

УДК 622.276.66

А.Н. Куликов, к.т.н.; **М.А. Силин**, д.х.н., профессор; **Л.А. Магадова**, д.т.н., профессор; **Д.Ю. Елисеев**, к.т.н., Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина (Москва, РФ)

ОПТИМИЗАЦИЯ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКОВ И ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА В ХОДЕ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ

Особенность текущего состояния разработки большинства нефтяных месторождений Западной Сибири – повышенная обводненность продукции скважин. Одной из важных задач нефтяных компаний является адресный подбор недорогих технологий ограничения водопритоков и повышения нефтеотдачи пласта, эффективных в данных геолого-технологических условиях, а также оптимизация их сочетания и последовательности применения.

Особенностью текущего состояния разработки большинства нефтяных месторождений Западной Сибири является повышенная обводненность продукции скважин. Технологическая политика по борьбе с обводнением нефтяных скважин в различных компаниях несколько различается. Общим является применение относительно недорогих технологий ограничения водопритоков (ОВ) и повышения нефтеотдачи пласта (ПНП), позволяющих без дополнительных капитальных затрат получать прирост добычи нефти за счет снижения обводненности продукции. Сюда вошли потокоотклоняющие технологии, в том числе технологии выравнивания профиля приемистости (ВПП) нагнетательных скважин, технологии ремонтно-изоляционных работ (РИР) в добывающих скважинах, гидродинамические методы ПНП, наиболее распространенными из которых являются форсирование отборов жидкости (ФОЖ) и циклическое заводнение. Методы увеличения нефтеотдачи пластов (МУН), требующие для своего применения достаточных капитальных затрат, такие как полимерное или щелочное заводнение, за-

качка в пласт ПАВ или газов в России, применяются ограниченно.

В связи с этим одной из важных задач нефтяных компаний является адресный подбор недорогих технологий ОВ и ПНП, эффективных в данных геолого-технологических условиях, а также оптимизация их сочетания и последовательности применения.

Оптимальная последовательность проведения мероприятий по ОВ и ПНП в ходе разработки нефтяной залежи определяется ее геологическим строением, свойствами коллекторов и насыщающих флюидов, а также применяемой системой разработки. Ниже представлены результаты теоретических исследований по данному вопросу, выполненных с использованием серии вычислительных экспериментов для различных типов залежи.

ЧИСТО НЕФТЯНЫЕ ЗАЛЕЖИ (ЧНЗ)

Опережающее обводнение нефтяных скважин чисто нефтяных залежей (зон) чаще всего связано с ранним прорывом к ним фронта нагнетаемой воды (ФНВ), что обычно обуславливается высокой вязкостью пластовой нефти

либо проницаемостной неоднородностью пласта. В случае, когда высокий темп обводнения скважин связан с высокой вязкостью пластовой нефти, обуславливающей высокое соотношение вязкостей вытесняющего и вытесняемого агентов, эффективно полимерное заводнение [1, 2]. С технологической точки зрения внедрение данного МУН оптимально при вводе системы поддержания пластового давления (ППД), с экономической же – после достижения повышенной обводненности продукции скважин. Оценка эффективности полимерного заводнения возможна лишь после достижения значений базовой обводненности продукции 60–70%, что также делает данные условия более приемлемыми для внедрения метода. В случае, когда высокий темп обводнения скважин обусловлен проницаемостной неоднородностью пласта, с геологической точки зрения можно выделить два условия. В условиях гидродинамической связанности разнопроницаемых пропластков эффективно циклическое заводнение [3]. Применение в данных условиях РИР по селективной изоляции водопритоков в добывающих скважинах

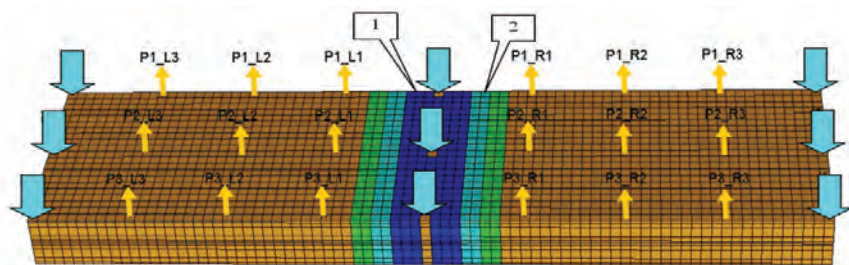


Рис. 1а. Схематическая модель элемента рядной системы заводнения ЧНЗ: 1 – ближайшая к нагнетательным скважинам зона гелеобразования, 2 – удаленная зона гелеобразования

