

УДК 622.276

ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКА В ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ЗАЛЕЖЕЙ ЗАПАДНОГО СКЛОНА ЮЖНО-ТАТАРСКОГО СВОДА

Хузин Р.Р., Мияссаров А.Ш., Хузин Н.И.
ООО «Благодаров-Ойл», г. Альметьевск

Андреев В.Е., Дубинский Г.С.¹

Институт нефтегазовых технологий и новых материалов (ИНТНМ), г. Уфа
¹*e-mail: intnm-gsd@yandex.ru*

Котенев Ю.А.

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа

Аннотация. *В работе проанализировано опережающее обводнение скважин Солдатского поднятия Кереметьевского месторождения, проведена диагностика типа обводнения по добывающим скважинам. Выявлено, что технологии и реагенты, использованные ранее для водоизоляции, малоэффективны.*

Установлены основные причины обводнения, рекомендованы технологии ограничения водопритоков и дополнительные исследования обводненных скважин.

Предложено технологии, опробованные на Кереметьевском месторождении, применять на других залежах и месторождениях, расположенных на Южно-Татарском своде.

Ключевые слова: *коллекторские свойства, призабойная зона пласта (ПЗП), водоприток, ограничение водопритока*

подавляющее большинство месторождений нефти и газа Татарстана сосредоточено в пределах Южно-Татарского свода (в основном, западного склона ЮТС) и в Мелекесской впадине (на восточном борту МВ). В настоящее время некоторые небольшие месторождения и залежи, содержащие высоковязкую нефть, разрабатываются малыми независимыми нефтедобывающими компаниями.

Нефти каменноугольных отложений Татарстана характеризуются преимущественно высокой сернистостью, повышенной и высокой вязкостью. Одним из таких месторождений с высоковязкой нефтью является Кереметьевское месторождение. В региональном тектоническом плане Кереметьевское месторождение располагается на юго-западном склоне Южно-Татарского свода.

Геологический разрез района представлен отложениями девонской, каменноугольной и пермской систем. Нефтеносность выявлена в отложениях верейского и бобриковского горизонтов; башкирского и турнейского ярусов.

К месторождению приурочен ряд мелких сейсмоподнятий, в том числе Кереметьевское, Солдатское, Свердловское, Прогонное поднятия. Рассмотрим выбор технологий ограничения водопритока в терригенных отложениях на примере Солдатского поднятия.

Промышленная нефтеносность Солдатского поднятия Кереметьевского месторождения установлена в отложениях бобриковского горизонта. Нефтенасыщенными являются и коллекторы турнейского яруса (по данным ГИС) в разрезах скважин, вскрывших не затронутую врезом часть вершины турнейской структуры.

Бобриковский и радаевский горизонты представляются единой толщей ($C_{1rd}+C_{1bb}$). На Солдатском поднятии отложения радаевского горизонта можно выделить условно в составе нижней части песчаного пласта Сбб-1, а также отнести к этому горизонту пласты Сбб-0¹, Сбб-0², Сбб-0³, Сбб-0⁴, Сбб-0⁵, заполняющие врез.

В пределах поднятия нефтеносность радаевско-бобриковских отложений связана с пластами С1бб-1, С1бб-2. Нефтенасыщенные коллекторы С1бб-0¹ и С1бб-0², развиты во врезе, при условии их залегания выше отметки минус 1167 м.

В связи с развитием вреза, разрушившим отложения косьвинского горизонта, предполагается гидродинамическая связь карбонатного турнейского и терригенного радаевско-бобриковского резервуаров и единый ВНК залежи на уровне минус 1167 м. Залежь нефти приурочена к сложнопостроенному карбонатно-терригенному резервуару, включающему карбонатные коллекторы верхней части кизеловского горизонта, прилегающие непосредственно к карбонатному останцу радаевско-бобриковские коллекторы С1бб-0¹ и С1бб-0² во врезе и перекрывающие останец и врезные отложения коллекторы С1бб-1 и С1бб-2 бобриковского горизонта (рис. 1, 2) [1].

Врез практически полностью скомпенсирован радаевско-бобриковскими отложениями. В разрезах скважин, пробуренных вне врезовой зоны, нефтенасыщенные толщины варьируют от 0 до 17 м. Во врезе нефтенасыщенная толщина изменяется от 0 до 18 м. Средняя пористость составляет 23,3 %, проницаемость — 238 мкм², глинистость 2,9 %

По данным анализов нефть бобриковского горизонта тяжелая, высоковязкая, высокосернистая, парафинистая, малосмолистая.

