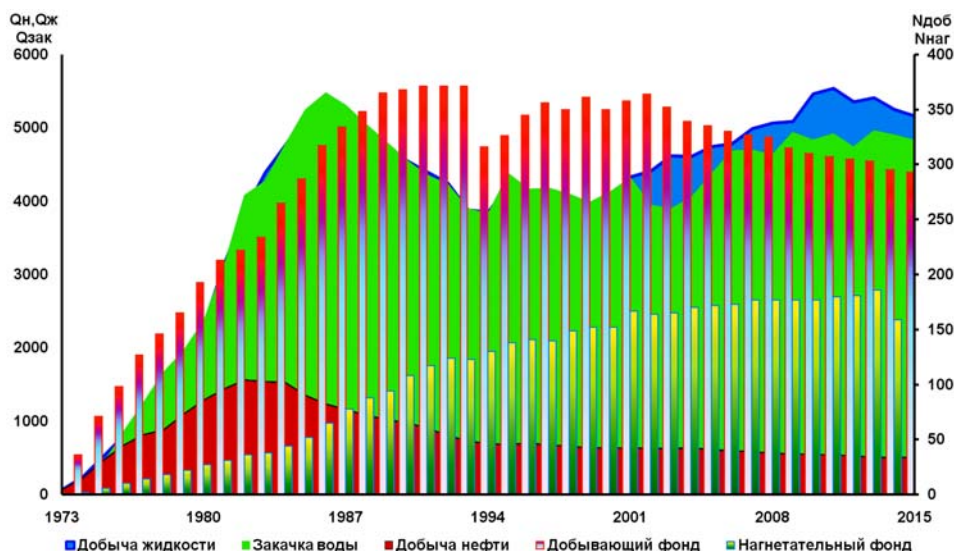


Рис. 1. Динамика основных показателей разработки бобриковского эксплуатационного объекта.

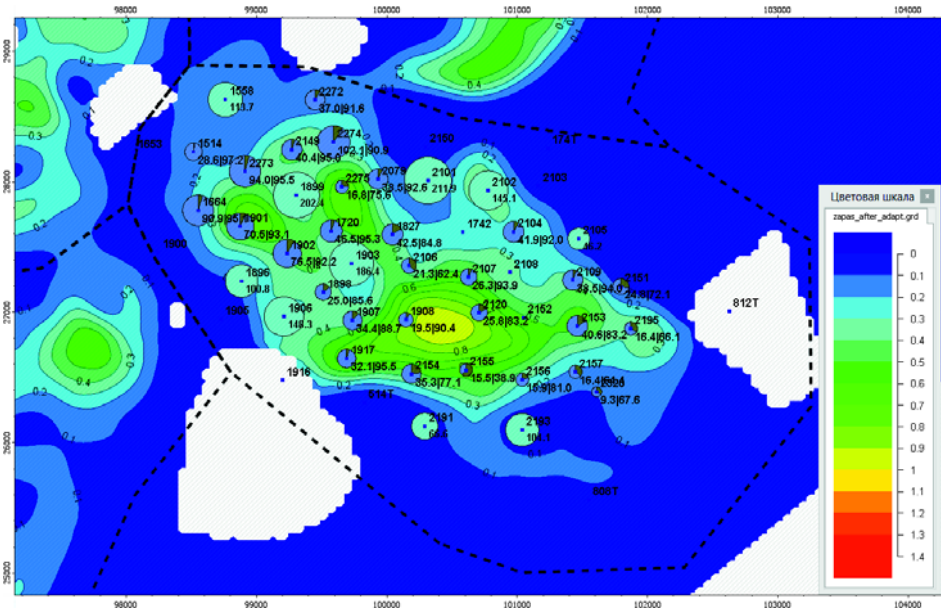


Рис. 2. Распределение плотности остаточных подвижных запасов.

постоянным. Для соблюдения данного условия на первом этапе подбирались объемы закачки нагнетательных скважин при стационарном режиме, обеспечивающие минимальный прирост обводненности при фиксированном отборе нефти. В дальнейшем для подключения низкопроницаемых пропластков производился расчет циклической закачки из соблюдения условия минимизации превышения обводненности относительно базового. Подбор частоты смены циклов изначально осуществлялся с использованием аналитических методик. При реализации подхода подбор частоты смены циклов производился исходя из упругой характеристики пласта с учетом положения фронта нагнетания для каждой нагнетательной скважины, определенного на основе адаптированной геолого-гидродинамической модели (Лощева и др., 2015).

