

# 3

## **НОВЫЕ МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ ПРИ ЗАВОДНЕНИИ И ИХ ЭФФЕКТИВНОСТЬ**

### **3.1. РАЗВИТИЕ НОВЫХ МУН В РОССИИ**

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 недренируемых зонах и пропластках, не охваченных воздействием вытесняющих агентов. Причинами возникновения так называемых «целиков» нефти являются в первую очередь проницаемостная неоднородность пласта и низкий охват пласта заводнением и сеткой скважин. Промысловыми исследованиями установлено, что при различии проницаемостей двух пропластков, 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 и закачиваемые флюиды, в частности, характер смачиваемости поверхности породы. Состав этого типа остаточной нефти отличается от состава нефти в начале разработки.

В работе [179] приводятся кривые вытеснения и диаграммы фазовых проницаемостей для нескольких месторождений Западной Сибири и Урало-Поволжья, сложенных карбонатными породами и песчаниками с различной смачиваемостью. Оказывается, состав и свойства остаточной нефти значительно зависят от характера смачиваемости поверхности пор пород.

При вытеснении нефти из гидрофильной пористой среды реализуется режим вытеснения, близкий к «поршневному», 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 де-

вонских 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, З.А. Хабибуллина, 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 обуславливает формирование остаточной нефти в малопроницаемых прослоях и зонах.

Например, на большинстве месторождений Западной Сибири и Урало-Поволжья очень распространено обводнение скважин по отдельным наиболее проницаемым пропласткам продуктивного пласта из-за крайне неравномерной выработки послойно-неоднородных продуктивных пластов. Прорыв воды в скважины и полное их обводнение (до пределов рен-

табельной эксплуатации) в подавляющем большинстве случаев происходит задолго до достижения потенциально возможного отбора нефти из скважины.

Приведенные факторы существенно влияют на полноту выработки запасов нефти, т.е. на конечный коэффициент нефтеотдачи пластов и на условия рентабельной эксплуатации нефтяных месторождений. Так, среднепроектная нефтеотдача по месторождениям России не превышает 40–43 %. Другими словами, около 60–57 % начальных запасов нефти останутся не извлеченными. В табл. 3.1 приведены сведения о проектных коэффициентах нефтеотдачи по некоторым месторождениям страны, разрабатываемым в течение длительного времени заводнением.

Таблица 3.1

**Коэффициенты нефтеотдачи по некоторым залежам, длительно разрабатываемым на жестководонапорном режиме [51, 57, 178, 207, 229 и др.]**

Месторождение, площадь, пласт	Вязкость нефти, мПа·с	Коэффициент нефтеотдачи, доли ед.	
		проектный	текущий (процент обводненности)
Бавлинское, Д <sub>I</sub>	2,40	0,593	0,491 (91)
Альметьевская, Д <sub>I</sub> + Д <sub>0</sub>	4,00	0,548	0,427 (69)
Южно-Ромашкинская, Д <sub>I</sub>	5,00	0,543	0,414 (84)
Абдрахмановская, Д <sub>I</sub>	2,74	0,568	0,436 (80)
Миннибаевская, Д <sub>I</sub> + Д <sub>0</sub>	2,80	0,560	0,442 (84)
Мухановское (III объект), Д <sub>I</sub> + Д <sub>IV</sub>	0,77	0,590	0,520 (80)
Дмитровское, С <sub>III</sub>	1,48	0,650	0,510 (82)
Кулешовское, А <sub>IV</sub>	0,65	0,620	0,560 (94)
Туймазинское, Д <sub>I</sub>	2,55	0,608	0,541 (95)
Туймазинское, Д <sub>II</sub>	2,60	0,523	0,489 (91)
Константиновское, Д <sub>I</sub>	1,46	0,642	0,652 (93)
Леонидовское + Серафимовское, Д <sub>I</sub>	2,43	0,593	0,577 (93)
Арланская, С <sub>1-2H</sub>	18,00	0,453	0,426 (96)
Вятская, С <sub>1-2H</sub>	19,00	0,427	0,350 (92)
Арланская, С <sub>2-2K</sub>	8,00	0,247	0,042 (41)
Николо-Березовская, С <sub>1-2H</sub>	17,00	0,404	0,359 (93)
Белебеевское, Д <sub>I</sub>	4,00	0,290	0,150 (97)
Знаменское, Д <sub>I</sub>	3,80	0,310	0,240 (97)
Бобровское, А <sub>4</sub>	1,50	0,500	0,430 (75)
Бобровское, Б <sub>2</sub>	1,40	0,500	0,450 (75)
Покровское, А <sub>1,2,3</sub>	3,90	0,460	0,360 (49)
Покровское, Б <sub>2</sub>	2,90	0,600	0,600 (80)
Родинское, А <sub>3</sub>	15,00	0,150	0,040 (16)
Байтугановское, А <sub>4</sub>	63,00	0,200	0,040 (54)