Размещение скважин выполнено по единой сетке скважин: равномерной треугольной с расстоянием между скважинами 300 м; организована комбинированная (площадная очаговая+приконтурная) система поддержания пластового давления на бобриковский объект. Режим закачки - циклический.

Всего на 1.11.2010 на Солдатском поднятии в эксплуатации находится 17 нефтяных скважин и две скважины нагнетательные, все на бобриковский горизонт. Характеристика фонда скважин по обводненности представлена в табл. 1. На рис. 3 показана динамика суммарного режима работы скважин.

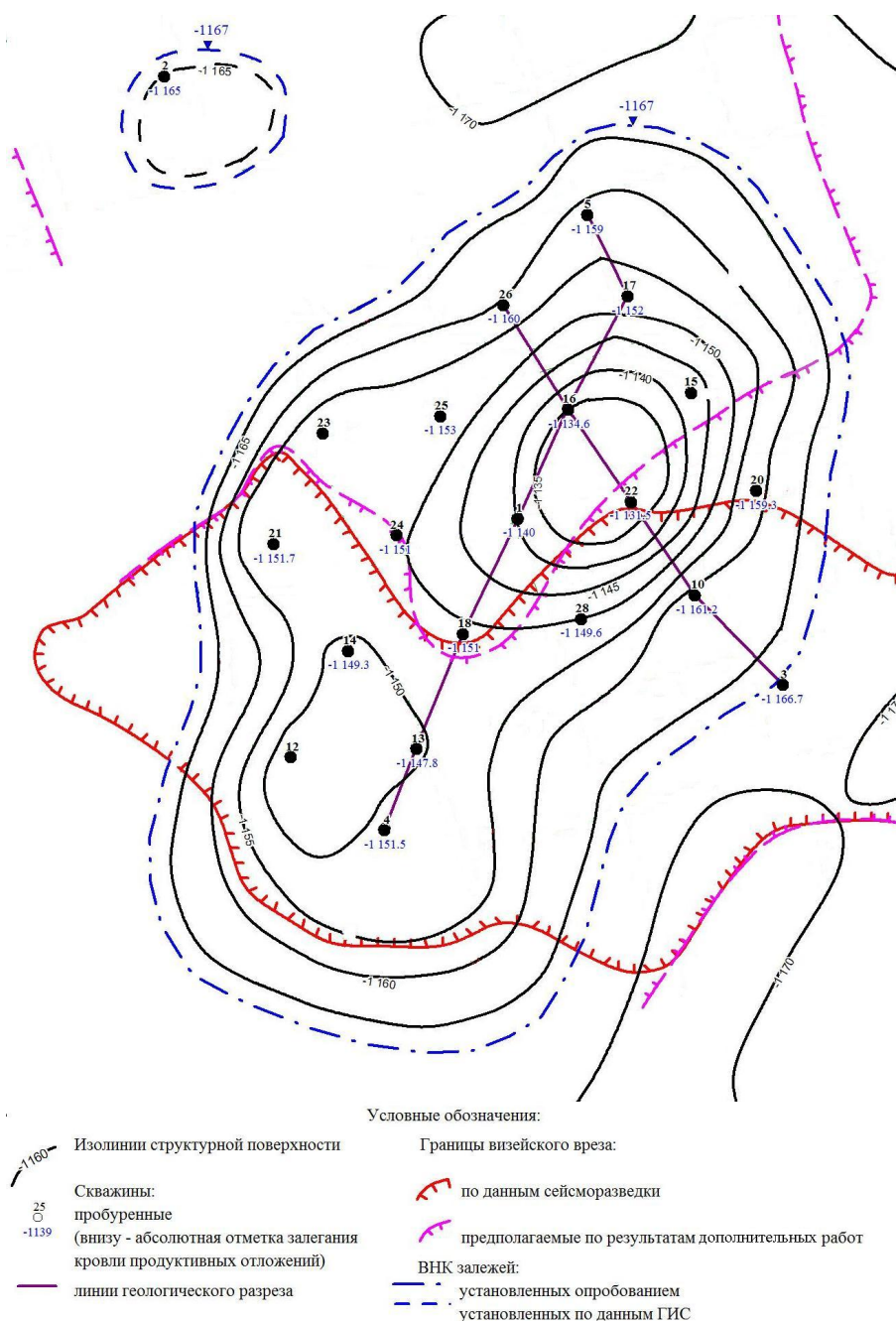


Рис. 1. Структурная карта по кровле бобриковского горизонта Солдатского поднятия Кереметьевского месторождения