Расчет циклической закачки на гидродинамической модели с корректировкой данных аналитических методик позволил уточнить время цикла (40 дней) и достичь наибольшего снижения обводненности по скважинам при одинаковом уровне добычи нефти.

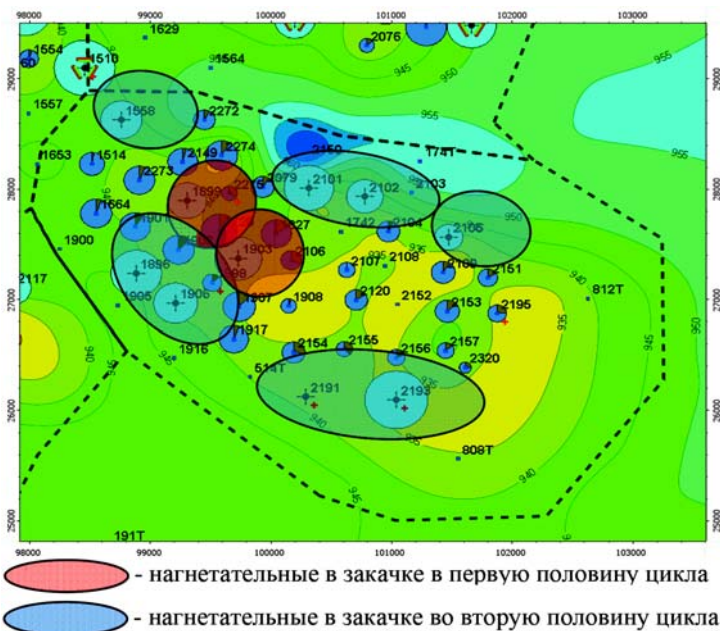


Рис. 3. Схема участка циклического заводнения. 1 – нагнетательные в закачке в первую половину цикла, 2 – нагнетательные в закачке во вторую половину цикла.

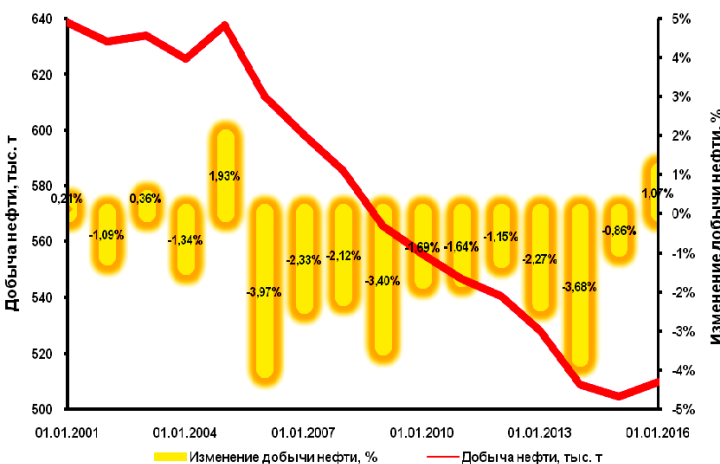


Рис. 4. Результаты оптимизации разработки бобриковского горизонта.

С 01.05.2014 г. начато промысловое внедрение путем корректировки объемов закачки опытного участка, а также изменение длины полуцикла до 20 дней (Рис. 3). При прогнозной дополнительной добычи нефти по опытному участку 2,1 тыс. т фактически получили 3,1 тыс. т. Средний дебит нефти одной скважины опытного участка увеличился на 13 % – от 4,64 до 5,25 т/сут, при практически неизменном дебите жидкости – от 40,64 до 40,98 т/сут. При этом отмечено снижение обводненности продукции добывающих скважин от 89 до 86 %. Коэффициент эксплуатации добывающих скважин как в целом по участку, так и отдельных скважинах изменился не существенно. К концу 2014 г. мероприятия по оптимизации системы поддержания пластового давления были выполнены по всему опытному участку. Причиной превышения расчетных показателей можно считать дополнительное снижение обводненности за счет проведения ряда обработок в 2014 г. нагнетательных скважин потокоотклоняющими технологиями.