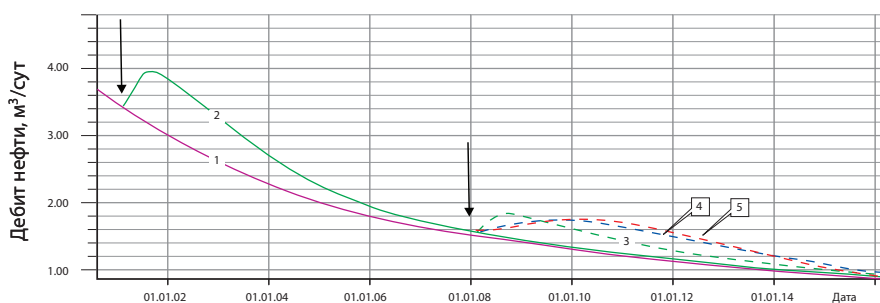


Рис. 1б. Динамика суммарного дебита нефти скважин первого ряда при первичном и при повторном ВПП с использованием различных технологий: 1 – вариант без ВПП, 2 – первичный ВПП по традиционной технологии, 3 – повторный ВПП по традиционной технологии, 4 – повторный ВПП с дальним гелеобразованием, 5 – повторный ВПП с самым дальним гелеобразованием

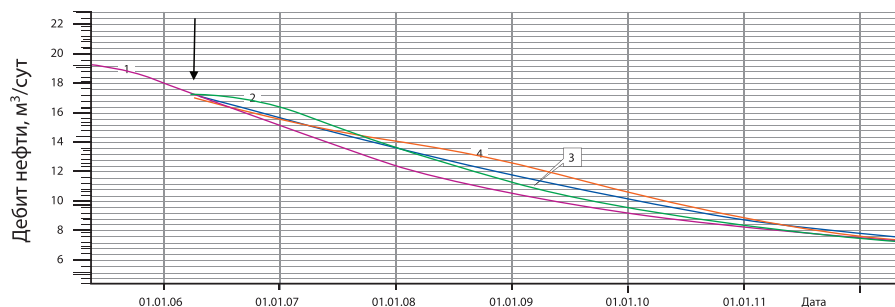


Рис. 1в. Динамика суммарного дебита нефти скважин второго ряда при остановленных скважинах первого ряда и при обработке нагнетательных скважин с использованием различных технологий: 1 – вариант без ВПП, 2 – ВПП по традиционной технологии, 3 – ВПП с дальним гелеобразованием, 4 – ВПП с гелеобразованием в районе скважин первого ряда

недопустимо из-за возможности искусственного конусообразования водо-нефтяного контакта (ВНК) в призабойной зоне пласта (ПЗП) [4]. Применимость же потокоотклоняющих технологий ПНП в монолитных пластах определяется характером распределения проницаемости в продуктивном разрезе. К. Сорби и Р. Сирайт в работе [5] уделили много внимания применимости технологий ВПП нагнетательных скважин в монолитных пластах при росте проницаемости по разрезу снизу вверх. В действительности же в данных условиях методы ПНП малоперспективны

из-за относительно благоприятных условий для выработки запасов нефти при заводнении, на что в частности указывает Л. Дейк [6]. Потокоотклоняющие технологии эффективны в монолитных пластах при росте проницаемости по разрезу сверху вниз, при этом требуется использовать большие объемы рабочих оторочек либо технологии с удаленным гелеобразованием. Наиболее же эффективны потокоотклоняющие технологии ПНП в условиях повышенной расчлененности проницаемостно неоднородного пласта и высокой обводненности продукции скважин,

обуславливающих разнонасыщенность разнопроницаемых пропластков [7]. Данные технологии эффективны одновременно с применением ФОЖ [8], при этом скважины для проведения ФОЖ рекомендуется подбирать с учетом критериев, представленных в работе [9], куда входят невысокая выработанность начальных извлекаемых запасов (НИЗ) нефти при опережающей обводненности продукции скважин.

После многократного применения традиционных потокоотклоняющих технологий в зоне нагнетания отмечается истощение остаточных запасов нефти, что ведет к снижению эффективности мероприятия. В этих условиях рекомендуется применять технологии, воздействующие на удаленную зону пласта. Это технологии с высоким объемом рабочих оторочек либо технологии с удаленным гелеобразованием. Компанией Nalko разработана технология с удаленным гелеобразованием Bright Water [10], аналогичная технология SiXell разработана сотрудниками ОАО «Лукойл» и РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. Технология SiXell предусматривает закачку термотропного гелеобразующего состава между оторочками раствора полиакриламида, что способствует сохранению свойств образующегося термотропного геля при закачке в глубь пласта [11].