Таблица 1. Распределение добывающих скважин Солдатского поднятия по обводненности на 01.11.2010

Количество скважин с обводненностью, %			
до 5	5-40	40-60	60-99
3	1	4	9

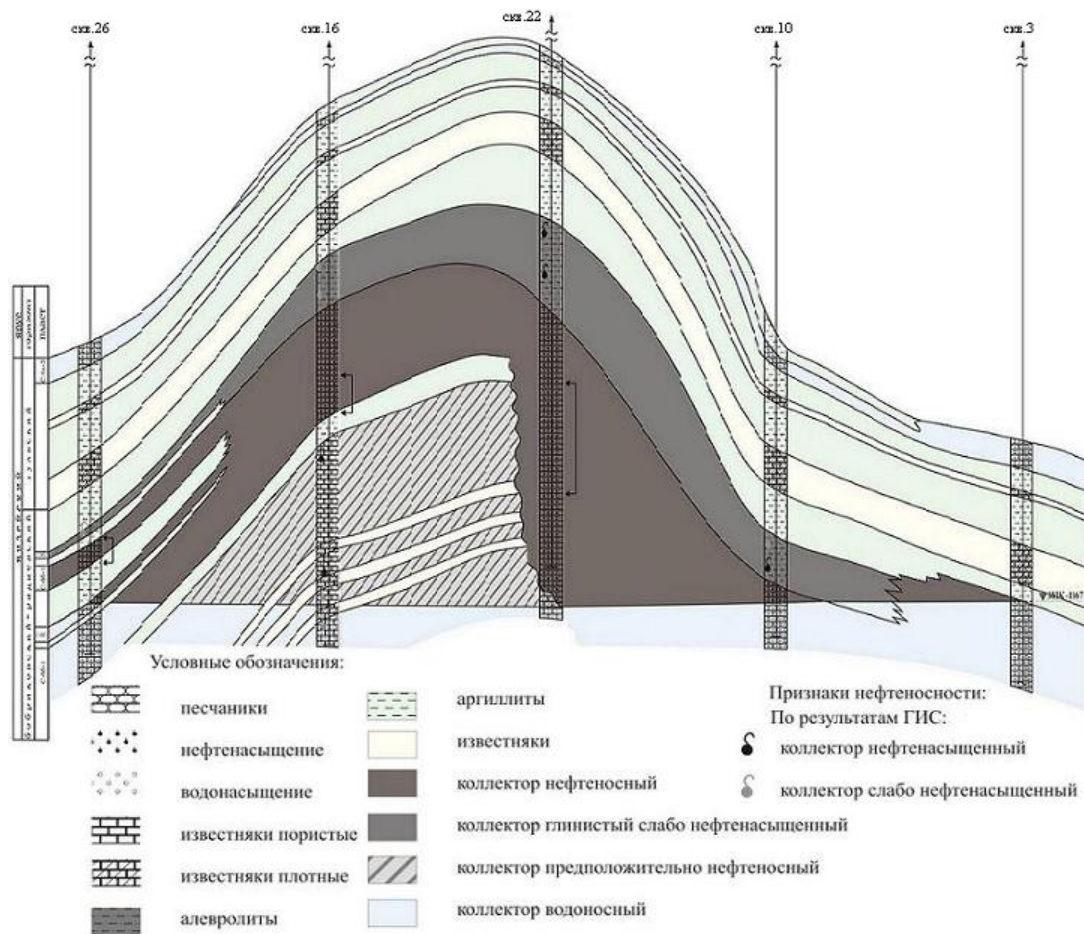


Рис. 2. Схематический разрез по линии скважин 26-16-22-10-3

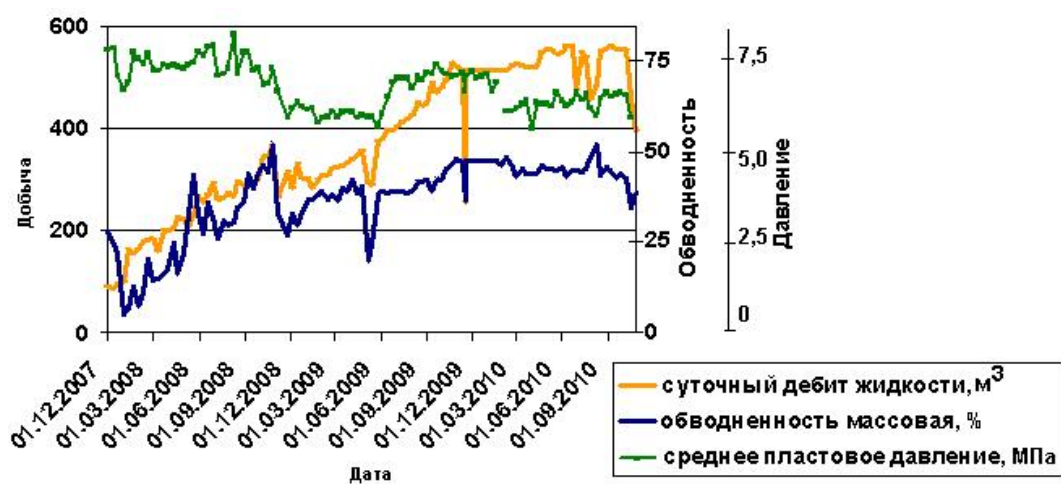


Рис. 3. Динамика суммарного режима работы нефтяного фонда скважин Солдатского поднятия Кереметьевского месторождения

82,4 % скважин нефтяного фонда дают высокообводненную продукцию и это вызывает озабоченность промысловых специалистов. При этом темп выработки запасов нефти отстает от темпа роста обводнения, за 2009 год отобрано 0,39% от НИЗ, достигнут КИН=0,0747 при обводненности продукции скважин 45,6%, водонефтяном факторе – 0,57. Средний дебит жидкости составил 35,3 т/сут. Закачка воды ведется с 2008 года, приемистость нагнетательных скважин по воде составила 146 м³/сут.

В табл. 2 приведены сведения о работе скважин с разбивкой их на группы по времени начала обводнения. Фонд скважин характеризуется как высокообводненный. При такой обводненности и существующих характеристиках нефти скважины эксплуатируются в тяжелых условиях, очевидно, существует проблема эмульсеобразования в глубинно-насосном оборудовании и системе сбора. В целом можно оценить запасы бобринской залежи Солдатского поднятия как трудноизвлекаемые (ТИЗ). Избыточное, опережающее обводнение, кроме ухудшения технологических показателей разработки усложняет эксплуатацию скважинного оборудования и уменьшает его межремонтный период, осложняется работа системы сбора нефти.

Большее половины фонда скважин обводнилась менее чем за 3 месяца, а на 1.11.2010 безводными является только 3 скважины (табл. 1 и 2). Из графика на рис. 3 видно, что практически безводный период эксплуатации отсутствует. Такой быстрый характер обводнения продукции скважин возможен по ряду причин, например, негерметичность цементного кольца за эксплуатационной колонной, поступление подошвенной воды через конус обводнения при создании избыточной депрессии на пласт, прорыв закачиваемой воды по высокопроницаемым пропласткам.

