**Кафедра: Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений**

Реферат по курсу «Основы численного моделирования»

**Повышение коэффициента вытеснения нефти из пористой среды**

Санкт-Петербург

2011 год

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ

ПРИМЕНЕНИЕ ВОДОРАСТВОРИМЫХ ПАВ

ПРИМЕНЕНИЕ МАСЛОРАСТВОРИМЫХ ПАВ

МИЦЕЛЛЯРНЫЕ РАСТВОРЫ (MP)

ПОЛИМЕРНОЕ ЗАВОДНЕНИЕ

ВОДОГАЗОВОЕ ЦИКЛИЧЕСКОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ

ГЕЛЕОБРАЗУЮЩИЕ СИСТЕМЫ ГАЛКА И ГАЛКА-ПАВ

ВВЕДЕНИЕ

При всех достоинствах освоенного промышленностью метода заводнения нефтяных залежей как метода наиболее полного извлечения нефти он, тем не менее, уже не обеспечивает необходимую конечную степень извлечения нефти из пластов, особенно в условиях неоднородных пористых сред и повышенной вязкости нефти, когда достигается относительно низкий охват пластов заводнением. После окончания разработки нефтяных месторождений в недрах остается от 40 до 80 % запасов нефти. Остаточная нефть в основном находится в таком состоянии, что доизвлечение ее обычными методами разработки затруднительно.

Как известно, различают остаточную нефть двух типов. Первый тип представляет собой не вовлеченную в процесс фильтрации нефть, сосредоточенную в застойных и недрени-руемых зонах и пропластках, не охваченных воздействием вытесняющих агентов. Причинами возникновения так называемых «целиков» нефти являются в первую очередь прони-цаемостная неоднородность пласта и низкий охват пласта заводнением и сеткой скважин. Промысловыми исследованиями установлено, что при различии проницаемостей двух про-пластков, разделенных глинистой перемычкой, в 5 раз и более, вода практически не поступает в низкопроницаемые пропластки, в результате чего нефть остается не вовлеченной в разработку. Очевидно, что остаточная нефть этого типа по составу практически ничем не отличается от вытесняемой, поскольку она не взаимодействует с закачиваемыми флюидами. Другой тип остаточной нефти представляет собой нефть, оставшуюся в частично промытых объемах пласта. Согласно характеру изменения фазовых проницаемостей, при высоких значениях водонасыщенности (большой степени выработки коллектора) нефть становится практически неподвижной. Для этого типа нефти большую роль играют взаимодействия в системе порода — нефть й закачиваемые флюиды, в частности, характер смачиваемости поверхности породы. Состав этого типа остаточной нефти отличается от состава нефти в начале разработки.

При вытеснении нефти из гидрофильной пористой среды реализуется режим вытеснения, близкий к «поршневому», когда до 90 % нефти добывается в безводный период. В свою очередь, водный период для гидрофильных горных пород непродолжителен, и при закачке 0,5— 1,5 поровых объемов воды достигается предельная обводненность добываемой продукции. Связанная вода образует пленку по всей поверхности породы, а остаточная нефть преимущественно сосредоточена в крупных порах. Фильтрация воды происходит в первую очередь по мелким и средним капиллярам, нефть из которых выталкивается в виде капель в более крупные капилляры. Остаточная нефтенасыщенность в этом случае представлена капиллярно-защемленной нефтью.

В гидрофобной пористой среде, напротив, вода сосредоточена в центре крупных пор, а нефть образует пленку на поверхности породы. При вытеснении вода формирует непрерывные каналы через крупные и средние капилляры, а толщина нефтяных пленок постепенно уменьшается. Процесс вытеснения для гидрофобных коллекторов характеризуется коротким безводным и продолжительным водным периодом, для достижения предельной обводненности требуется закачка 6— 10 поровых объемов воды. Остаточная нефть сосредоточена в пленке на поверхности породы, а также в мелких и тупиковых порах.

Наибольшие коэффициенты вытеснения нефти, превышающие 70 %, достигаются в коллекторах с промежуточной смачиваемостью, когда мелкие поры гидрофильны, а крупные - гидрофобны. Такая смачиваемость характерна для девонских песчаников Волго-Уральской нефтяной провинции. В этом случае одновременно происходит вытеснение капель нефти, сосредоточенной в гидрофильных порах, и отмыв пленочной нефти в гидрофобных. Из-за наличия гидрофобных участков образуется значительно меньше капиллярно-защемленной нефти.