С целью обоснования последней рекомендации был проведен вычислительный эксперимент с использованием схематической гидродинамической модели нефтяного пласта (рис. 1а). Пласт был представлен 10 гидродинамически связанными разнопроницаемыми пропластками. Проницаемость пропластков изменялась от 10 до 200 мД при ее росте по разрезу сверху вниз. Проницаемостная анизотропия составляла 1:20. По латерали проницаемостная неоднородность отсутствовала. Размеры модели пласта по длине и по ширине составляли 4,5 км на 1,5 км, толщина модели – 2,65 м. Размеры каждой ячейки по длине и ширине составляли 50 на 50 м. В соответствии с частой для Западной Сибири практикой использования рядной (или блочной) системы заводнения, при разработке высоко- и среднепроницаемых пластов модель включала нагнетательный ряд, состоящий из трех скважин, такие же два первых и два вторых рядов отбора. С целью варьирования области гелеобразования на линии «нагнетательная скважина – скважина первого ряда» были вы-

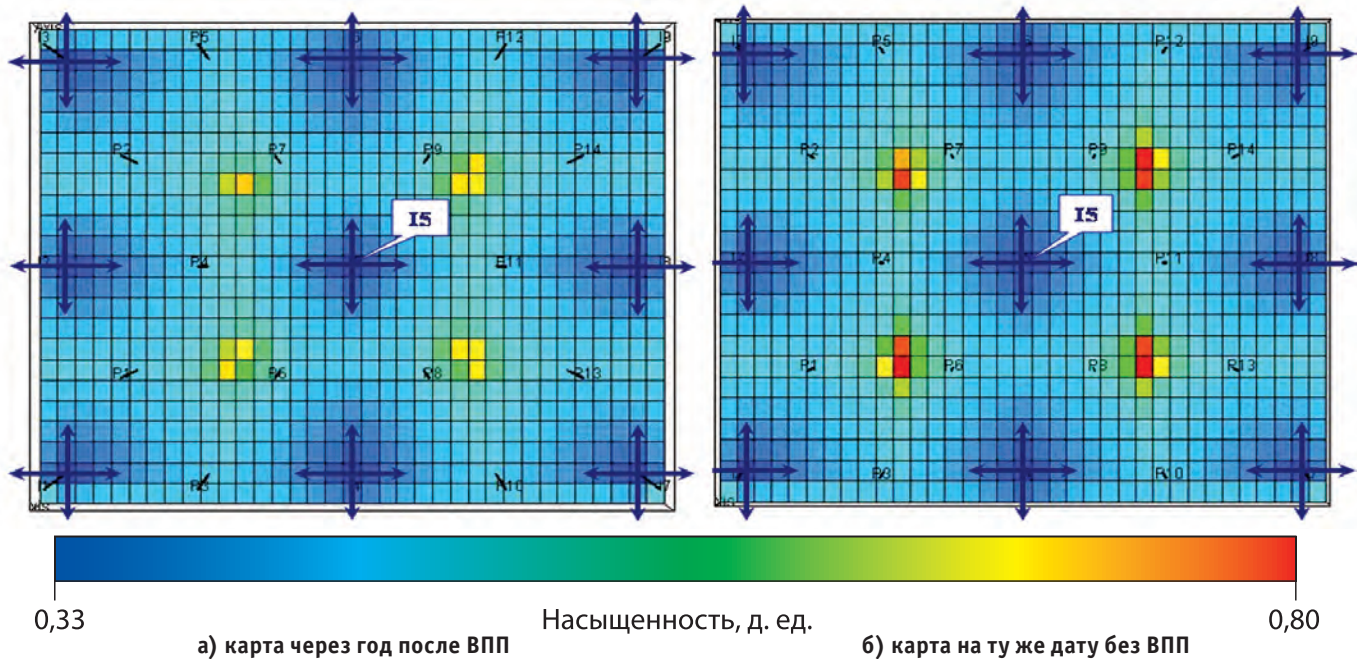


Рис. 2. Изменение карты нефтенасыщенности нижнего наиболее проницаемого пропластка модели элемента площадной системы заводнения ЧНЗ в результате проведения ВПП нагнетательной скважины I5

браны несколько регионов, в которых задавался фактор сопротивления геля. Эти регионы отмечены на рисунке 1а разными цветами: синим – 1-й регион в ПЗП нагнетательной скважины, голубым – 2-й регион в удаленной зоне пласта, зеленым – 3-й регион в наиболее удаленной зоне пласта.