Разрезы скважин Солдатского поднятия и качество крепи (по данным ГИС) не исключают указанных вариантов обводнения и даже указывают на большую вероятность всех упомянутых вариантов. Начало обводнения продукции скважин коррелируется с понижением забойного давления в скважине. Особенно это заметно в скважинах № 12С, 13, 14, 15, 24, 25.

Оптимальное забойное давление 3,5 МПа принятое в проектных документах, возможно, слишком низкое для отдельных скважин, т.к. создание депрессии значительной величины может вызывать прорыв воды или страгивание остаточной воды (начальная нефтенасыщенность коллектора 71,5 %), как более подвижной жидкости в сравнении с вязкой нефтью бобринского горизонта. Причем такой прорыв воды может происходить и по каналам высокой проницаемости, и по трещинам, и по дефектам крепи скважины.

А страгивание остаточной воды может произойти практически в любом представленном в разрезе коллекторе. Для каждой скважины желательно подби-

рать режим работы (и депрессию на пласт) с учетом конкретных геолого-физических условий.

Анализ динамики обводнения прямо не указывает на причины обводнения и для уточнения характера и причин обводнения следует перейти к графикам имеющим характерный вид для каждого типа обводнения. Для этого возможно использование характеристических графиков и методики диагностики Чена К.С. [2], зависимость ВНФ-время в билогарифмических координатах имеет характерную форму при различных причинах обводнения продукции скважины.

Отметим, что ни одна методика не позволяет однозначно определить причины обводнения, поэтому всегда необходимы дополнительные или прямые исследования для уточнения типа обводнения.

Как видно из табл. 2, водоизоляционные работы практически не были успешными, т.к. обводнение после выполнения этих работ прогрессировало быстрыми темпами, более того в скважинах № 18, 28 уменьшилась продуктивность. Следовательно, не совсем корректно были определены причины обводнения и соответственно технология, примененная для ВИР, также была некорректно подобрана. При этом можно сделать вывод, что для ограничения водопритока в скважины Солдатского поднятия, использованные технологии применять нежелательно.

