

ОПЫТНО-ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ РАБОТЫ ПО ЗАКАЧКЕ ГОРЯЧЕЙ ВОДЫ С ПАВ В БОБРИКОВСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ БЕРКЕТ-КЛЮЧЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

*Р.Н. Хуснутдинов¹, Р.Г. Минхаеров¹, З.Ш. Галимова¹, М.В. Назаров¹,
А.Т. Зарипов², Д.К. Шайхутдинов²*

¹ЗАО «Охтин-Ойл», Лениногорск, Россия

²ТатНИПИнефть ПАО Татнефть, Бугульма, Россия

Проблема разработки и внедрения новых методов увеличения нефтеотдачи особенно актуальна для месторождений высоковязких нефтей, доля которых в структуре запасов неуклонно растет. Применяемые на залежах высоковязких нефтей традиционные методы нефтеизвлечения и стимулирования производительности скважин зачастую малоэффективны, в этой связи повышение эффективности геолого-технических мероприятий на таких объектах становится все более зависимым от концентрации интенсифицирующих факторов воздействия на пласт и правильного выбора технологии в соответствии с геолого-геофизическими условиями. Авторами разработана и внедрена в производство ресурсосберегающая технология комплексного воздействия на продуктивный пласт, включающего в себя сочетание физико-химических, тепловых и гидродинамических факторов воздействия. Рациональное сочетание данных факторов воздействия позволило повысить эффективность разработки залежи высоковязкой нефти – стабилизировать падение и нарастить добычу нефти.

В технологическом отношении реализованный способ разработки заключается в закачке в нагнетательные скважины горячей воды с расчетным содержанием поверхностно-активных веществ (ПАВ). В качестве топлива для нагрева воды используется попутный газ данного участка месторождения, ранее сжигаемый на факеле. Внедрение технологии позволило полностью решить проблему утилизации попутного газа на объекте: факел потушен, в результате чего также снижены выбросы и техногенная нагрузка на окружающую среду.

Ключевые слова: высоковязкая нефть, падение добычи, тепловые методы, поверхностно-активные вещества (ПАВ), гидродинамическое моделирование, совершенствование разработки

DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.1.2>

Для цитирования: Хуснутдинов Р.Н., Минхаеров Р.Г., Галимова З.Ш., Назаров М.В., Зарипов А.Т., Шайхутдинов Д.К. Опытные-экспериментальные работы по закачке горячей воды с ПАВ в бобриковские отложения Беркет-Ключевского месторождения. *Георесурсы*. 2017. Т. 19. № 1. С. 9-14. DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.1.2>

В настоящее время все большую актуальность приобретает направление создания и внедрения в производство новых способов и технологий воздействия на нефтяной пласт с целью получения высоких технико-экономических показателей разработки месторождений. Применяемые в настоящее время традиционные методы нефтеизвлечения и стимулирования производительности скважин не всегда дают желаемого результата. В этой связи повышение эффективности геолого-технических мероприятий становится все более зависимым от концентрации интенсифицирующих факторов воздействия на пласт и правильного выбора технологии в соответствии с геолого-физическими условиями.

На залежи высоковязкой нефти бобриковского горизонта Беркет-Ключевского нефтяного месторождения ЗАО «Охтин-Ойл» в 2013 году начата реализация проекта по внедрению комплексного воздействия на пласт, включающего в себя сочетание физико-химических, тепловых и гидродинамических факторов воздействия. Рациональное сочетание данных факторов воздействия позволило повысить эффективность разработки данной залежи высоковязкой нефти – стабилизировать падение и нарастить добычу нефти. В технологическом отношении реализованный способ разработки заключается в закачке в нагнетательные скважины горячей воды с расчетным содержанием поверхностно-активных веществ (ПАВ).

Беркет-Ключевское месторождение в региональном тектоническом плане приурочено к южной части Ульяновской террасы западного склона Южно-Татарского свода. Территорию месторождения пересекают два субрегиональных прогиба, имеющих север-северо-западное простирание. Также прослеживаются мелкие прогибы северо-восточного и север-северо-восточного простирания, которые выделяют структурные поднятия в группы самостоятельных локальных зон, со свойственными только им палеогеографическими условиями.