Закачка сшитого полимерного состава (СПС) в пласт по традиционной технологии производилась через нагнетательные скважины с концентрацией ПАА 0,25%. Максимальная вязкость водного раствора полимера с концентрацией 0,3% в 10 раз превышала вязкость закачиваемой воды. Для моделирования деструкции СПС в ходе его фильтрации вдоль пласта задавалось снижение вязкости состава при переходе из региона в регион, повышенная же вязкость сохранялась лишь в регионе гелеобразования. Для учета неньютоновских свойств полимерного состава была задана функция сдвигового разрушения геля. Модель также учитывала описанный в работе [12] факт установления наиболее высокого остаточного фактора сопротивления после обработки пласта СПС в наиболее проницаемых пропластках.

Во всех расчетных вариантах характеристики гелевого экрана (фактор сопротивления как функция концентрации полимера и остаточный фактор сопротивления как функция его адсорбционной активности) задавались одинаковыми. Объем рабочей оторочки задавался равным 600 м³ на обрабатываемую скважину.

На рисунке 1б представлена динамика суммарного дебита нефти скважин первого ряда отбора для четырех расчетных вариантов:

- ВПП трех нагнетательных скважин с использованием СПС после достижения средней обводненности скважин 0,97 д.ед.;
- ВПП трех нагнетательных скважин с использованием СПС при тех же условиях и повторная их обработка после окончания эффекта от первой;
- ВПП трех нагнетательных скважин с использованием СПС при тех же условиях и повторная их обработка составом с удаленным гелеобразованием после окончания эффекта от первой;
- непроведение ВПП нагнетательных скважин.

Даты обработок отмечены на графиках стрелками. Анализ рисунка позволяет отметить, что повторная обработка с использованием СПС менее эффективна, чем первая. Однако повторная обработка с использованием технологии с удаленным гелеобразованием по эффективности сравнима с первой. Эффективность повторной обработки по технологии с удаленным гелеобразованием на 46–56% выше эффективности повторной обработки по традиционной технологии СПС.

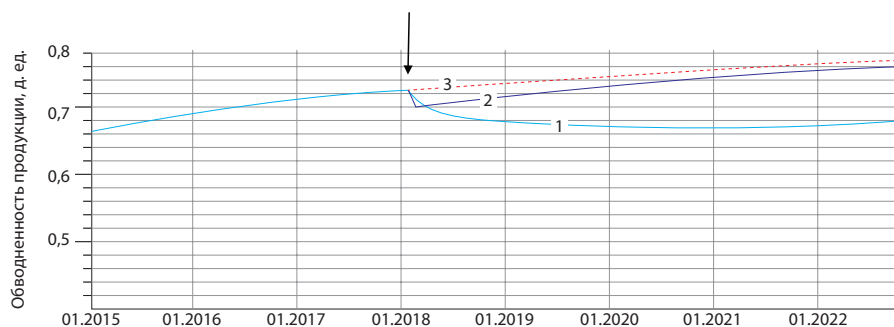
Текущее состояние большинства месторождений Западной Сибири характеризуется заметным бездействующим фондом скважин из-за их обводнения. Это в первую очередь касается скважин первого ряда отбора, в связи с чем

сравнительный анализ эффективности технологий ПНП проведен и для данных условий. На рисунке 1в представлены расчетные динамики суммарного дебита нефти скважин второго ряда отбора при остановленных скважинах первого ряда и при обработке нагнетательных скважин с использованием описанных технологий. Добавлен вариант, при котором гелеобразование полимерного состава происходит в районе остановленных скважин первого ряда. Обработки проводились через 1,5 года после остановки скважин первого ряда. Дополнительная добыча нефти при гелеобразовании в ПЗП нагнетательной скважины составила 1263 м³, при гелеобразовании между нагнетательной скважиной и скважиной 1-го ряда – 1646 м³, при гелеобразовании в районе остановленных скважин первого ряда – 2263 м³. Рост эффективности объясняется ростом объема остаточных запасов нефти в пласте с удалением от нагнетательной скважины. Это позволяет уверенно предположить перспективность воздействия на удаленные области обводненного нефтяного пласта закачкой в них геланта через остановленные добывающие скважины первого ряда. Это позволит вовлечь в заводнение большие запасы нефти при меньших расходах реагента.