Водоносными коллекторами в бобриковских отложениях являются мощные пористые неоднородные песчаники и алевролиты. Из-за недостаточности проб воды по собственно Солдатскому поднятию при составлении проектных документов были использованы данные скважин соседних месторождений, однако этого недостаточно для идентификации воды участвующей в водопритоке.

Диагностирование причин (типа) обводнения скважин выполнялось по характеристическим графикам ВНФ-время в билогарифмических координатах (рис. 4 - 9), с учетом конкретных характеристик разреза в каждой скважине и с учетом расположения скважин на структуре, по отношению к контурам нефтеносности и по отношению к нагнетательным скважинам.

Группа безводных скважин (группа I в табл. 2) имеет график ВНФ-время (рис. 4), практически без тренда к изменению обводнения. Группа скважин (группа II в табл. 2), дававших безводную продукцию более трех месяцев, имеет на графике ВНФ-время условно горизонтальный участок безводной эксплуатации и далее нарастание обводнения с практически одинаковой скоростью (рис. 5).

Таблица 2. Сведения о работе нефтяного фонда скважин Солдатского поднятия по бобриковскому горизонту на 1.11.2010 и группы скважин по времени начала обводнения

Группа скважин по времени начала обводнения	№№ нефтяных скважин	Qж (т/сут)	%В масс.	Время безводной эксплуатации, мес	Начальная обводненность, %В масс./дата	Примечания
I – безводные	1	43,9	1,0	По н-время	1/-	
	16	24,7	1,0	По н-время	1/-	
	22	51,2	0,6	По н-время	0.6/-	Крепление ПЗП - 4 раза
II – обводнение после 3 месяцев эксплуатации	13	18,9	48,1	4	14.5/15.04.2009	6-12.02.2009-КРС, дострел С1бб. По АКЦ плохой контакт цемента с колонной и гор.пор.
	14	47,5	79,6	4	7.9/06.03.2009	
	15	39,0	21,5	9	5.9/09.06.2010	
	23	4,3	45,6	8	14.5/01.03.2010	5.08-11.09, ОПЗП эмульсией
	26	3,8	43,3	14	5.9/22.09.2009	14.10-31.10, ОПЗ по импульс. технологии
III – обводнение с начала эксплуатации и в течение первых 3 месяцев эксплуатации	10С	9,0	43,7	0	95.1/11.12.2009	Проведены РИР
	12С	39,1	62,8	1	17.3/25.05.2009	
	17С	21,8	65,0	0	64.2/01.11.2009	ВИР при вводе в экспл.
	18	28,4	69,1	2	13.3/01.12.2007	01-20.11.08 ВИР. Продуктивность скв-ны уменьшилась
	20С	2,8	64,4	0	33.8/04.09.2009; 99,0/21.11.2009	18.01-24.02.10-РИР
	21С	38,8	67,7	2,5	10.7/02.09.2009	
	24	43,0	92,1	2	8,8/29.07.2008	
	25	96,6	90,2	1	28,0/19.07.2008	29.04.-16.05.2009 РИР, с 7.10.10 КРС
28	27,0	86,9	0	24.9/04.02.2008	29.06-19.07.08, РИР цемен	