Характерной особенностью залежей нефти Беркет-Ключевского месторождения является наличие визейских врезных форм, которые определяют емкостные характеристики нефтяных резервуаров. На Анисовом поднятии визейский врез, приуроченный к сводовой части палеоподнятия, сечет купол структуры с северо-запада на юго-восток. Эрозионно-карстовый процесс протекал в гипсометрически высокой части древней локальной формы турнейского яруса и характеризуется отложением терригенных пород с повышенной пористостью и проницаемостью. Толщина комплекса заполняющих осадков достигает 30 метров, максимальная глубина эрозионного вреза в подстилающие турнейские отложения составляет 20 метров. Положение вреза установлено по данным бурения и сейсморазведочных работ.

Нефтенасыщенные толщины в пределах залежи изменяются от 2,2 м (скв. № 3105) до 19,2 м (скв. № 3102).

Средняя величина пористости составляет 0,23, параметр нефтенасыщения – 0,87, проницаемость $1,135 \cdot 10^{-3}$ мкм², т.е. объект разработки обладает высокочемкими и высокопроницаемыми свойствами. Вязкость пластовой нефти колеблется от 52 до 72 мПа*с, плотность – 0,9 т/м³.

Разработка залежи высоковязкой нефти бобриковского горизонта Анисового поднятия начата в 2004 году одной скважиной № 2138, динамика показателей разработки представлена на рисунке 1.

Интенсивное разбуривание залежи осуществлялось в период с 2008 по 2012 годы. Первоначальные дебиты нефти составляли от 10 т/сут до 25 т/сут, однако в течение полутора лет дебиты снизились в 1,5-2 раза. Снижение дебитов скважин сопровождалось падением пластового давления. Низкая активность краевых вод связана в первую очередь с врезовой формой залежи «шнуркового» типа. Дальнейшее падение пластового давления сопровождалось выделением растворенного газа в отдельную фазу, снижением фильтрационных характеристик призабойной зоны скважин. Наибольшее снижение отмечено по скважинам №№ 3115, 3104, 3201, расположенным в купольной части залежи.

К середине 2012 года эти скважины практически перестали давать продукцию; газосодержание в скважинах значительно снизилось.

Для стабилизации падения добычи ЗАО «Охтин-Ойл» принято решение о внедрении комплексного воздействия на пласт, включающего в себя сочетание физико-химических, тепловых и гидродинамических факторов воздействия. Для выбора эффективного варианта комплексного воздействия на пласт рассмотрены следующие технологические параметры:

- три температурных режима закачки воды (среднегодовой 10 °С, нагретой до 30 °С и до 50 °С);
- использование двух видов ПАВ с 0,05%-ой концентрацией;
- закачка воды с температурой 50 °С без применения ПАВ.

Лабораторные исследования проведены с использованием образцов кернового материала из скважины № 3118 и пластовых флюидов бобриковского горизонта

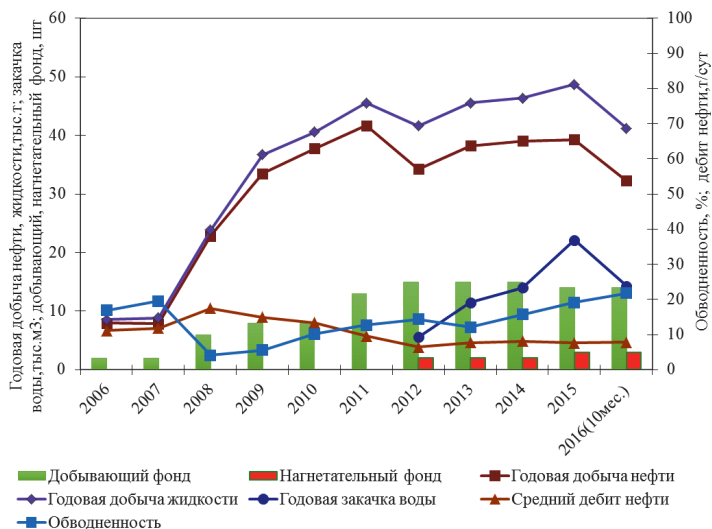


Рис. 1. Динамика технологических показателей разработки бобриковского горизонта Анисового поднятия Беркет-Ключевского месторождения

Анисового поднятия Беркет-Ключевского месторождения. Наилучшие показатели вытеснения были достигнуты с использованием воды, нагретой до температуры 50 °С с добавлением 0,05 % ПАВ Неонол АФ9-6. Увеличение коэффициента вытеснения по сравнению с применением холодной воды (10 °С) без добавления ПАВ в лабораторных условиях составило 11 %.