Формирование остаточной нефти в промытых зонах определяется также свойствами самой нефти. Компонентный состав, дисперсное строение, содержание тяжелых фракций, наличие полярных асфальтено-смолистых веществ являются факторами, влияющими на структурно-механические свойства капель и пленок нефти и на межфазное натяжение. В частности, содержание и структура асфальтенов и смол имеют принципиальное значение для процесса вытеснения, поскольку именно в этих компонентах сосредоточена большая часть полярных и поверхностно-активных веществ, оказывающих стабилизирующее воздействие на коллоидные системы и усиливающих адсорбцию нефти на поверхности породы.

Специфичность свойств нефтей с повышенным содержанием асфальтенов, смол и парафина, значительные молекулярные массы, наличие гетероэлементов, парамагнетизм, полярность, выраженные коллоидно-дисперсные свойства, возможность образования прочной структуры в нефти и проявления тиксотропных свойств привели к обособлению самостоятельного раздела по гидродинамике процессов разработки неньютоновских нефтей. Среди исследователей, работающих в этой области, можно назвать А.Х. Мирзаджанзаде, В.В. Девликамова, А.Т. Горбунова, И.М. Аметова, ЗА Хаби-буллина, А.Г. Ковалева, М.М. Кабирова и др.

Применение заводнения по традиционным технологиям предопределяет закономерное и неизбежное обводнение пластов по мере их выработки. Большинство нефтяных месторождений многопластовые. При этом пласты различаются между собой по коллекторским свойствам, и при совместной их разработке не обеспечивается равномерное вытеснение нефти по всей залежи, что обусловливает формирование остаточной нефти в малопроницаемых прослоях и зонах.

# ПРИМЕНЕНИЕ ВОДОРАСТВОРИМЫХ ПАВ

Первые результаты экспериментальных и промысловых исследований по применению поверхностно-активных веществ (ПАВ) как добавок при заводнении нефтяных пластов были опубликованы в США в 40 — 50-х годах. В нашей стране эта проблема изучается более 30 лет.

За рубежом используют ПАВ в основном ионогенного типа в различных компонентных составах. Впервые в отечественной практике этот метод в виде водных растворов ПАВ типа ОП-10 проходил промышленные испытания с 1964 г. на Арланском месторождении. Технологии заводнения нефтяных залежей с применением водорастворимых и нефтерастворимых ПАВ испытывались на более чем 30 опытных участках месторождений России, приуроченных к различным типам коллекторов.

Механизм процесса вытеснения нефти из пластов водным малоконцентрированным раствором ПАВ типа ОП-10 основан на снижении поверхностного натяжения между нефтью и водой с 35— 45 до 7— 8,5 мН/м и изменении краевого угла смачивания кварцевой пластинки от 18 до 27°. Следовательно, натяжение смачивания *(a* cosB) уменьшается в 8— 10 раз. Исследования БашНИПИнефти показали, что оптимальной массовой концентрацией неионогенных ПАВ в воде следует считать 0,05— 0,1 % .

При вытеснении нефти растворами ПАВ последние могут дифундировать в значительных количествах в нефть. ПАВ адсорбируются асфальтенами нефти. Дисперсность асфальтенов меняется, отчего изменяются реологические свойства нефти. Впервые в работах В.В. Девликамова с соавторами сообщалось о диффузии в нефть неионогенных ПАВ из водных растворов.

Показано, что после контакта исследовавшихся нефтей с водными растворами ПАВ происходит существенное улучшение реологических и фильтрационных характеристик нефти, в определенных условиях вплоть до полного исчезновения аномалий вязкости. Разрушение структуры в нефти облегчает продвижение ее капель через поры пласта и нефтеотдача возрастает. Таким образом, ПАВ, используемые для улучшения нефтевытесняющей способности воды, должны обладать способностью ослаблять структурномеханические свойства нефтей.

Вытеснение нефти водным малоконцентрированным раствором ПАВ при начальной нефтенасыщенности и сниженном межфазном натяжении приводит к уменьшению объема нефти, блокированной водой в крупных порах заводненной части пласта, но несущественному.