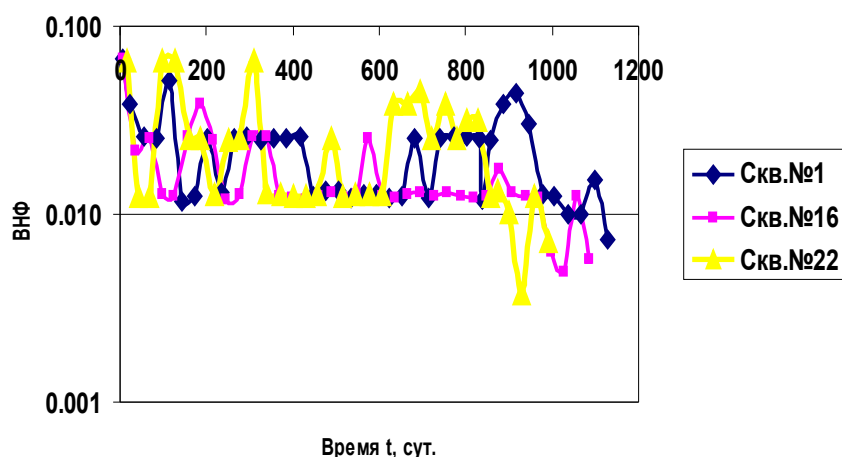


Рис. 4. Группа безводных скважин

Графики группы скважин (группа III в табл. 2), начавших давать обводненную продукцию в течение первых трех месяцев эксплуатации показывают, что нарастание обводнения было быстрее, чем у предыдущей группы, это видно по наклону кривых ВНФ-время на участке интенсивного роста (рис. 6). Группа III, была разделена еще на три подгруппы, графики которых приведены на рис. 7 - 9. Кривые ВНФ-время по подгруппам имеют характерный вид и позволяют сделать вывод о том, что обводнение происходило высокими темпами и, скорее всего, по высокопроницаемому каналу: заколонный переток через негерметичное цементное кольцо или прорыв воды по высокопроницаемому пропластку.

Для подгруппы скважин, обводнившихся с начала эксплуатации, следует иметь ввиду, что велика вероятность обводнения за счет страгивания воды, адсорбированной на поверхности пор коллектора, при вызове притока в процессе освоения с применением значительных депрессий.

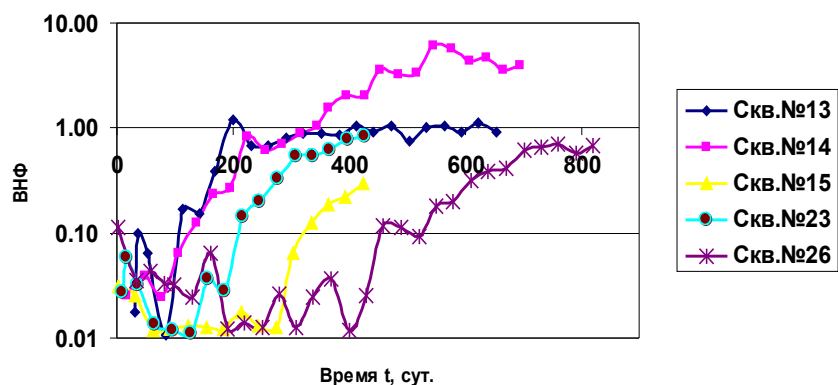


Рис. 5. Группа скважин с началом обводнения через 3 месяца и более после пуска в эксплуатацию

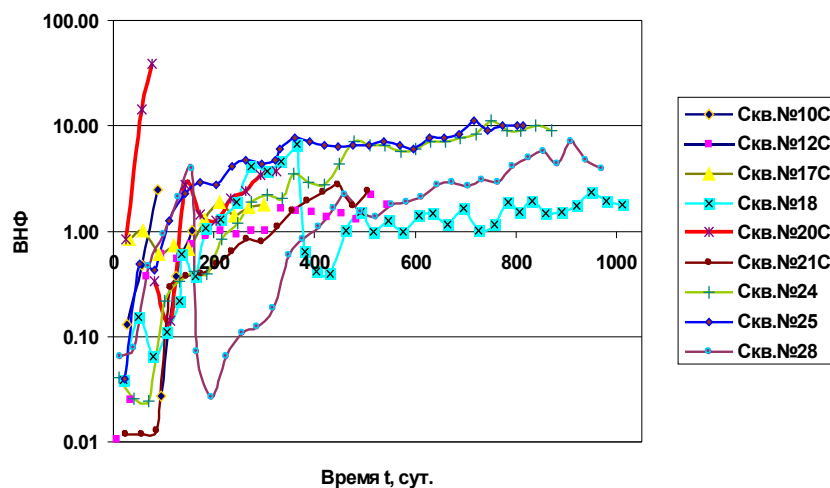


Рис. 6. Группа скважин с началом обводнения менее 3 месяцев после пуска в эксплуатацию

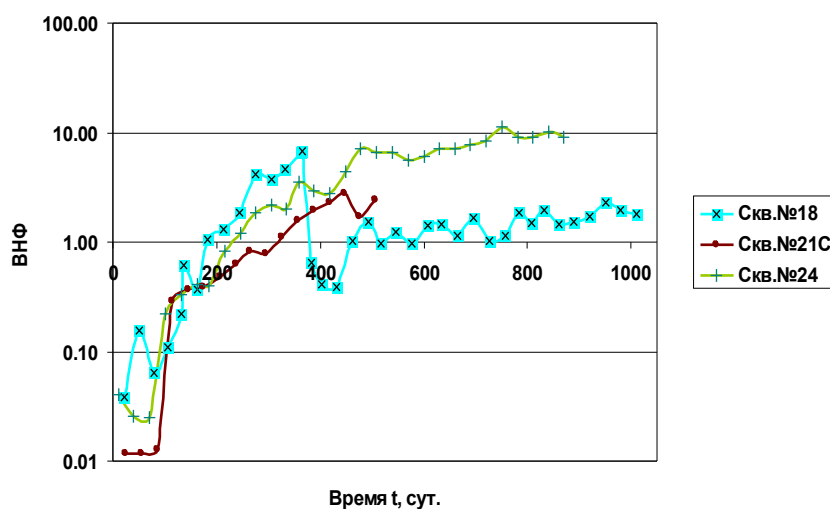


Рис. 7. Группа скважин с началом обводнения через 2-3 месяца после пуска в эксплуатацию