Коллективом авторов совместно с институтом «ТатНИПИнефть» по данным лабораторных исследований и параметров закачки, реализуемых в промышленных условиях, на основе геолого-гидродинамического моделирования проведены исследования эффективности технологических вариантов по организации закачки горячей воды с добавлением ПАВ. Всего было рассмотрено девять вариантов разработки залежи (Зарипов и др., 2014). Прогнозный КИН и дополнительная добыча от закачки горячей воды совместно с применением ПАВ по основным вариантам реализации мероприятий представлены на рисунке 2.

По результатам геолого-гидродинамического моделирования обоснована актуальность усовершенствования системы поддержания пластового давления (ППД) путем закачки воды с температурой на забое 50 °С с добавлением ПАВ.

С сентября 2013 года в скважину № 3118 осуществлен переход на закачку горячей воды при следующих параметрах: темп закачки – 45-50 м³/сут., температура воды на устье – 75 °С, при этом температура на забое из-за тепловых потерь составила 35 °С. Одновременно с закачкой горячей воды начата подача ПАВ Неонол АФ9-6 с концентрацией 0,05 %. Для нагрева воды использовался попутный нефтяной газ, ранее сжигающийся на факеле. Внедрение в апреле 2014 года теплоизолированных насосно-компрессорных труб (НКТ) типа «Термокейс» позволила снизить потери тепла и повысить температуру воды на забое с 35 °С до 55 °С.

Всего с момента организации закачки на 01.11.2016 г. в скважину № 3118 закачано 55010 м³ горячей воды, из них 46654 м³ (84,8 %) воды – после спуска НКТ типа «Термокейс».

На рисунке 3 представлена карта расположения скважин по состоянию на 01.11.2016 г., где на основе гидродинамического моделирования показаны расчетное распространение теплового фронта и содержания ПАВ на залежи высоковязкой нефти бобриковского горизонта Анисового поднятия. Технологические показатели по реагирующим скважинам участка в районе нагнетательной скважины № 3118 приведены в таблице 1.

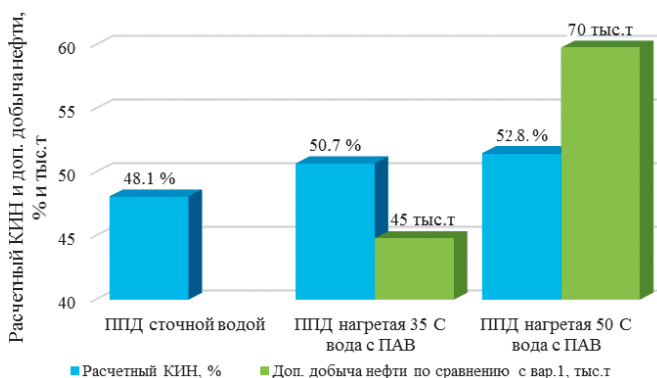


Рис. 2. Сопоставление расчетных показателей вариантов реализации системы ППД залежи на конец разработки

№ скв.	Qж, м³/сут		Qн, т/сут		Рзаб., атм		Прирост дебита нефти, т/сут	Изменение Pзаб., атм	Доп. добыча нефти, т	
	на 01.09.13	на 01.11.16	на 01.09.13	на 01.11.16	на 01.09.13	на 01.11.16			с начала года	с начала эксперимента
2138	5,5	6,5	4,7	5,6	26,4	28,8	0,9	2,4	235	465
3102	12,7	15,5	11,1	13,5	18,3	25,5	2,4	7,2	612	1277
3103	12,6	10,8	10,7	9,4	17,9	25,6	0	7,7	0	707
3104	10	15,9	8,3	13,4	23,9	28	5,1	4,1	1312	2752
3116	5,2	5,8	4,5	4,9	19,4	24,5	0,4	5,1	372	1859
3113	11,7	14,2	10	12,1	20,7	22,4	2,1	1,7	687	1152
3107	33,3	30,5	27,6	22,2	33,1	33,8	0	0,7	207	992
ИТОГО:							10,9	Ср. 4,1	3425	9204

Табл. 1. Технологические показатели по реагирующим скважинам участка в районе нагнетательной скважины № 3118