Комплекс реализованных на опытном участке мероприятий включил в себя следующее:

- коррекция времени циклов нагнетательных скважин;
- применение изменения направления фильтрационных потоков;
- применение обработок призабойной зоны нагнетательных скважин потокоотклоняющими составами.

Результатом промышленного внедрения стало (Рис. 4):

- с мая 2014 г. – сократились темпы падения добычи нефти с 3,68 до 0,68 %;
- в 2015 г. – увеличились темпы добычи нефти на 1,07 % по сравнению с 2014 г.;
- дополнительная добыча нефти в 2015 г. по сравнению с 2014 г. составила 5,4 тыс. т;
- дополнительная добыча нефти по сравнению с базовой составила 24 тыс. т.

В 2015 г. для внедрения мероприятий, прошедших промышленную апробацию, было выбрано еще 5 участков:

- участок района скважин №№ 2310-2292-127 – отобрано от НИЗ – 40,6 %, обводненность продукции – 92,1 %;
- участок района скважин №№ 1721-1572-2136 – отобрано от НИЗ – 64,5 %, обводненность продукции – 91,7 %;
- участок района скважин №№ 1821-2041-98 – отобрано от НИЗ – 35,5 %, обводненность продукции – 92,8 %;
- участок района скважин №№ 1564-1614-1617 – отобрано от НИЗ – 46,7 %, обводненность продукции – 94,9 %;
- опытный участок района скважин №№ 1558-2193-2105 – отобрано от НИЗ – 83,7 %, обводненность продукции – 86,6 %;

Дополнительная добыча нефти по пяти участкам на 01.01.2016 г. составила 3,4 тыс. т при сокращении отбора воды в объеме 248,5 тыс. т.

В сумме технологический эффект за два года реализации проекта составил 35 тыс. т дополнительной нефти при сокращении отбора воды в объеме 885,2 тыс. т.

Расходы НГДУ «Бавлынефть» ПАО «Татнефть» на создание и сопровождение действующей модели бобриковского горизонта Сабанчинского месторождения в 2013-2015 гг. составили 4,9 млн. р. Чистый дисконтиро-

ванный доход от дополнительной добычи нефти составил 155,9 млн. р., а от сокращения отбора попутно добываемой с нефтью воды 9,7 млн. р.

На основе полученных результатов принято решение:

1. Охватить детальным рассмотрением все участки Сабанчинского нефтяного месторождения;

2. Подготовить и апробировать на постоянно действующие модели мероприятий по совершенствованию системы разработки бобриковского горизонта по каждому обособленному участку и по месторождению в целом для обеспечения добычи нефти согласно стратегических уровней в 2016 г.;

3. Подобрать каждой добывающей и нагнетательной скважине оптимальный режим работы;

4. Перейти от сопровождения моделей институтом ТатНИПИнефть для чего, оборудовать рабочее место необходимой орг.техникой и самостоятельно начать моделировать ГТМ;

5. Помимо Сабанчинского месторождения начать работы по моделированию ГТМ на Бавлинском, Тат-Кандызском и Матросовском месторождениях НГДУ «Бавлынефть».

Литература

Владимиров И.В. Нестационарные технологии нефтедобычи: (этапы развития, современное состояние и перспективы). М: ВНИИОЭНГ. 2004. 215 с.

Лощева З.А., Вафин А.Р., Хабирова Л.К., Бакиров И.И. Оптимизация нестационарного заводнения с применением гидродинамического моделирования как инструмент выработки трудноизвлекаемых запасов на месторождениях с длительной историей разработки. *Вестник ЦКР Роснедра*. 2015. № 4. С. 46-53.

Сургучев М.Л. Об эффективности импульсного (циклического) воздействия на пласт для повышения его нефтеотдачи. *Научно-технический сборник по добыче нефти*. М: Недра. 1965. Вып. 27. С. 66-72.