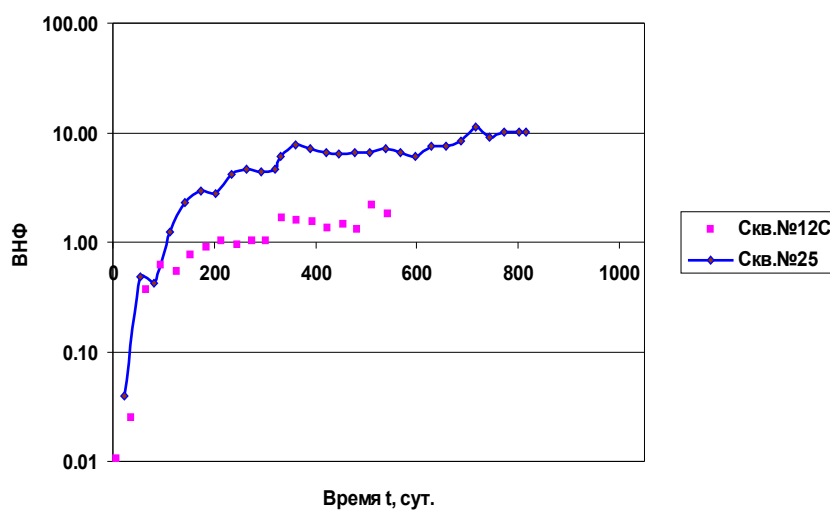


Рис. 8. Группа скважин с началом обводнения через 1 месяц после пуска в эксплуатацию

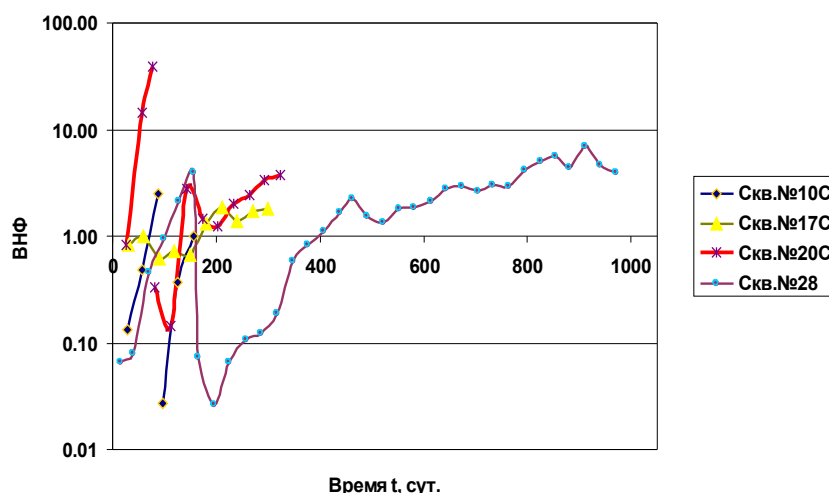


Рис. 9. Группа скважин с началом обводнения с момента пуска в эксплуатацию (РИР выполнялись в начале эксплуатации – неэффективно)

Анализ вида кривых зависимости ВНФ-время с учетом разреза скважины (по данным ГИС) и расположения скважин позволил выделить скважины с законным перетоком воды в интервал перфорации, с водоприток по конусу обводнения, с прорывом воды по высокопроницаемому пропластку. Учитывая ранее проведенные РИР, не давшие устойчивого эффекта и даже уменьшившие продуктивность скважин, были рекомендованы мероприятия по ограничению водопритокков. В частности рекомендовано применение технологий использующих гелеобразующий состав «АСС-1», комплекс реагентов «ГЕОПАН+КАРФАС», избыточно активный ил, для осушки и гидрофобизации призабойной зоны пласта рекомендована технология с использованием реагентов «ЗСК-1М» и «АСПОР-1».