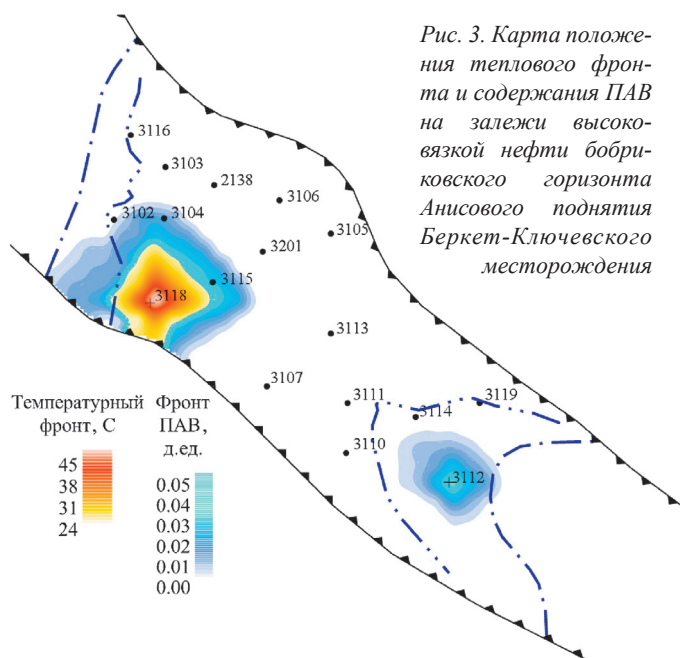


Рис. 3. Карта положения теплового фронта и содержания ПАВ на залежи высоковязкой нефти бобриковского горизонта поднятия Беркет-Ключевского месторождения

Анализ динамики работы окружающих скважин показывает, что эффект проявляется как по приросту дебитов нефти, так и по росту забойного давления. Накопленная дополнительная добыча нефти на 01.11.2016 г. в результате закачки горячей воды с добавлением ПАВ в скважину № 3118 составляет 9204 т нефти. Наибольший эффект (29,9 %) отмечен по скважине № 3104; скважины № 3102 (13,9 %) и № 3113 (12,5 %) начали реагировать через полгода после начала эксперимента.

Сопоставление положения теплового фронта и содержания ПАВ показывает, что фронт вытеснения нефти поверхностно-активными веществами значительно опережает распространение теплового фронта, что связано с потерями тепла и

снижением температуры вытесняющего агента по мере удаления от скважины. Кроме того, отмечается уход части нагнетаемого агента в краевую часть залежи в западном направлении от нагнетательной скважины № 3118.

В настоящее время фронт вытеснения достиг первой линии добывающих скважин № 3104 и № 3115. При этом в процессе его продвижения отмечено изменение показателей добывающих скважин. По скважине № 3104 (Рис. 4а) на начальном этапе создания очага нагнетания восстановилась продуктивность скважины – дебит нефти возрос с 0,9 т/сут и установился на уровне 4 т/сут. После повышения температуры в зоне воздействия и приближения фронта ПАВ произошел дальнейший рост дебита нефти ~1,5-1,7 раз. В скважине № 3115 фронт вытеснения пройден гораздо раньше, что связано с высокой раздренированностью этой зоны на дату внедрения системы ППД, в результате обводненность имеет тенденцию роста (Рис. 4б). В настоящее время скважина № 3115 продолжает эксплуатироваться с дебитом нефти около 2 т/сут при росте забойного давления с 2,7 до 4,5 МПа, что свидетельствует о продолжении эффекта, связанного с проявлением влияния температуры.

На второй линии добывающих скважин № 2138 и № 3103 по мере реализации воздействия наблюдается