Проведенные в ТатНИПИнефти, СибНИИНП и ВНИИ-нефти опыты по доотмыву остаточной нефти из заводненных пластов показали, что водные растворы неионогенных ПАВ в этом случае увеличивают коэффициент вытеснения нефти из моделей пористой среды в среднем на 2,5— 3 %.

Вместе с тем опыты, проведенные в БашНИПИнефти на искусственных пористых средах, полностью насыщенных нефтью, без остаточной воды, показали увеличение коэффициента вытеснения на 10— 15 % .

Приведенные данные об эффективности нефтевытеснения водными растворами ПАВ свидетельствуют о существенном влиянии на процесс нефтевытеснения характера смачиваемости поверхности поровых каналов. С увеличением гидрофильности пород эффективность применения ПАВ для довы-теснения остаточной нефти снижается.

Как показали модельные исследования, применение концентрированных растворов ПАВ в условиях первичного вытеснения нефти значительно интенсифицирует процесс. Максимальный прирост коэффициента вытеснения при этом, по сравнению с вытеснением нефти водой без оторочки ПАВ, равный 8,3 %, достигнут при закачке 2,0— 2,5 поровых объемов растворов ПАВ. При использовании 0,05%-ных растворов ПАВ этот параметр равняется 5 % при закачке четырех поровых объемов жидкости вытеснения.

Оценки технологической эффективности заводнения опытных участков месторождений республик Башкортостана и Татарстана, а также Западной Сибири неоднократно проводились на основе сопостaвлeния промысловых данных о добыче нефти и нагнетания воды на опытных участках и смежных контрольных участках многими специалистами. Результаты этих работ весьма неоднозначны и противоречивы. Удельная дополнительная добыча нефти от применения водных малоконцентрированных растворов неионогенных ПАВ, определенная разными специалистами, для различных месторождений изменяется в широких пределах — от 12 до 200 т/ т. Столь широкий диапазон изменения этого показателя указывает на неоднозначность и недостоверность определения .

В АО «Татнефть» по объемам внедрения метод заводнения с применением ПАВ находится на втором месте после закачки серной кислоты. Всего на месторождениях Татарстана закачано 56 тыс. т водорастворимых и 17 тыс. т маслораство-имых ПАВ, в том числе на Ромашкинском месторождении — соответственно 47 и 14 тыс. т. На месторождении за счет закачки ПАВ добыто 2,9 млн. т нефти. Удельная дополнительная добыча нефти составила 47,5 т на одну тонну ПАВ.

Метод заводнения нефтяных залежей с применением ПАВ имеет ряд недостатков. Самый большой недостаток заводнения малоконцентрированными растворами ПАВ, как это вытекает из результатов многочисленных исследований, заключается в относительно большом межфазном натяжении между нефтью и раствором и высокой адсорбции химического реагента на породе.

Кроме того, неионогенные ПАВ имеют слабую биоразлагаемость (всего 35— 40 %), что способствует загрязнению окружающей среды. Они чувствительны к качеству воды — содержанию кислорода, микроорганизмов и химических примесей, которые в состоянии свести эффект к нулю вследствие разрушения раствора.

Перспективу применения ПАВ при разработке нефтяных месторождений исследователи и производственники связывают со следующими направлениями:

1) обработка призабойных зон нагнетательных скважин с целью увеличения их приемистости и охвата пласта воздействием;

2) нагнетание слабоконцентрированных (0,05— 0,5 %) и высококонцентрированных (1— 5 %) растворов для освоения плотных глинистых коллекторов.

# ПРИМЕНЕНИЕ МАСЛОРАСТВОРИМЫХ ПАВ

Сущность механизма извлечения остаточной нефти заключается в следующем. Приготовленная на поверхности водная дисперсия с массовым содержанием до 10 % может быть представлена как микроэмульсия прямого типа. Поверхностно-активное вещество выполняет в исходной дисперсии двойную функцию — как дисперсной фазы, так и стабилизатора прямой микроэмульсии. Вязкость этой эмульсии растет во времени с формированием структурных связей.