Хисамов Р.С. Хабибрахманов А.Г., Яртиев А.Ф., Ханнанов Р.Г., Подавалов В.Б., Морозов П.Г. Сабанчинское нефтяное месторождение: история, анализ разработки, перспективы. Казань: Изд-во «Ихлас». 2016. 320 с.

Сведения об авторе

Азат Гумерович Хабибрахманов – начальник Нефтегазодобывающего управления «Бавлынефть» ПАО «Татнефть»

Россия, 423930, Республика Татарстан, Бавлы, ул. Гоголя, д. 20. Тел: +7(85569) 45-111, e-mail: bvneft@tatneft.ru

Статья поступила в редакцию 04.04.2016

The Development Experience of Bobrikovian Horizon in Sabanchinsky Deposit Using Computer Simulation

A.G. Khabibrakhmanov

Oil and Gas Production Department «Bavlyneft» PJSC Tatneft, Bavly, Russia

Abstract. In the fields of Tatarstan pilot projects for testing cyclic flooding are being conducted since 1972. Following the success of cyclic waterflooding in the early stages of the development, this technology was rarely changed, and for most wells the length of half-cycle remains unchanged for many years. Experimental data indicate that the cyclic exposure parameters are reduced in terms of completeness of injection with an increase in cycle duration. The effectiveness of the technology after 5-7 cycles is significantly reduced; there is need for periodic revision on the basis of correction time of injection well cycles, changing the direction of filtration flow and treatment of bottomhole zones in injection wells.

The article includes the following conclusions based on the implemented computer simulations: the effectiveness of cyclic waterflooding falls after 4-5 cycles; when changing unsteady injection parameters the positive results are obtained in the form of increase in oil production and reduction of water content; the use of flow deflection technologies in injection wells increases the technological effect from the event, simulation in conjunction with analytical methods allows us to choose the optimal adjustment of process parameters in unsteady exposure. The practical implementation of the cyclic flooding changes, utilized in the production and implemented at the operational facilities, provides a significant increase in the hydrocarbon production efficiency to ensure high economic effectiveness.

Keywords: computer modeling, water production, development, Bobrikovian horizon, additional oil production, efficiency.

References

Loshcheva Z.A., Vafin A.R., Khabirova L.K., Bakirov I.I. Optimization of non-stationary flooding by means of a reservoir model as an approach for development of hard-to-recover reserves in aging fields. *Vestnik TsKR Rosnedra = Bulletin of Central Oil and Gas Field Development Commission*. 2015. No. 4. Pp. 46-53. (In Russ.)

Khislamov R.S. Khabibrakhmanov A.G., Yartiev A.F., Khannanov R.G., Podavalov V.B., Morozov P.G. Sabanchinskoye neftyanoe mestorozhdenie: istoriya, analiz razrabotki, perspektivy [Sabanchinskoye oil field: history, development analysis and perspectives]. Kazan: Ikhlal Publ. 2016. 320 p. (In Russ.)

Surguchev M.L. Ob effektivnosti impul'snogo (tsiklicheskogo) vozdeystviya na plast dlya povysheniya ego nefteotdachi [The effectiveness of a pulsed (cyclic) stimulation to improve its recovery]. *Nauchno-tehnicheskiiy sbornik po dobyche nefti* [Scientific and technical collected papers of oil production]. Moscow: Nedra Publ. 1965. Is. 27. Pp. 66-72. (In Russ.)

Vladimirov I.V. Nestatsionarnye tekhnologii nefteoboychi: (etapy razvitiya, sovremennoe sostoyanie i perspektivy) [Unsteady oil production technologies (stages of development, the current state and prospects)]. Moscow: VNIIOENG Publ. 2004. 215 p. (In Russ.)

For citation: Khabibrakhmanov A.G. The Development Experience of Bobrikovian Horizon in Sabanchinsky Deposit Using Computer Simulation. *Georesursy = Georesources*. 2016. V. 18. No. 2. Pp. 107-110. DOI: 10.18599/grs.18.2.6

Information about author

Azat G. Khabibrakhmanov – Head of the Oil and Gas Production Department «Bavlyneft» PJSC Tatneft

Russia, 423930, Tatarstan Republic, Bavly, Gogolya str., 20. Phone: +7(85569) 45-111, e-mail: bvneft@tatneft.ru

Manuscript received April 04, 2016