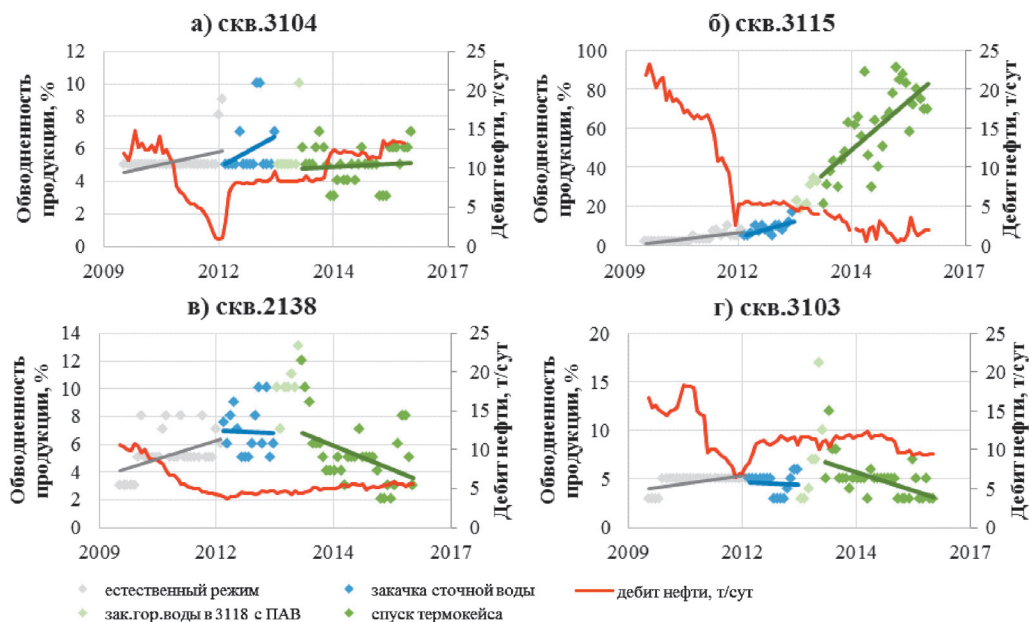


Рис. 4. Сопоставление динамики обводненности скважин первой (а, б) и второй линии (в, д) добывающих скважин от очага нагнетания

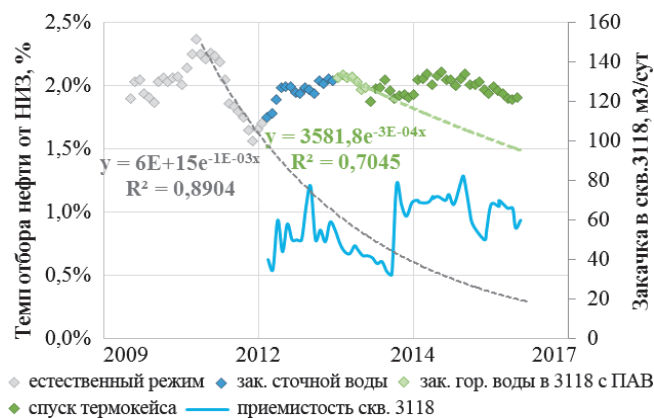


Рис. 5. Темп отбора нефти от начальных извлекаемых запасов на разных этапах разработки залежи

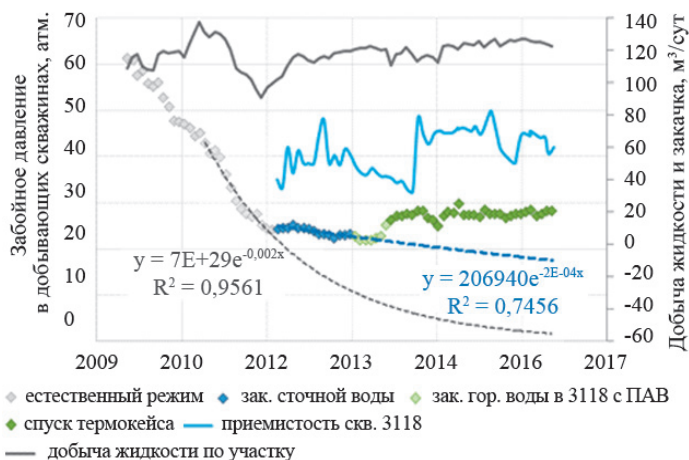


Рис. 6. Динамика среднего забойного давления в добывающих скважинах, добычи жидкости и закачки по участку

снижение обводненности продукции до начальной (Рис. 4 в, г), что подтверждает положительное влияние реализации ППД путем закачки горячей воды с добавлением ПАВ.

Эффективность внедрения на бобриковском горизонте Анисового поднятия Беркет-Ключевского месторождения комплексного метода воздействия путем организации ППД закачкой горячей воды с добавлением ПАВ подтверждает представленная динамика изменения темпа добычи и забойного давления на рисунках 5 и 6, соответственно. При продолжении разработки залежи на естественном режиме (Рис. 5) по кривой падения прогнозировалось снижение темпов отбора нефти от НИЗ в 10 раз.

Падение темпа отбора нефти от НИЗ по залежи на естественном режиме сопровождалось снижением забойного давления в добывающих скважинах (Рис. 6). Внедрение системы ППД с закачкой сточной воды позволило снизить темп падения, а её усовершенствование путем перехода на закачку горячей воды с добавлением ПАВ – увеличить забойные давления в добывающих скважинах при стабилизации уровня отбора жидкости по залежи.