Данные, приведенные в табл. 3.1, свидетельствуют о том, что высокие значения конечной нефтеотдачи пластов могут быть достигнуты при благоприятном сочетании факторов, влияющих на отдельные показатели эффективности процесса заводнения. Напротив, неблагоприятное сочетание этих факторов может уменьшить нефтеотдачу до 10–20 % [57, 179, 207, 209 и др.].

В качестве примера рассмотрим одно из самых крупных месторождений страны – Ромашкинское. Пожалуй, оно является единственным, по которому будет достигнут запланированный коэффициент нефтеотдачи 0,53, так как при обводненности добываемой жидкости 87 % по состоянию на 1.01.98 г. текущий коэффициент нефтеотдачи составил 0,49. Практически в мире нет ни одного крупного месторождения с запасами нефти, равными и даже вдвое меньшими, чем Ромашкинское, по которому добыта половина начальных геологических запасов.

За последние годы по Ромашкинскому месторождению темп падения добычи нефти заметно снизился. Так, среднегодовой темп уменьшения этого показателя за последние 10 лет составлял 5,3 %, а за последние 3 года – 2,2 %. Из него добыто на 01.97 г. 1,92 млрд. т, что составляет 92 % от запланированного начального извлекаемого запаса [51, 57]. Однако опыт разработки Ромашкинского месторождения свидетельствует об оптимистическом варианте дальнейшей его разработки. Причем, внедрение новых методов повышения нефтеотдачи позволит существенно увеличить начальные извлекаемые запасы нефти. В настоящее время за счет применения гидродинамических методов повышения нефтеотдачи ежегодно в ОАО «Татнефть» добывается 6 млн. т нефти, за счет применения других МУН – около 3 млн. т нефти [51, 57].

Несмотря на отдельные высокие показатели коэффициентов нефтеотдачи, разработка значительной части нефтяных залежей во всех странах мира с точки зрения полноты выработки запасов нефти характеризуется как неудовлетворительная. Например, в странах Латинской Америки и Юго-Восточной Азии коэффициент конечной нефтеотдачи составляет 24–27 %, в Иране – 16–17 %, в США, Канаде, странах Западной Европы, Саудовской Аравии – 33–37 %.

Остаточные запасы (неизвлекаемые) нефти достигают в разных странах в среднем 55–85% от первоначальных геологических запасов. Еще в более широком диапазоне (30–90 %) изменяются остаточные запасы по отдельным разрабатываемым месторождениям.

Острота проблемы увеличения нефтеотдачи пластов обусловлена тем обстоятельством, что при неуклонном спаде добычи нефти, истощении легко доступных активных запасов, расположенных в благоприятных природно-геологических условиях, в стране практически отсутствуют эффективные технологии по разработке трудноизвлекаемых запасов нефти. Имеющиеся инженерные решения в этом направлении в основном носят поисковый характер и, как правило, имеют ряд серьезных ограничений.

Доля активных запасов в стране, оцененная рядом авторов, не превышает 50 % от общего объема остаточных запасов нефти. Следовательно, перспектива всей нефтедобывающей отрасли и научных изысканий, в частности, связана с совершенствованием разработки залежей с трудноизвлекаемыми запасами нефти.

Решение проблемы повышения эффективности разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами связано с созданием новых и усовершенствованием существующих физико-химических методов, обеспечивающих более полное извлечение нефти и уменьшение объемов добычи попутной воды. В связи с этим важное значение приобретают методы регулирования разработки месторождений, вступающих в позднюю стадию, с высокой выработкой запасов и значительной обводненностью добываемой продукции.