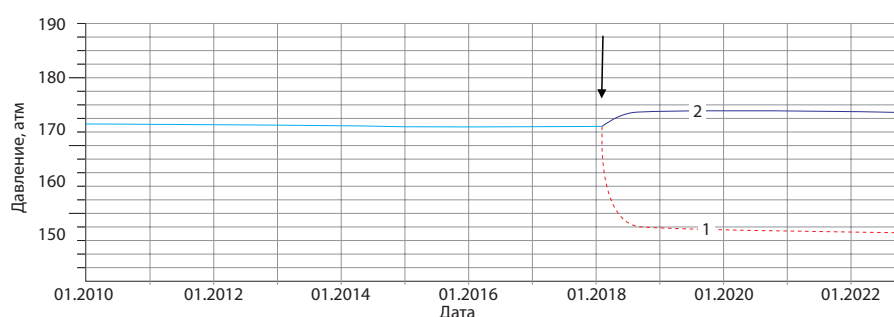
Детальный анализ результатов вычислительных экспериментов при моделировании технологии СПС показывает, что основная доля эффекта от ее применения связана не с выравниванием

профиля приемистости нагнетательной скважины, а с перераспределением потоков закачиваемой воды по площади высокопроницаемого пропластка. Последняя задача требует меньших затрат энергии, чем переориентацией потоков воды на менее проницаемый пропласток. На рисунке 2а представлена карта текущей нефтенасыщенности нижнего наиболее проницаемого пропластка (306,9 мД) модели элемента площадной системы заводнения ЧНЗ на момент достижения средней обводненности продукции скважин 0,87 д.ед. Как видим, даже при высокой обводненности скважин целики остаточной нефти сохраняются даже в высокопроницаемых пропластках. На рисунке 2б представлена та же карта того же пропластка, построенная на ту же дату, но при условии, что за год до этого проведено ВПП нагнетательной скважины I5, расположенной в центре модели. Отмечается почти полное исчезновение целиков нефти. Анализ показал, что доля данной составляющей дополнительной добычи нефти увеличивается с ростом послойной проницаемостной неоднородности пласта [7]. То есть с увеличением вертикальной неоднородности пласта, с одной стороны, усиливается необходимость проведения ВПП нагнетательной скважины, а с другой – усиливаются затраты энергии на переориентацию потоков в низкопроницаемые пропластки, благодаря чему снижается эффективность данного процесса. Решение данной проблемы возможно лишь с соблюдением оптимальной последовательности проведения мероприятий по ОВ и ПНП.

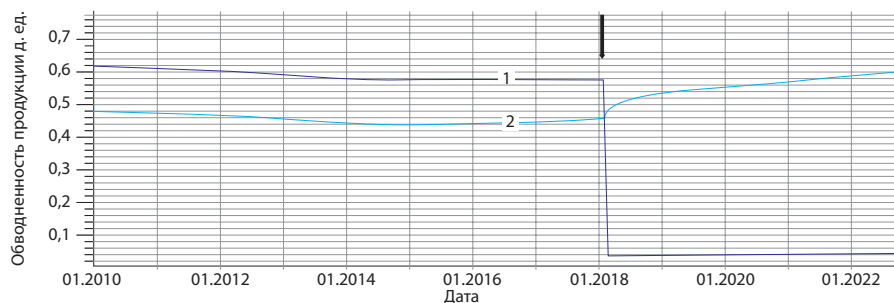
Сказанное позволяет сделать вывод, что адресное вовлечение низкопроницаемых пропластков в разработку возможно лишь при эффективном применении технологий селективной изоляции водопритоков в добывающих скважинах (совместно с адресной стимуляцией таких пропластков). Причем проведение таких РИР в добывающих скважинах целесообразно лишь после выработки целиков остаточной нефти в высокопроницаемых пропластках в результате проведения серии ВПП. При этом, согласно выводам работы [4], проведение таких РИР целесообразно лишь в скважинах внутренних рядов. Таким образом, в ходе разработки ЧНЗ, приуроченных к расчлененным высоко- и среднепроницаемым пластам, оптимальна следующая последовательность мероприятий по ОВ и ПНП:



а) расчетная динамика обводненности продукции блока заводнения ВПЗ при проведении РИР по ликвидации ЗКЦ в различных скважинах: 1 – при их проведении в 5 нагнетательных скважинах, 2 – при их проведении в 20 добывающих скважинах, 3 – при непроведении РИР



б) расчетная динамика пластового давления в водонасыщенной подошве ВПЗ на контуре питания скважины первого ряда отбора при различных мероприятиях: 1 – РИР по ликвидации ЗКЦ в нагнетательных скважинах, 2 – аналогичные РИР в добывающих скважинах