Для анализа влияния внедрения технологии воздействия на процесс вытеснения и конечную нефтеотдачу пласта построены характеристики вытеснения. Рассматривая поведение

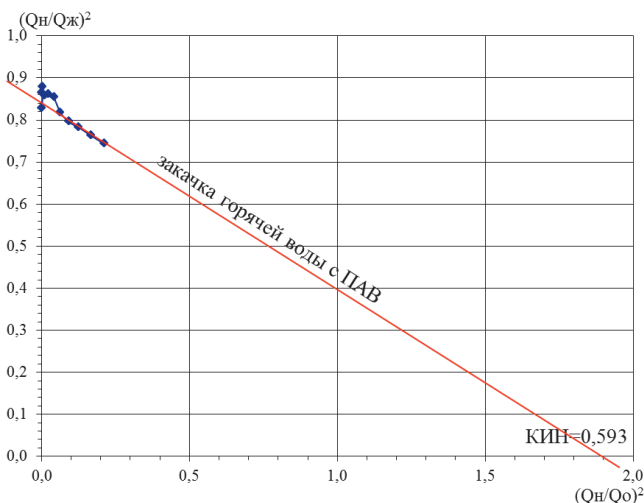
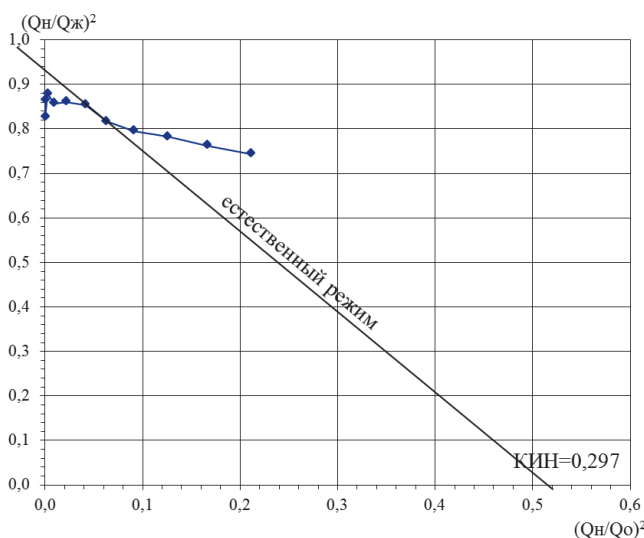


Рис. 7. Характеристика вытеснения по Захарову: а) по падению на естественном режиме; б) по падению при закачке горячей воды с добавлением ПАВ

характеристик вытеснения до и после начала воздействия, для каждого этапа разработки установлены вовлеченные в разработку запасы (Рис. 7, табл. 2). Направление изломов указывает, что реализованные мероприятия привели к повышению эффективности разработки залежи высоковязкой нефти Анисового поднятия.

Оценка технологической эффективности закачки горячей воды с добавлением ПАВ по характеристикам вытеснения представлена на рисунке 8. Дополнительная добыча нефти в результате реализации проекта составила 75 тыс. т нефти.

№ п/п	Характеристика вытеснения	Прогноз базового варианта, д.ед.		От утв. НИЗ, д.ед.	Прогноз с закачкой ГВ+ПАВ, д.ед.		От утв. НИЗ, д.ед.
		КИН	ВНФ		КИН	ВНФ	
1	Шиа-Хиггинс	0,304	2,3	0,66	0,691	2,3	1,50
2	Назаров-Сипачев	0,181	1,4	0,39	0,420	2,0	0,91
3	Пирвердян	0,226	4,6	0,49	0,474	4,4	1,03
4	Захаров	0,297	2,8	0,65	0,593	2,9	1,29
5	Коцюбинский-Муслимов	0,261	3,8	0,57	0,649	3,7	1,41
Среднее по ХВ, д.ед.		0,254	3,0	0,55	0,565	3,1	1,23

Табл. 2. Вовлеченные в разработку запасы по характеристикам вытеснения

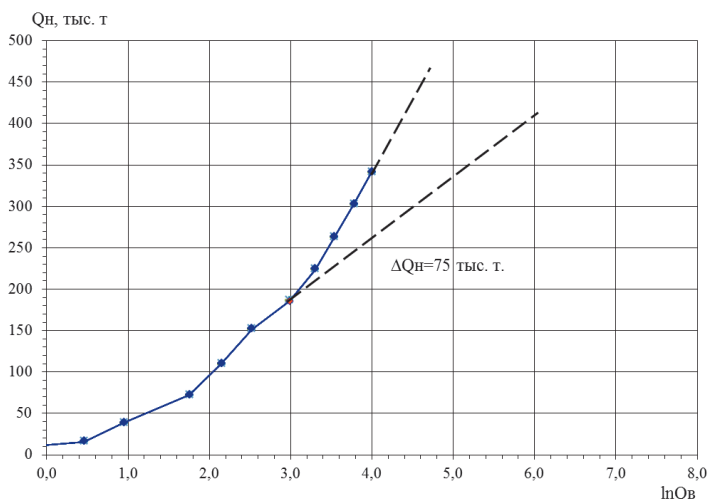


Рис. 8. Определение дополнительной добычи нефти за счет закачки горячей воды с добавлением ПАВ