В СССР и России начиная с 50-х годов стали настойчиво искать способы повышения эффективности заводнения нефтяных месторождений и увеличения конечной нефтеотдачи пластов.

В начале повышение эффективности заводнения осуществлялось в основном изменением схемы размещения водонагнетательных скважин (законтурное, осевое, блоковое, очаговое, избирательное, площадное и др.). Много внимания уделялось оптимизации давления нагнетания воды, выбору объектов разработки, повышению эффективности заводнения за счет рационального размещения добывающих скважин и др.

Результаты применения повышенных давлений на линии нагнетания, близких к горным, на Бавлинском месторождении, Абдрахмановской и других площадях Ромашкинского и Ново-Елховского, Арланского, Туймазинского месторождений показали, что с увеличением перепада давления между пластом и скважиной происходит увеличение работающей толщины и коэффициента гидропроводности пласта. Среднее увеличение работающей толщины пласта при росте давления

с 11 до 15 МПа составляет около 20 % [51, 57 и др.]. Перевод на повышенное давление скважин позволил довести суммарный прирост добычи нефти по Ромашкинскому месторождению на начало 1980 г. до  $160 \cdot 10^6$  т [51, 57, 85, 219 и др.].

В начале 60-х годов стали усиленно изучать методы улучшения нефтевытесняющей способности воды за счет добавки различных активных агентов. В качестве таких агентов стали исследовать и применять углеводородный газ, полимеры, поверхностно-активные вещества, щелочи, кислоты и др. Эти методы были направлены на устранение или уменьшение отрицательного влияния капиллярных сил и сил адгезии, удерживающих нефть в заводненных объемах пластов.

К этим способам относятся применение слабоконцентрированных растворов водорастворимых ПАВ, щелочей и полимеров, циклическое воздействие на пласт, изменение направления потоков жидкостей и другие, увеличивающие нефтеотдачу на 2–8 % [57, 121, 166, 176, 206, 207 и др.]. К наиболее высокопотенциальным относятся методы вытеснения вязкой нефти паром, внутрислоевым горением и мало вязкой нефти мицеллярными растворами, увеличивающими нефтеотдачу на 15–20 %. Эффективность метода вытеснения нефти углекислым и углеводородным газами, совмещенного с заводнением, занимает промежуточное положение (5–15 %).

С ростом обводненности добываемой жидкости эффективность приведенных выше МУН снижается и при высокой обводненности они становятся малоэффективными. Поэтому масштабы их применения к 1992–1993 гг. сократились.

Неоднородность продуктивных пластов по проницаемости, как было показано в предыдущих разделах, обуславливает то, что закачиваемая для ППД вода проходит по наиболее проницаемым пропласткам и слоям, оставляя не выработанными менее проницаемые прослои. Разработка продуктивных пластов системой скважин в условиях неоднородных пластов ведет к образованию застойных зон между скважинами (в том числе и в высокопродуктивных пластах), обуславливаемому гидродинамикой процессов вытеснения и распределением поля давлений в системе скважин. В таких измененных геолого-промысловых условиях разработки продуктивных пластов основным условием повышения эффективности их эксплуатации становится значительное снижение проницаемости обводненных наиболее проницаемых прослоев пласта с тем, чтобы направить закачиваемую воду в менее проницаемые малообводненные прослои, а также изменить распреде-

ление поля давлений с целью охвата заводнением застойных зон. В связи с этим были начаты и получили развитие лабораторные и промышленные исследования, направленные на разработку методов увеличения коэффициента охвата пластов воздействием закачиваемой водой.