в) расчетная динамика обводненности продукции отремонтированной скважины третьего ряда и соседней скважины второго ряда: 1 – обводненность отремонтированной скважины, 2 – обводненность соседней скважины

Рис. 3. Сравнительный анализ результатов ликвидации ЗКЦ в различных скважинах ВПЗ

- при достижении высокой обводненности продукции скважин и при выполнении других критериев эффективности [7] на ЧНЗ рекомендуется адресно провести серию ВПП нагнетательных скважин, по возможности в сочетании с ФОЖ;
- после снижения эффективности повторных ВПП нагнетательных скважин с применением традиционных потокоотклоняющих технологий рекомендуется применять технологии с гелеобразованием в удаленной зоне пласта;
- после появления в первых рядах отбора бездействующих обводненных скважин рекомендуется через них про-

водить адресные закачки в пласт оторочек гелеобразующих составов;

- после осуществления серии описанных мероприятий рекомендуется адресно проводить РИР по изоляции обводненных пропластков в добывающих скважинах внутренних рядов.

Адресное осуществление описанной последовательности работ в ходе разработки ЧНЗ обеспечивает последовательное вовлечение остаточных запасов нефти, локализованных в различных зонах пласта. Выбор технологий ВПП в основном определяется пластовой температурой и проницаемостью пласта. При отно-

нительно невысоких пластовых температурах рекомендуются применять составы на полимерной основе, а при высоких – составы на неорганической основе. В условиях низкопроницаемых коллекторов рекомендуется применять комплексную технологию ВПП нагнетательных скважин [13]. В пластах с повышенной трещиноватостью дополнительно рекомендуется использовать составы с высокими реологическими свойствами геля. Для проведения селективной изоляции водопритоков в добывающих скважинах рекомендуется применять изоляционные материалы на кремнийорганической основе (АКОР, продукт 119-204), на основании тонкомолотого дизельцемента (БТРУО), а также на основе полимеров (MARASIL, Стиромаль и пр.).

На ЧНЗ, приуроченных к монолитным пластам с вертикальной проницаемостной неоднородностью, в качестве первоочередного мероприятия по ПНП рекомендуется применять циклическое заводнение. В случае роста проницаемости пропластков по разрезу сверху вниз после достижения высокой обводненности продукции скважин рекомендуется применять потокоотклоняющие технологии с большими объемами рабочих оторочек либо с удаленным гелеобразованием.

ВОДОПЛАВАЮЩИЕ ЗАЛЕЖИ НЕФТИ (ВПЗ)

Согласно результатам вычислительных экспериментов, представленных в работе [14], на ВПЗ с массовым обводнением скважин за счет заколонной циркуляции (ЗКЦ) в качестве первоочередного мероприятия рекомендуются работы по восстановлению пластового давления в нефтеносной части пласта, что позволит снизить перепад давления между разрабатываемым пластом и обводняющим водоносным и, таким образом, снизить интенсивность заколонных перетоков в скважинах. Наиболее эффективным таким мероприятием на ВПЗ с выдержанной разделяющей глинистой перемычкой являются РИР в нагнетательных скважинах по ликвидации ЗКЦ. Целесообразность данной рекомендации обоснована результатами вычислительного эксперимента с использованием схематической модели блока заводнения ВПЗ [14]. Были проведены модельные расчеты для двух вариантов мероприятий:

- РИР по ликвидации ЗКЦ в пяти нагнетательных скважинах блока заводнения после достижения обводненности его продукции 0,8 д.ед.;

- РИР по ликвидации ЗКЦ в 20 добывающих скважинах третьего и четвертого рядов отбора блока заводнения, проведенные на ту же дату.

Каждый вариант рассчитан для двух гидрогеологических условий: пласт с энергетически активной законтурной областью и пласт с пассивной таковой. На рисунке 3а представлена расчетная динамика обводненности продукции блока заводнения ВПЗ с пассивной законтурной областью пласта для описанных вариантов мероприятий [14]. Дата проведения РИР отмечена стрелкой. Анализ динамики позволяет сделать вывод, что эффект при проведении РИР в нагнетательных скважинах заметно выше, чем при их проведении в добывающих скважинах. Данная закономерность наиболее ярко проявляется в условиях энергетически пассивной законтурной области, соответствующих условиям центрального района крупной залежи, а также при повышенном количественном соотношении добывающих скважин к нагнетательным. К отмеченному следует добавить относительную дешевизну РИР в нагнетательных скважинах, которые проводятся без прекращения отборов нефти из пласта. Самый простой метод РИР по ликвидации ЗКЦ в нагнетательной скважине представляют собой обычную ее обработку с использованием осадкообразующих потокоотклоняющих технологий.