Дисперсия ПАВ после закачки в пласт постепенно адаптируется к пластовым условиям. Часть полимергомологов ПАВ переходит из водной фазы в капиллярно- и пленочно-удержанную нефть и формирует межфазный слой («среднюю фазу») с низким межфазным натяжением на контакте как с нефтью, так и с водой. Этот процесс ведет к формированию

микроэмульсионной оторочки с низким содержанием нефти (до нескольких процентов) и хорошей нефтевытесняющей способностью. Вязкость этой микроэмульсии близка к вязкости нефти и меняется с включением в ее состав нефти и воды. При увеличении содержания нефти свыше 10— 15 % эта эмульсия с дальнейшим набором нефти уменьшает вязкость, и, наоборот, с набором воды вязкость ее значительно растет вплоть до 10— 20-кратного разбавления. Описанный выше механизм позволяет увеличить фильтрационное сопротивление (снизить подвижность системы) и поддерживать эту величину длительное время. Таким образом, указанный метод может быть охарактеризован как авторегулируемое вытеснение остаточной нефти на поздней стадии заводнения нефтяных залежей.

В промысловых условиях технология испытывалась с 1988 г. на большом количестве опытных участков заводненных девонских терригенных пластов месторождений республики Татарстан. Средняя начальная обводненность до начала испытаний на различных участках была равна 83— 95 %. Оценка технологической эффективности метода оказалась возможной на 31 участке. Расчеты показали, что общая дополнительная добыча с этих участков превышает 257 тыс. т нефти. Удельная технологическая эффективность составила в среднем 41 т дополнительной добычи нефти на 1 т ПАВ.

Схема расположения скважин одного из опытных участков Ташлиярской площади Ромашкинского месторождения представлена на рис.1.

Закачка водной дисперсии ПАВ АФ6 на опытном участке была осуществлена в апреле 1988 г. в пласт «а» скв. 1 в количестве 400 т.

Пласт «а» на опытном участке вскрыт всеми скважинами и представлен песчаниками. Средние значения по участку: нефтенасыщенная толщина — 6,8 м, пористость — 20,8 %, начальная нефтенасыщенность — 84,5 %, коэффициент проницаемости — 0,673 мкм2.

Закачка водной дисперсии ПАВ АФ6 на опытном участке была осуществлена в апреле 1988 г. в пласт «а» скв. 1 в количестве 400 т.

Пласт «а» на опытном участке вскрыт всеми скважинами и представлен песчаниками. Средние значения по участку: нефтенасыщенная толщина — 6,8 м, пористость — 20,8 %, начальная нефтенасыщенность — 84,5 %, коэффициент проницаемости — 0,673 мкм2.

Обводненность добываемой продукции на дату начала эксперимента составляла 83,9 %.

Рис. 1. Опытный участок Ташлиярской площади по закачке ПАВ АФ6:

1 — *9* — условные номера скважин; заштрихована доля нефти в добываемой продукции скважин

Дополнительная добыча нефти на опытном участке составляла 24 тыс. т, или 60 т на 1 т ПАВ.

Отмечается, что широкое промышленное внедрение маслорастворимых ПАВ в условиях Ромашкинского месторождения сдерживается из-за их высокой стоимости и недостаточной технологической эффективности.

# МИЦЕЛЛЯРНЫЕ РАСТВОРЫ (MP)

Водные растворы современных индивидуальных водорастворимых ПАВ, находящие самостоятельное промышленное применение для уменьшения остаточной нефтенасыщенности пластов, способны снижать межфазное натяжение на контакте нефтьй вода лишь до 7— 8,5 мН/ м.

Такой раствор, как показывают многочисленные лабораторные исследования, не может существенно уменьшить остаточную нефтенасыщенность после обычного заводнения пласта. Как видно из результатов лабораторных экспериментов, необходимое снижение остаточной нефтенасыщенности возможно лишь при уменьшении межфазного натяжения на контакте нефть — вода до 10— 3 мН/м. Такое низкое межфазное натяжение достигается при использовании ми-целлярных растворов, позволяющих устранить капиллярные силы в заводненных пористых средах.

В практике разработки нефтяных месторождений получают распространение мицеллярные растворы, при расслаивании которых активные компоненты (ПАВ), образующие высокомолекулярные агрегаты (мицеллы), сосредоточиваются в основном лишь в одной фазе — водной, нефтяной или промежуточной мицеллярной, находящейся в равновесии с водой и нефтью. Соответствующая фаза называется внешней фазой мицеллярных растворов, а сами растворы водными (прямыми), углеводородными (обратными) или промежуточными ми-целлярными растворами (микроэмульсиями).