Одной из первых технологий увеличения коэффициента охвата пласта воздействием на поздней стадии разработки явилась закачка в высокообводненные послойно-неоднородные пласты полимердисперсных систем (ПДС) [154], когда последовательно закачивали слабоконцентрированные растворы полимера и глинистой суспензии. В дальнейшем появилось большое количество технологий на основе использования полимеров, щелочей и ПАВ, основанных на осадкогелеобразовании в высокообводненных пластах. Одним из ранних методов было применение полиакриламида со сшивателем (ацетат хрома) и простых эфиров целлюлозы. Закачка растворов этих реагентов и систем сравнительно больших объемов (200–500 м<sup>3</sup> на 1 м толщины пласта) позволяет снизить проницаемость высокопродуктивных хорошо промытых прослоев пласта на достаточно большом расстоянии от нагнетательной скважины. Используя идею снижения проницаемости наиболее высокопроницаемых и хорошо промытых зон пласта путем создания в пористой среде неподвижных гелей и коагулирования осадкообразующими системами, начали применять более доступные и менее дорогостоящие реагенты и их композиции (жидкий нефелин, алюмохлорид, щелочные стоки производства капролактана, древесную муку, отработанную щелочь, различные вторичные материальные ресурсы (ВМР) и др.). Вслед за гелеосадкообразующими системами начали закачивать реагенты и их композиции, улучшающие нефтевытесняющие свойства воды. Все эти методы можно рассматривать как модификации способов, основанных на использовании осадкогелеобразующих и полимердисперсных систем.

Наряду с закачкой больших объемов растворов химических реагентов в последние годы начали закачивать сравнительно небольшие объемы химических реагентов, которые ведут к так называемому направленному изменению свойств призабойной зоны пласта. Одним из таких методов является применение вязкоупругих составов, представляющих собой растворы полиакриламида с повышенным содержанием сшивателя и других химических продуктов.

При разработке монолитных пластов с резкой неоднородностью по проницаемости или при наличии в разрезе двух

или более пластов (пропластков) получают применение биополимеры, гипан + жидкое стекло, управляемая гелевая система (жидкое стекло + соляная кислота), резиновая крошка, кремнийорганический продукт и другие.

В терригенных коллекторах, представленных большим количеством малопроницаемых пластов со значительным содержанием глинистых материалов, нефть вырабатывается слабо. Для их активного вовлечения в эксплуатацию разработаны различные методы: декольматация, разглинизация, воздействие на призабойную зону пласта различными волновыми и другими физическими методами в сочетании с применением химических реагентов, например, акустико-химическое воздействие (АХВ), комплексное химико-депресссионное воздействие (КХДВ). Все большее применение находят физические методы: термобароимпlosionное воздействие (ТБИВ), депрессионная перфорация (ДП), сейсмоакустическое воздействие. Эти методы применяются в нагнетательных скважинах для увеличения приемистости и выравнивания профиля приемистости, а также увеличения дебитов добывающих скважин.

В последние годы получают развитие методы увеличения нефтеотдачи с применением микроорганизмов. Их перспектива связана, в первую очередь, с простотой реализации, минимальной капиталоемкостью и экологической безопасностью.

Биотехнологические процессы в области увеличения нефтеотдачи пластов можно использовать в двух главных направлениях. Во-первых, это производство на поверхности реагентов для закачки в пласты по известным технологиям. К этому классу веществ относятся биополимеры, диоксид углерода, некоторые ПАВ, растворители, эмульгаторы и т.д. И во-вторых, использование для улучшения условий нефтевытеснения продуктов микробиологической жизнедеятельности, получаемых непосредственно в нефтеводогазосодержащих пластах.

Методы вибросейсмического воздействия на призабойные зоны скважин известны уже более 20 лет, широко испытываются на промыслах, и предварительные результаты показывают их перспективность [173].

В последние годы, благодаря созданию мощных источников вибрации и теоретической разработке основ процессов локализации и накопления энергии в заданных точках, стало возможным приступить к созданию технологий увеличения нефтеотдачи пластов, особенно истощенных в процессе раз-

работки традиционными методами. Механизм воздействия механических волн на пластовые системы и технические средства для его реализации изучаются отечественными и зарубежными авторами.

Предварительные результаты промысловых исследований показывают, что имеющиеся технические средства позволяют осуществлять воздействие целенаправленно на определенные участки пласта, охватывая весь его объем от призабойных зон скважин до наиболее удаленных участков нефтяной залежи. Это возможно при одновременном использовании нескольких поверхностных и скважинных источников вибрации. Существуют источники, основанные на различных принципах создания вибрации и передачи ее земной толще. Группирование наземных и скважинных генераторов вибрации позволяет фокусировать колебания и за счет интерференции осуществлять мощное воздействие в той или иной точке пласта. При этом недостатки тех или других генераторов как бы устраняются, а преимущества используются более полно, о чем свидетельствует мировой опыт.