Результаты эксперимента объясняет представленная на рисунке 3б динамика пластового давления в обводняющем водонасыщенном пропластке в точке на контуре питания скважины первого ряда для двух указанных расчетных вариантов [14]. После устранения ЗКЦ в нагнетательных скважинах давление в водонасыщенном пропластке снизилось на 20 атм., что привело к снижению водопритока в добывающих скважинах посредством ЗКЦ. После проведения РИР в добывающих скважинах в них снизились отборы подошвенной воды, в результате чего давление в водонасыщенном пропластке возросло на 3 атм. В результате этого усилился отбор подошвенной воды в соседних неотренированных скважинах. На рисунке 3в представлена расчетная динамика обводненности продукции отремонтированной сква-

жины третьего ряда и соседней неотренированной скважины второго ряда. Снижение обводненности первой скважины после проведения в ней РИР составило 0,54 д.ед., а рост обводненности во второй скважине – 0,14 д.ед. Результаты эксперимента качественно подтверждаются практическими примерами. Так, в октябре 2007 г. был проведен РИР по ликвидации ЗКЦ в скважине № 1011 ВПЗ объекта БС6 Ново-Пурпейского месторождения. В результате ее обводненность продукции снизилась с 0,96 до 0,90 д.ед., а в соседней скважине № 526 обводненность выросла с 0,68 до 0,72 д.ед. [14].

Очевидно, что в условиях ВПЗ также эффективны РИР в нагнетательных скважинах по ликвидации негерметичности эксплуатационных колонн, которые также приводят к восстановлению пластового давления в нефтяной залежи.

Таким образом, на ВПЗ с массовым обводнением скважин за счет ЗКЦ в качестве первоочередных мероприятий по ОВ и ПНП рекомендуются РИР по ликвидации ЗКЦ в нагнетательных скважинах, в том числе с применением потокоотклоняющих осадкообразующих технологий, а также РИР по ликвидации в них негерметичностей колонн. Такие работы наиболее эффективны в условиях пассивной законтурной области пласта либо в центральных районах крупной залежи с преобладанием нефтеносной части пласта в разрезах скважин и при повышенном количественном соотношении добывающих скважин к нагнетательным.

После осуществления на ВПЗ описанных мероприятий рекомендуется проводить РИР по ликвидации ЗКЦ в проблемных добывающих скважинах внутренних рядов с избыточной обводненностью продукции и с повышенными остаточными запасами нефти.

В случае тонких разделяющих перемычек между разнонасыщенными частями разреза скважин наиболее эффективно применять изоляционные материалы на основе смол (пластик КС, смола «Гранит», ацетоно-формальдегидная смола «Софит» и др.), суспензии тонкомолотого полиакриламида в углеводородном растворителе («Бонпак»), тонкомолотый дизельцемент (БТРУО) либо комплекс полимерного и цементного растворов с использованием спецотверстий напротив обводняющего пласта. После проведения таких РИР в

скважинах необходимо устанавливать забойное давление, обеспечивающее невысокий градиент давления в заколонном пространстве относительно водонасыщенного пласта [15]. То есть в скважинах не рекомендуется проведение РИР в сочетании с форсированием отборов жидкости. В случае же невозможности проведения РИР в таких скважинах рекомендуется проведение ФОЖ.

После прорыва к добывающим скважинам ФНВ рекомендуется периодическое проведение ВПП нагнетательных скважин, при выполнении которых в разрезах одновременно тампонируется подстилающий водонасыщенный пропласток, что снижает интенсивность заколонных перетоков.

В завершение необходимо коснуться перспективности относительно дорогих методов ПНП, обеспечивающих повышение коэффициента вытеснения нефти водой (закачка в пласт растворов ПАВ, газа, растворителей и пр.). Общим недостатком большинства таких методов в их традиционном исполнении является неучет проницаемостной неоднородности пласта. Общеизвестна зависимость величины коэффициента вытеснения от проницаемости пород, согласно которой наибольшая величина коэффициента вытеснения отмечается в высокопроницаемых пропластках, в которые закачиваемый довытесняющий агент проникает в первую очередь. В низкопроницаемых же пропластках, где необходимо адресное повышение

коэффициента вытеснения, проникновение довытесняющих агентов минимально. Поэтому применение таких МУН целесообразно лишь в комплексе с методами увеличения коэффициента охвата пласта заводнением. На первом этапе воздействия необходимо применять методы увеличения коэффициента охвата, а на втором – методы увеличения коэффициента вытеснения. Это позволит более адресно использовать дорогие довытесняющие агенты. Данную рекомендацию, в частности, подтверждают положительные результаты, полученные на месторождении Бати-Раман в Турции в результате последовательной закачки в пласт большеобъемных гелевых оторочек и оторочки двуокиси углерода [16].