Процессы вытеснения нефти этими растворами имеют особенности, которые обусловлены тем, что мицеллярные растворы сочетают преимущества растворителей и растворов высокоэффективных ПАВ и обладают способностью «вбирать» в себя воду и (или) нефть, снижая поверхностное натяжение на границе контакта фаз до сверхнизких значений и создавая тем самым условия их частичного или полного смешивания. Кроме того, тип мицеллярного раствора может меняться при вытеснении в результате инверсии, обусловленной, например, различным содержанием мицеллярных солей в растворах и пластовых водах.

В состав мицеллярных растворов входят: ПАВ, углеводород, вода, стабилизатор и электролит. В табл. 2 приведены диапазоны изменения содержания основных компонентов устойчивых мицеллярных растворов трех категорий, разработанных в настоящее время.

Как видно из табл. 2, устойчивые мицеллярные растворы можно получить при широком изменении содержания отдельных компонентов. Особенно важно, что мицеллярные растворы могут содержать до 95 % воды, до 5 % ПАВ и до 0,01 % стабилизатора.

Экспериментально установлено, что при вытеснении нефти из моделей однородных пористых сред мицеллярной оторочкой размером 2,5 % от порового объема извлекается 80 % остаточной нефти, а при оторочке размером 5 % от порового объема достигается практически полное вытеснение. На эффективность извлечения остаточной нефти сильно влияет правильно подобранный состав оторочки мицеллярного раствора.

Первые опытно-промысловые работы в нашей стране по испытанию технологии увеличения нефтеотдачи пластов на основе использования мицеллярных растворов (MP) были начаты в 1979 — 1983 гг. на Ромашкинском месторождении (пласт Д1 на Южно-Ромашкинской и Азнакаевской площадях).

Таблица 2 Изменение объемного содержания основных компонентов мицеллярных растворов, % (по массе)

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Компонент раствора | Раствор с внешней нефтяной фазой | Раствор с внешней нефтяной фазой при высоком содержании воды | Раствор с внешней водной фазой |
| ПАВ | 6- 10 | 3- 6 | 3- 5 |
| Углерод | 35 - 80 | 4- 40 | 2- 50 |
| Вода | 10-55 | 55- 90 | 40- 95 |
| Стабилизатор | 2-4 | 0,01- 20 | 0,01- 20 |
| Электролит | 0,01- 5 | 0,001-4 | 0,001- 4 |

Технология заключается в нагнетании в пласт оторочки MP объемом в количестве 5-10 % объема пор пласта, продвигаемой оторочкой раствора полимера для предупреждения преждевременного размывания оторочки MP и достижения высокого коэффициента охвата пласта воздействием. Полимер может вводиться в состав MP. В качестве основных ПАВ в составе MP на Ромашкинском месторождении использовались нефтяные сульфонаты, вспомогательными веществами - содетергентами служили низкомолекулярные спирты. В состав MP входят также углеводороды. Состав и свойства MP варьируются в широких пределах.

Перед проведением промышленных экспериментов по испытанию MP на Ромашкинском месторождении во ВНИИ-нефть провели лабораторные опыты по довытеснению остаточной нефти мицеллярно-полимерными растворами на девяти моделях пористых сред. В результате опытов по вытеснению нефти водой на линейных моделях пласта получили значение коэффициента вытеснения в среднем 68,1 %, при доот-мыве нефти оторочкой мицеллярного раствора в размере 0,1 % объема пор модели пласта коэффициент вытеснения нефти увеличился до 86,8 %, а коэффициент доотмыва составил 58,6 %. Объем дополнительно вытесненной нефти на 1 м3 использованных сульфонатов составил 22,1 м3.

Нагнетание мицеллярного раствора вязкостью 16 мПа-с вызвало снижение приемистости до 80— 100 м3/сут, а давление на устье возросло до 18— 20 МПа. Дополнительная добыча нефти, определенная по характеристикам вытеснения, составила 3,6 тыс. т.

Проведенные промышленные эксперименты на Южно-Ромашкинской и Азнакаевской площадях не подтвердили результатов лабораторных исследований по высокой эффективности метода. Причиной этого явилось различие лабораторных моделей пористых сред и реальных пластов по степени неоднородности. Наблюдался прорыв закачиваемого мицел-лярного раствора по высокопроницаемым участкам и направлениям. Почти полный отмыв нефти резко увеличивает фазовую проницаемость для воды за фронтом вытеснения, значительно ухудшая неблагоприятное соотношение подвижностей нефти и вытесняющих агентов, что способствует языкооб-разному движению фронта вытеснения по площади пласта. Все это привело к низкой эффективности проведенных работ.