По изменению прироста к утвержденным извлекаемым запасам можно отметить изменение эффективности по мере трансформации системы разработки. Анализ вовлеченных запасов по характеристикам вытеснения показывает, что при реализуемой в настоящее время системе разработки средний коэффициент нефтеизвлечения прогнозируется на уровне 0,565 д.ед. при водонефтяном факторе 3,1 д.ед., что выше утвержденного (0,461 д.ед.) в 1,23 раз. Относительно результатов геолого-гидродинамического моделирования (0,528 д.ед.) превышение составляет 1,07 раз.

В целом анализ эффективности реализуемой комплексной системы воздействия показывает, что внедрение технологии закачки горячей воды с добавлением ПАВ позволило предотвратить падение добычи нефти на залежи и вовлечь дополнительно в разработку запасы нефти относительно естественного режима разработки и разработки путем закачки сточной воды.

Выводы

- Низкая активность краевых вод врезных залежей «шнуркового» типа не позволяет длительное время вести разработку залежи высоковязкой нефти бобринского горизонта Беркет-Ключевского нефтяного месторождения на естественном режиме.

- Проведенные лабораторные исследования вытеснения нефти нагретой водой с добавлением ПАВ показали, а результаты гидродинамического моделирования подтвердили эффективность внедрения варианта совершенствования системы поддержания пластового давления закачкой горячей воды, нагретой до температуры 50 °С на забое, с добавлением поверхностно-активных веществ в количестве 0,05 %.

- На основании анализа результатов промысловых исследований показано, что эффект проявляется как по приросту дебитов нефти, так и по росту забойного давления. В результате реализации комплексного воздействия дополнительная добыча нефти за период с 01.09.2013 г. по 01.11.2016 г. составила 9204 т нефти.

- Организация на залежи закачки горячей воды с добавлением ПАВ, внедрение теплоизолированных

насосно-компрессорных труб благоприятно сказалось на разработке залежи – предотвращено падение, и достигнут рост забойных давлений добывающих скважин, наблюдается рост дебитов добывающего фонда, восстановлен и удерживается длительное время высокий темп отбора нефти на залежи.

- Разработанная и внедренная технология по закачке горячей воды с ПАВ является ресурсосберегающей, для нагрева воды используется попутный нефтяной газ, ранее сжигающийся на факеле.

- С использованием характеристик вытеснения определены активные запасы нефти и прогнозные коэффициенты нефтеизвлечения на различных этапах реализации системы разработки. Характеристики вытеснения показывают, что повышение температуры закачиваемой воды и добавление ПАВ приводит к увеличению нефтеотдачи в результате улучшения охвата заводнением.

- По данным геолого-гидродинамического моделирования на конец разработки прогнозируется достижение коэффициента извлечения нефти 0,528 д.ед., по характеристикам вытеснения – 0,565 д.ед., что выше утвержденной величины 0,461 д.ед.

Литература

Зарипов А.Т., Шайхутдинов Д.К., Бурашникова П.В. Прогноз технологической эффективности закачки горячей воды с ПАВ на залежи бобринского горизонта Беркет-Ключевского нефтяного месторождения. ТатНИПИнефть, Бугульма. 2014.

Сведения об авторах

Рустэм Наилевич Хуснутдинов – генеральный директор ЗАО «Охтин-Ойл»

Россия, 423251, Лениногорск, Заводская ул., 2-а

Рустам Габдельхатович Минхаеров – главный инженер ЗАО «Охтин-Ойл»

Россия, 423251, Лениногорск, Заводская ул., 2-а
Тел: +7 (85595) 926-11, e-mail: mrust75@gmail.ru

Зольфия Шакировна Галимова – главный геолог ЗАО «Охтин-Ойл»

Россия, 423251, Лениногорск, Заводская ул., 2-а
Тел: +7 (85595) 925-22, e-mail: gzs08@mail.ru

Максим Валерьевич Назаров – заместитель главного инженера ЗАО «Охтин-Ойл»

Россия, 423251, Лениногорск, Заводская ул., 2-а

Азат Тимерьянович Зарипов – первый заместитель директора, доктор технических наук, ТатНИПИнефть ПАО Татнефть