Как видно из приведенного краткого обзора, за последние годы исследователями в содружестве с промышленными инженерами выполнены значительные работы по созданию новых технологий увеличения нефтеотдачи пластов, достаточно эффективные в условиях высокой обводненности нефтяных залежей.

Анализ результатов промысловых испытаний новых способов увеличения нефтеотдачи заводненных пластов показывает, что для залежей, находящихся на поздней стадии разработки, наиболее перспективными являются физико-химические, гидродинамические, волновые и микробиологические методы воздействия на пласт. Применение указанных методов воздействия на обводненные пласты может привести к повышению коэффициента вытеснения нефти из пористой среды или к увеличению коэффициента охвата воздействием закачиваемой водой, или одновременному увеличению как коэффициента вытеснения, так и охвата воздействием.

Таким образом, МУН пластов на поздней стадии заводнения залежей можно разделить на три группы:

- 1) методы, направленные на увеличение коэффициента вытеснения нефти из пористой среды путем улучшения нефтеотмывающих свойств закачиваемой воды;
- 2) методы, направленные на повышение охвата залежи воздействием воды;
- 3) методы комплексного воздействия на залежь, позво-

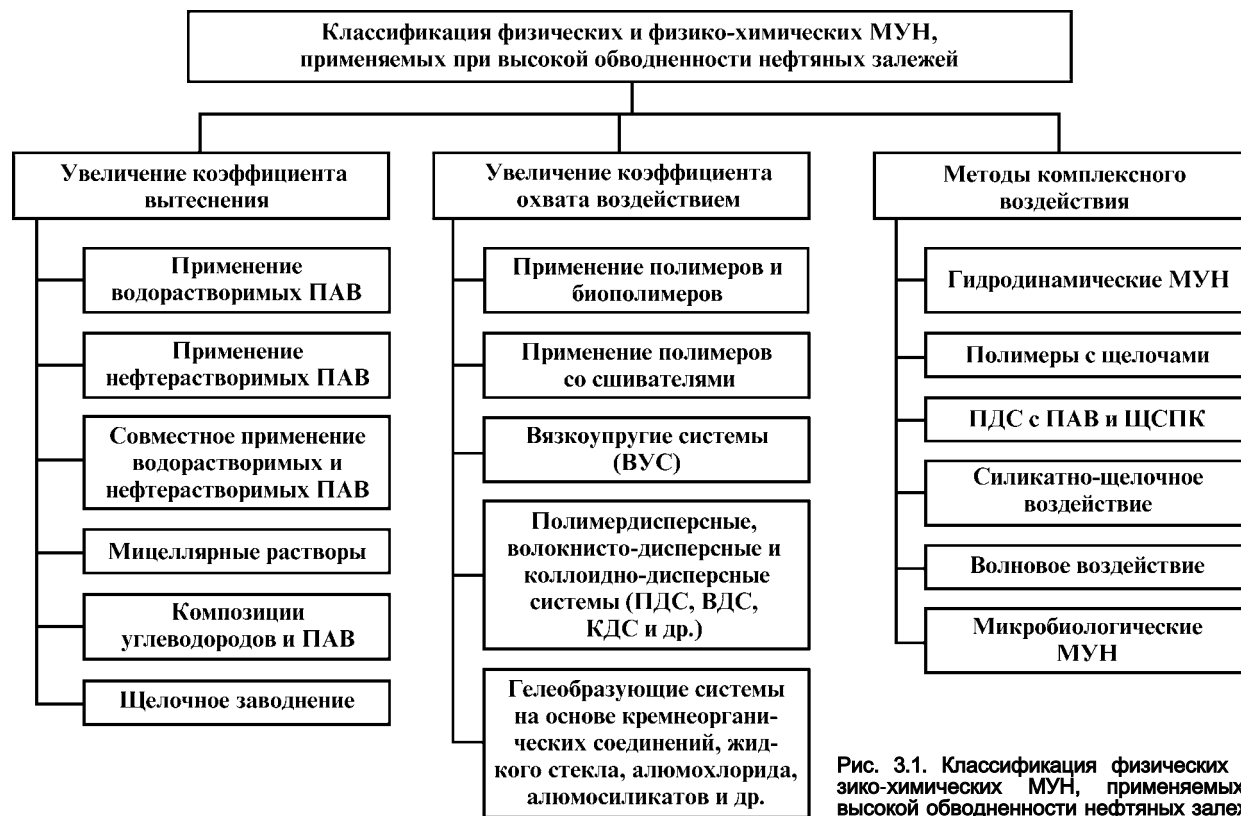


Рис. 3.1. Классификация физических и физико-химических МУН, применяемых при высокой обводненности нефтяных залежей

ляющие одновременно увеличить как коэффициент вытеснения нефти, так и охват пласта воздействием.

Методы увеличения коэффициента вытеснения нефти с использованием различных химических продуктов применяются на начальных стадиях разработки месторождений. На Ромашкинском месторождении в этот период основное внимание уделялось увеличению коэффициента вытеснения с применением ПАВ, щелочей, кислот и растворителей. В данном направлении достигнуты определенные успехи [51].

При использовании второй группы методов, основанных на повышении фильтрационного сопротивления обводненных зон нефтеводонасыщенного коллектора, применяют полимеры, полимеры со сшивателями, полимердисперсные системы (ПДС), коллоидно-дисперсионные системы (КДС), волокнисто-дисперсные системы (ВДС) и другие осадкогелеобразующие композиции. Эти методы наиболее широко начали применяться на поздней стадии разработки месторождений, что связано со снижением эффективности гидродинамических и ряда физико-химических методов на основе ПАВ, кислот и щелочей.