Следует отметить, что большое количество промышленных экспериментов по применению MP за рубежом показывает достаточно хорошую эффективность этого метода.

Перспективны для увеличения нефтеотдачи пластов водные мицеллярные растворы, обеспечивающие достаточно полное вытеснение остаточной нефти и в то же время являющиеся менее дорогими по сравнению с углеводородными мицеллярными растворами.

# ПОЛИМЕРНОЕ ЗАВОДНЕНИЕ

Полимерное заводнение заключается в добавлении полимера в воду для уменьшения ее подвижности. Получаемое увеличение вязкости, а также уменьшение проницаемости по водной фазе, которое происходит при использовании некоторых полимеров, является причиной более низкого отношения подвижностей. Это уменьшение отношения подвижностей повышает эффективность заводнения за счет более высокого коэффициента охвата по объему и меньшей нефтенасыщенности в отмытой зоне. Минимальная остаточная нефтенасыщенность не уменьшается, хотя остающаяся после процесса вытеснения нефтенасыщенность уменьшается, так и в полимерном заводнении. Более высокий коэффициент нефтеотдачиявляется экономическим стимулом для осуществления полимерного заводнения. Какправило, полимерное заводнение бывает экономически выгодным только в тех случаях, когда отношение подвижностей при обычном заводнении высоко, неоднородность пласта большая или отмечается сочетание этих двух факторов.

Существует три способа применения полимеров в процессах добычи нефти:

1. При обработке призабойных зон для улучшения рабочих характеристик нагнетательных скважин или обводненных добывающих скважин за счет блокирования зон высокой проницаемости.

2. В качестве агентов, которые могут сшиваться в пласте, закупоривая зоны высокой проницаемости на глубине (Нидгам и др., 1974). Для осуществления этих процессов нужно, чтобы полимер закачивался с неорганическим катионом металла, который образует впоследствии поперечные связи между молекулами закачанного полимера и молекулами, уже связанными на поверхности породы.

3. В качестве агентов, снижающих подвижность воды или уменьшающих отношение подвижностей воды и нефти.

Первый способ не является истинным полимерным заводнением, т.к. в качестве агента, вытесняющего нефть, используется не полимер. Несомненно, большинство проектов повышения нефтеотдачи за счет применения полимеров, попадают под пункт 3.

Для осуществления метода, изображенного на рисунке, требуется предварительная промывка, создающая нужные условия в пласте, закачка полимерного раствора, регулирующего подвижность, для того, чтобы свести к минимуму проскальзывание воды, и вытесняющая жидкость (вода) для вытеснения раствора полимера и образующегося нефтяного вала в направлении добывающих скважин.

Часто буфер содержит полимер, количество которого постепенно убывает, чтобы уменьшить неблагоприятное отношение подвижностей между продавочной водой и полимерным раствором. Из-за того, что процесс носит вытесняющий характер, полимерные заводнения всегда осуществляются на отдельных группах нагнетательных и добывающих скважин.

Подвижность в полимерном заводнении снижается путем закачки воды, которая содержит высокомолекулярный водорастворимый полимер. Т.к. в качестве воды обычно используют разбавленные пластовые воды, степень минерализации имеет большое значение, особенно для определенного класса полимеров.

В качестве агентов полимерного заводнения перечислим несколько полимеров: это – ксантановая смола, гидролизованный полиакриламид (ГПАА), сополимеры (полимер, состоящий из двух и более типов мономеров) акриловой кислоты и акриламида, сополимеры акриламида и 2-акриламид 2-метилпропансульфоната (АА/АМПС), гидроксиэтилцеллюлоза, карбоксиметилгидроксиэтилцеллюлоза, полиакриламид (ПАА), полиакриловая кислота, глюкан, декстрана, полиоксиэтилен и поливиниловый спирт. Хотя только первые три фактически используются на промысле, существует много потенциально пригодных реагентов, и некоторые из них могут оказаться более эффективными, чем те, которые используются в настоящее время.

# ВОДОГАЗОВОЕ ЦИКЛИЧЕСКОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ

Технология циклического водогазового воздействия заключается в том, что в пласты поочередно оторочками или одновременно в смеси нагнетается газ и вода через одну и ту же или в отдельные нагнетательные скважины.