Для комплексного воздействия на продуктивный пласт с целью ограничения водопритокков рекомендуется микробиологическое воздействие, в частности предлагается обработать нагнетательные скважины №4 и №5 избыточно активным илом с полимером (ИАИП-1). Такое воздействие позволит заблокировать высокопроницаемые промытые каналы и направить закачиваемую воду в низкопроницаемые зоны пласта, не охваченные фильтрацией, одновременно увеличивается коэффициент вытеснения и в итоге КИН.

Такое воздействие избыточно активным илом с полимером было сделано ранее по фонду скважин НГДУ «Азнакаевскнефть» - 96 скважино-операций дали дополнительную добычу 67,2 тыс. т нефти, по НГДУ «Елховнефть» - 29 скважино-операций дали дополнительную добычу 12,8 тыс. т нефти, по НГДУ «Бавлынефть» - 4 скважино-операций дали дополнительную добычу 4,5 тыс. т нефти, по НГДУ «Джалильнефть» - 5 скважино-операций дали дополнительную добычу 2,5 тыс. т нефти, по НГДУ «Ишимбайнефть» - 70 скважино-операций дали дополнительную добычу 85 тыс. т нефти.

Выводы

Выполнен анализ обводнения скважин Солдатского поднятия Кереметьевского месторождения, проведено диагностирование типа обводнения индивидуально по скважинам добывающего фонда, дающим продукцию с обводненностью более 5 %. Таких скважин – 14.

Одной из вероятных причин быстрого прорыва воды в скважины по высокопроницаемым терригенным коллекторам, содержащим высоковязкую нефть, является страгивание остаточной воды из-за больших депрессий на пласт при освоении и эксплуатации скважин. Для более обоснованного заключения по этому типу обводнения необходимо провести дополнительные исследования.

Дана рекомендация по обработке нагнетательных скважин по технологии ИАИП–1 (закачка избыточно активного ила с полимером) с целью увеличения коэффициентов охвата фильтрацией и вытеснения нефти из пласта, в конечном итоге для увеличения КИН.

Даны индивидуальные рекомендации и предложения по исследованию скважин с целью составления производственной программы по ограничению водопритоков в скважины Солдатского поднятия Кереметьевского месторождения.

Выявлено, что технологии и реагенты, использованные ранее для водоизоляции малоэффективны в геолого-физических условиях Солдатского поднятия, поэтому для ограничения водопритоков рекомендуются следующие технологии: «АСС-1», «ГЕОПАН+КАРФАС», «ЗСК-1М», «ИАИП–1».

После отработки технологий на Кереметьевском месторождении опыт можно распространить на другие залежи и месторождения, расположенные на Южно-Татарском своде.

Литература

1. Технологическая схема разработки Солдатского нефтяного месторождения Кереметьевского участка недр Самарской области. Казань, 2008. 230 с
2. K.S. Chan. Water Control Diagnostic Plots. Paper SPE 30775 presented at the 1995 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, 22–25 October.

**THE MOTIVATION TECHNOLOGY WATER PRODUCTION
RESTRICTIONS IN TERRIGENOUS RESERVOIRS FIELDS
OF WEST DECLIVITY SOUTH-TATAR CREST**

R.R. Huzin, A.Sh. Miyassarov, N.I. Huzin
Blagodarov-Oil Ltd., Almet'yevsk, Russia

V.E. Andreev, G.S. Dubinsky¹
Institute of Petroleum Technology and New Materials, Ufa, Russia
¹*e-mail: intnm-gsd@yandex.ru*

Yu.A. Kotenev
Ufa State Petroleum Technical University, Ufa, Russia

Abstract. *In work is analysed overtaking well's drowning of the Soldatsky uplift Keremetievsky oilfield, is diagnosis of the water production's type in the producing wells. It is revealed that earlier they were used water shut-off technologies and reagents is ineffective.*

Established the main causes of drowning, water shut-off technologies and additional studies of drowned wells is recommended.

Technology tested on Keremetievsky oilfield is offered use on the other oilfields, located on South-Tatar Crest.

Keywords: *reservoir properties, bottomhole formation zone (BFZ), water production, water shut-off*

References

1. Tekhnologicheskaya skhema razrabotki Soldatskogo neftyanogo mestorozhdeniya Keremetyevskogo uchastka nedr Samarskoy oblasti (Technological Concept of Developing Soldatskoye Oil Field Belonging to Keremetyevskiy Area of Mineral Resources in Samarsky Region. Kazan, 2008. 230 p.
2. K.S. Chan. Water Control Diagnostic Plots. Paper SPE 30775 presented at the 1995 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, 22–25 October.