Комплексное воздействие на нефтеводонасыщенный коллектор достигается при использовании следующих технологий:

- 1) закачка алкилированной серной кислоты (АСК);
- 2) щелочно-силикатное и щелочно-полимерное заводнение, применение тринатрийфосфата;
- 3) комбинированные технологии, основанные на закачке ПДС с поверхностно-активными веществами и щелочами, ПДС – СТА (стабилизированный тощий абсорбент) и др.;
- 4) методы, основанные на совместной закачке полимеров, ПАВ, кислот, щелочей и растворителей;
- 5) совместное использование физических методов (акустическое воздействие, вибровоздействие) и нефтевытесняющих агентов;
- 6) гидродинамические МУН.

Исходя из этих соображений автор в соавторстве с А.Ш. Газизовым и С.Р. Смирновым предложили классификацию МУН, перспективных для применения в условиях высокой обводненности нефтяных залежей по механизму воздействия на залежь и остаточную нефть (рис. 3.1).

Рассмотрим более подробно некоторые из МУН, прошедших широкие промысловые испытания и показавших достаточно высокую технологическую и экономическую эффективность.

### **3.2. МЕТОДЫ, ОСНОВАННЫЕ НА УВЕЛИЧЕНИИ КОЭФФИЦИЕНТА ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ИЗ ПОРИСТОЙ СРЕДЫ**

#### **ПРИМЕНЕНИЕ ВОДОРАСТВОРИМЫХ ПАВ**

**[40, 57, 81, 121, 157, 159, 176, 184, 207, 229 и др.]**

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 и нашла свое отражение в работах Г.А. Бабалаяна, А.Т. Горбунова, Ш.К. Гиматудинова, В.В. Девликамова, К.Ф. Жигача, М.М. Кусакова, Ф.И. Котяхова, И.И. Кравченко, И.Л. Мархасина, М.Л. Сургучева, А.Б. Ту-масына и др.

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 ( $\sigma \cos\theta$ ) уменьшается в 8–10 раз. Исследования БашНИПИнефти показали, что оптимальной массовой концентрацией неионогенных ПАВ в воде следует считать 0,05–0,1 % [206, 207, 176].

При вытеснении нефти растворами ПАВ последние могут диффундировать 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

ние 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 структурно-механические свойства нефтей.

Вытеснение нефти водным малоцентрированным раствором ПАВ при начальной нефтенасыщенности и сниженном межфазном натяжении приводит к уменьшению объема нефти, заблокированной водой в крупных порах заводненной части пласта, но не существенному.