Россия, 423200, Бугульма, ул. М. Джалиля, 32

Дамир Камилевич Шайхутдинов – младший научный сотрудник отдела разработки нефтяных месторождений, ТатНИПИнефть ПАО Татнефть

Россия, 423200, Бугульма, ул. М. Джалиля, 32

Статья поступила в редакцию 10.01.2017;

Принята к публикации 07.02.2017;

Опубликована 30.03.2017

Pilot Experimental Works on Injection of Hot Water with Surfactants into Bobrikovian Deposits of Berket-Klyuchevsky Field

R.N. Khusnutdinov¹, R.G. Minkhaerov¹, Z.Sh. Galimova¹, M.V. Nazarov¹, A.T. Zaripov²,
D.K. Shaikhutdinov²

¹CJSC Okhtin-Oil, Leniogorsk, Russia

²Tatar Oil Research and Design Institute (TatNIPIneft) PJSC Tatneft, Bugulma, Russia

The problem of developing and introducing new methods of enhancing oil recovery is especially important for heavy oil fields, the share of which in the structure of reserves is steadily growing. Conventional methods of oil recovery and stimulation of well productivity applied on heavy oil fields are often ineffective, in this regard, the increase in the efficiency of geological and technical measures at such objects is becoming increasingly dependent on the concentration of intensifying factors of influence on the reservoir and the proper choice of technology in accordance with geological and geophysical conditions.

The authors have developed and introduced into production the resource-saving technology of complex stimulation on the productive layer, which includes a combination of physical, chemical, thermal and hydrodynamic factors of stimulation. A rational combination of these factors made it possible to increase the efficiency of developing a heavy oil deposit – to stabilize the decline and increase oil production.

Technologically, the implemented development method consists in injecting hot water into the injection wells with a calculated content of surfactants. Associated gas of this section of the field, previously burned on the flare, is used as fuel for heating water. The introduction of the technology allowed to completely solve the problem of utilization of associated gas at the site: the flare was extinguished, as a result of which the emissions and technogenic load on the environment were also reduced.

Keywords: heavy oil, decline of production, thermal methods, surfactants, hydrodynamic simulation

References

Zaripov A.T., Shaikhutdinov D.K., Burashnikova P.V. Forecast of technological efficiency of hot water injection with surfactants into the deposits of the Bobrikovian horizon of the Berket-Klyuchevsky oil field. TatNIPIneft, Bugulma. 2014.

For citation: Khusnutdinov R.N., Minkhaerov R.G., Galimova Z.Sh., Nazarov M.V., Zaripov A.T., Shaikhutdinov D.K. Pilot Experimental Works on Injection of Hot Water with Surfactants into Bobrikovian Deposits of Berket-Klyuchevsky Field. *Georesursy = Georesources*. 2017. V. 19. No. 1. Pp. 9-14. DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.1.2>

About the Authors

Rustem N. Khusnutdinov – Director General, CJSC Okhtin-Oil Russia, 423251, Tatarstan Republic, Leniogorskii district, Leniogorsk, Zavodskaya St., 2-a

Rustam G. Minkhaerov – Chief Engineer, CJSC Okhtin-Oil Russia, 423251, Tatarstan Republic, Leniogorskii district, Leniogorsk, Zavodskaya St., 2-a

Phone: +7 (85595) 926-11, e-mail: mrust75@gmail.ru

Zolfiya S. Galimova – Chief Geologist, CJSC Okhtin-Oil Russia, 423251, Tatarstan Republic, Leniogorskii district, Leniogorsk, Zavodskaya St., 2-a

Phone: +7 (85595) 925-22, e-mail: gzs08@mail.ru

Maksim V. Nazarov – Deputy Chief Engineer, CJSC Okhtin-Oil

Russia, 423251, Tatarstan Republic, Leniogorskii district, Leniogorsk, Zavodskaya St., 2-a

Azat T. Zaripov – Deputy Director, DSc in Engineering Science, Tatar Oil Research and Design Institute (TatNIPIneft) PJSC Tatneft

Russia, 423200, Bugulma, M. Dzhaliya St., 32

Damir K. Shaikhutdinov – Junior Researcher, Department of Oil Field Development, Tatar Oil Research and Design Institute (TatNIPIneft) PJSC Tatneft

Russia, 423200, Bugulma, M. Dzhaliya St., 32

*Manuscript received 10 January 2017; Accepted 7 February 2017;
Published 30 March 2017*