Литература:

1. Алмаев Р.Х., Рахимкулов И.Ф. Основы полимерного воздействия на пласт чередующейся закачкой растворов // Нефтепромышленное дело. – М.: Изд. ВНИИОЭНГ, 1992. – № 8. – С. 22–26.
2. Lake Larry: EOR Fundamentals by Larry Lake U of Texas-Austin. The Society of petroleum engineer. Основы методов увеличения нефтеотдачи. Университет Техас-Остин, 2002. – 380 с.
3. Способ разработки многопластовой нефтяной залежи при нестационарном воздействии: патент РФ № 2132940 / Боксерман А.А., Гумерский Х.Х., Джафаров И.С. и др. – 1998.
4. Куликов А.Н., Телин А.Г., Исмагилов Т.А., Строганов В.М., Строганов А.М. Обобщение результатов селективной изоляции водопритоков с использованием кремнийорганических тампонажных материалов АКОР на месторождениях ОАО «Юганскнефтегаз» // Нефтепромышленное дело. – 2005. – № 9. – С. 36–45.
5. Sorbie K.S., Seright R.S. Gel Placement in Geterogeneous Systems With Crossflow // Paper SPE/DOE 24192 presented at the SPE/DOE Symposium on Enhanced Oil Recovery held in Tulsa, Oklahoma, April 22–24, 1992.
6. Dake L.P. The Practice Of Reservoir Engineering (Revised Edition), Elsevier Science B.V. All Right Reserved, 2001.
7. Куликов А.Н., Елсеев Д.Ю., Рожков А.П. Влияние геолого-технологических факторов на эффективность физико-химических технологий ПНП и их совершенствование // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 6. – С. 59–66.
8. Пасынков А.Г., Муллагаллин И.З., Усманов Т.С., Ефимов В., Исмагилов Т.А., Телин А.Г. Комплексное использование интенсификации отбора жидкости и потокоотклоняющих технологий на Ефремовском месторождении ОАО «Юганскнефтегаз» // Технологии ТЭК. – 2004. – № 6. – С. 36–41.
9. Куликов А.Н., Захаров В.П., Принципы выбора объектов проведения ГТМ с целью повышения нефтеотдачи пластов // Интервал. – 2007. – № 1. – С. 38–39.
10. Pritchett J., Frampton H., Brinkman J. et al. Field Application of a New In-Dept Waterflood Conformance Improvement Tool // Paper SPE 84897 presented at the SPE international Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific Held in Kuala Lumpur, Malaysia, 20–21 October, 2003.
11. Способ разработки обводненной нефтяной залежи: патент РФ № 2475635 / Муляк В.В., Чертенков М.В., Силин М.А., Магадова Л.А. // Опубликовано 20.02.2013. – Бюл. № 5.
12. Хасанов М.М., Исмагилов Т.А., Мангазеев В.П. и др. Применение шитых полимерно-гелевых составов для повышения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 7. – С. 110–112.
13. Куликов А.Н. Гидродинамический механизм и принципы моделирования комплексной технологии выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин // Нефтепромышленное дело. – 2005. – № 10. – С. 18–25.
14. Куликов А.Н., Нигматуллина Р.Г. К вопросу оптимизации выбора объектов изоляционных работ на водолавающих залежах Западной Сибири // Интервал. – 2008. – № 6. – С. 36–40.
15. Булгаков Р.Т., Газизов А.Ш., Габдуллин Р.Г. и др. Ограничение притока пластовых вод в нефтяные скважины. – М.: Недра, 1976. – 175 с.
16. Karaoguz O.K., Topguder N.N., Lane R.H., Kalfa U., Celebioglu D. Improved Sweep in Bati Raman Heavy-Oil CO2 Flood: Plug Natural Fractures // SPE REE 2007, v.10, 2. – p. 164–175.

Ключевые слова: методы увеличения нефтеотдачи пластов, технологии выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин, потокоотклоняющие технологии с удаленным гелеобразованием, технологии ограничения водопритоков, технологии ремонтно-изоляционных работ в добывающих скважинах, гидродинамические методы повышения нефтеотдачи пласта, гидродинамическая модель нефтяного пласта, системы заводнения, проницаемостная неоднородность пласта.