Проведенные в ТатНИПИнефти, СибНИИНП и ВНИИнефти 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 % [176 и др.].

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 довытеснения 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 сопоставления 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 малоцентрированных 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 [121].

В АО «Татнефть» по объемам внедрения метод заводнения с применением ПАВ находится на втором месте после закачки серной кислоты. Всего на месторождениях Татарстана закачено 56 тыс. т водорастворимых и 17 тыс. т маслорастворимых 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 [57].

Метод заводнения нефтяных залежей с применением ПАВ имеет ряд недостатков [52, 112, 184, 207 и др.]. Самый большой недостаток заводнения малоцентрированными 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 [207] со следующими направлениями:

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

- 2) нагнетание слабоцентрированных (0,05–0,5 %) и высокоцентрированных (1–5 %) растворов для освоения плотных глинистых коллекторов.

**ПРИМЕНЕНИЕ НПАВ В КОМПОЗИЦИИ  
С ИНГИБИТОРАМИ ХИМИЧЕСКОЙ  
ДЕСТРУКЦИИ [60, 112, 223 и др.]**

Технология увеличения нефтеотдачи пластов на основе ПАВ хорошо сочетается с обычным заводнением, не требует больших капитальных вложений, способствует устранению ряда осложнений в добыче нефти.

Однако широко используемые неионогенные ПАВ для улучшения процессов вытеснения нефти имеют серьезные недостатки, такие как:

1) происходит адсорбция ПАВ на поверхности породы. Величина адсорбции ПАВ зависит от химического состава пород. В ходе промысловых экспериментов на одном из участков Арланского месторождения в оценочной скв. 7533, пробуренной на расстоянии 130 м от нагнетательной скважины, после прокачивания одного объема пор 0,05%-ного раствора ОП-10 содержание ПАВ в добываемой воде не обнаружено [112];

2) водные растворы индивидуальных ПАВ характеризуются достаточно большим межфазным натяжением на границе с нефтью;

3) высокая чувствительность к составу и свойствам пластовых вод (содержание кислорода, микроорганизмов и механических примесей), которые могут свести эффект к нулю, вследствие разрушения раствора [223];

4) недостаточная стабильность ПАВ, возможность их деструкции под воздействием различных факторов.

Важнейшим показателем, характеризующим способность неионогенных ПАВ сохранять химический состав, структуру и физико-химические свойства при воздействии пластовой воды и нефтеносной породы, а также термобарических условий пласта, является стабильность. Знание этого вопроса важно при разработке эффективных нефтевытесняющих композиций с целью увеличения нефтеотдачи пластов. Поэтому определение химической стабильности различных НПАВ (например, АФ<sub>9-12</sub>, АФ<sub>9-6</sub> и др.) в условиях, близких к пластовым, оценка количества оставшегося НПАВ и химического состава продуктов разложения является важной и актуальной. В связи с этим в БашНИПНефти и б. НПО «Союзнефтеотдача» были выполнены [223] исследования стабильности ПАВ в пластовых условиях.

Экспериментально показано, что в результате частичного

разрушения Неонола АФ<sub>9-12</sub> происходит снижение поверхностной активности его водного раствора.

Разработка технологически эффективного и экономически выгодного способа заводнения с применением НПАВ с целью увеличения нефтеотдачи пластов остается одной из главных задач в разработке нефтяных месторождений. Применение поверхностно-активных веществ должно проводиться по хорошо продуманной методике, на основе тщательных лабораторных и теоретических исследований. Только в этом случае может быть получен максимальный технологический эффект. Особое внимание следует обращать на предотвращение химической деструкции НПАВ и на уменьшение адсорбции на поверхности пород.

Подбор реагентов-стабилизаторов и разработка методов защиты НПАВ от деструкции основаны на ингибировании каталитической активности компонентов пластовой среды введением в состав нефтewытесняющих композиций электронодонорных и электроноакцепторных добавок. В качестве возможных стабилизаторов проверялись различные химические реагенты и отходы химических и нефтехимических производств [223].

В НИИнефтеотдаче изучено и испытано в качестве возможных добавок несколько десятков химических реагентов. Испытания композиций на основе НПАВ проводились путем моделирования геолого-физических условий пластов с использованием породы и пластовой воды конкретных месторождений.