Механизм улучшения нефтевытеснения заключается в следующем. В отличие от воды, которая в заводненной зоне занимает мелкие поры и сужения, газ, закачанный в пласт, как несмачиваемая фаза в загазованной зоне, наоборот, занимает крупные поры, а под действием гравитационных сил й верхние части пласта. Эти особенности воды и газа привели к выводу о целесообразности совмещения достоинств воды и газа с целью уменьшения их недостатков, применения их периодического, циклического нагнетания. Оптимальное соотношение объемов нагнетания воды и газа при таком воздействии должно быть пропорционально отношению объемов мелких пор (ниже среднего размера) и крупных пор (выше среднего размера) в коллекторе. В этом случае можно рассчитывать на достижение максимального эффекта от совместного нагнетания воды и газа в пласты, т.е. вытеснения водогазовой смесью, который будет обусловливаться тем, что фазовая проницаемость для смачивающей фазы зависит только от водонасыщенности, а наличие в пласте свободного газа увеличивает вытеснение нефти на величину предельной газонасыщенности (10— 15 %), при которой газ неподвижен.

Поочередное нагнетание воды и газа способствует увеличению коэффициента вытеснения нефти и охвата неоднородных пластов заводнением вследствие снижения относительной проводимости высокопроницаемых пропластков, занятых водогазовой смесью. Вытеснение нефти из неоднородных пластов водой и газом совместно при любой технологии более эффективно для конечной нефтеотдачи, чем вытеснение раздельно только водой или газом. При оптимальном применении нефтеотдачу пластов можно увеличить на 7 — 15 % по сравнению с обычным заводнением. Основным условием оптимальности процесса водогазового воздействия на пласт является обеспечение равномерного распределения нагнетаемого газа по заводненному объему залежи, при котором происходит одновременный прорыв газа и воды в добывающие скважины.

Водогазовое циклическое воздействие наряду с положительным влиянием на довытеснение остаточной нефти обладает и существенными недостатками.

Приемистость нагнетательной скважины для каждого рабочего агента после первого цикла резко снижается й для газа в 8— 10 раз, для воды в 4— 5 раз вследствие снижения фазовой проницаемости породы в призабойной зоне пласта.

Гравитационное разделение газа и воды в пласте может снижать эффективность вытеснения нефти и охвата пласта процессом на 10— 20 % в зависимости от степени и характера неоднородности пласта и соотношения вязкостей нефти и воды.

Оборудование каждой нагнетательной скважины для поочередного нагнетания воды и газа значительно усложняется. Для условий Зайкинской группы месторождений легких неф-тей представляет интерес поиск способа реализации водога-зовой циклической репрессии за счет собственного газа путем периодического и управляемого снижения пластового давления ниже давления насыщения нефти газом.

# ГЕЛЕОБРАЗУЮЩИЕ СИСТЕМЫ ГАЛКА И ГАЛКА-ПАВ

В методе реализован известный в аналитической химии принцип «возникающих реагентов» (гомогенного осаждения). В пласт закачивается гомогенный водный раствор, содержащий гелеобразующую систему (карбамид — соль алюминия — вода — ПАВ). В пласте за счет его тепловой энергии или энергии закачиваемого теплоносителя карбамид постепенно гидролизуется. Образующиеся продукты гидролиза вызывают сдвиг протолитического равновесия ионов алюминия, в результате чего через определенное время по механизму кооперативного явления происходит гидролитическая поликонденсация гидроксокомплексов алюминия и во всем объеме раствора практически мгновенно образуется гель. При этом основные характеристики можно регулировать.

Для регулирования фильтрационных потоков в продуктивных пластах месторождений, увеличения охвата пластов заводнением, повышения нефтеотдачи разработаны две технологии с применением неорганических гелеобразующих составов — ГАЛКА и ГАЛКА-ПАВ. Опытно-промышленные испытания на месторождениях Западной Сибири показали технологическую и экономическую эффективность метода: снижение обводненности продукции добывающих скважин на 10— 50 %, увеличение дебитов по нефти. Дополнительная добыча нефти составила 40— 60 т на 1 т гелеобразующей системы. Для приготовления гелеобразующих составов можно использовать алюмосодержащие отходы многотоннажных промышленных производств.