С учетом полученных результатов лабораторных исследований для слабопроницаемых карбонатных коллекторов каширо-подольских отложений Вятской площади Арланского месторождения институтом НИИнефтеотдача была предложена композиция на основе НПАВ Неонола АФ<sub>9-12</sub> с добавкой технических лигносульфонатов и Проксамина [112].

Технические лигносульфонаты являются дешевыми отходами многотоннажного лесохимического производства, добавка их позволяет снизить химическую деструкцию Неонола АФ<sub>9-12</sub> для данного объекта с 33 до 8 % и адсорбцию на 40 %, повысить нефтewытесняющую способность на 20–30 %. Проксамин позволяет в данной композиции снизить температуру застывания Неонола АФ<sub>9-12</sub> и способствует его лучшему растворению в промысловой сточной воде.

Приведенная композиция на основе НПАВ испытана на трех опытных участках Вятской площади Арланского место-

рождения, включающих 18 нагнетательных и 71 добывающих скважин [112].

Первый цикл работ был начат в 1988 г, закачано 418 т Неонола АФ<sub>9-12</sub>, 111 т лигносульфонатов, 21 т Проксамина. Второй цикл продолжен с 1989 г., закачано 1071 т Неонола АФ<sub>9-12</sub>, 289 т лигносульфонатов, 91 т Проксамина.

Закачка композиции НПАВ осуществлялась автономно одновременно во все нагнетательные скважины опытного участка.

Анализ разработки опытных участков показал следующее:

1) в течение длительного времени (несколько лет) добывающие скважины работали с меньшей обводненностью добываемой продукции, чем в начале эксперимента;

2) наблюдалось увеличение дебитов добывающих и приемистости водонагнетательных скважин;

3) произошло выравнивание профилей приемистости водонагнетательных скважин;

4) уменьшено количество попутно добываемой воды;

5) объем дополнительно добытой нефти составил 135 тыс. т, что соответствует минимальному приросту коэффициента нефтеотдачи 1– 2 %.

Таким образом, промысловый эксперимент в условиях карбонатных коллекторов Вятской площади показал перспективность использования композиции на основе НПАВ и ингибиторов химической деструкции в технологиях увеличения нефтеотдачи пластов.

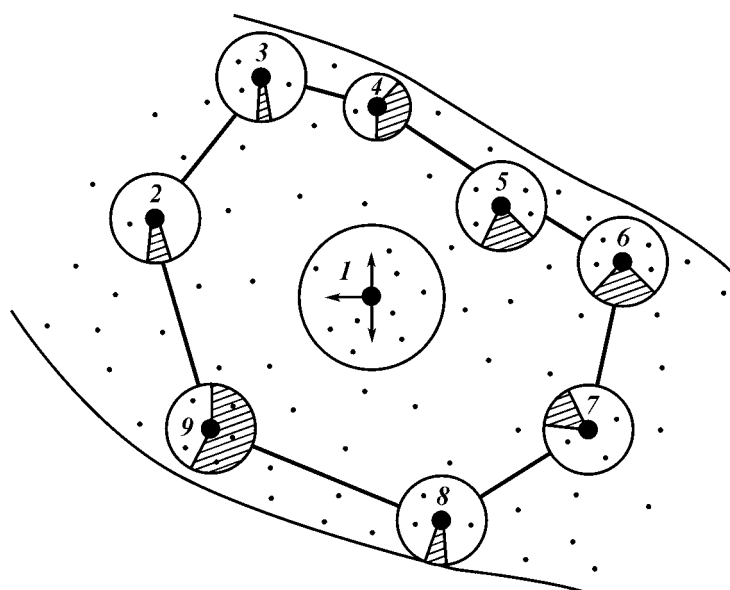
#### **ПРИМЕНЕНИЕ МАСЛОРАСТВОРИМЫХ ПАВ [57]**

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 нефтewытесняющей 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 оказа-



**Рис. 3.2.** Опытный участок Ташлиярской площади по закачке ПАВ АФ<sub>6</sub>:  
1–9 – условные номера скважин; заштрихована доля нефти в добываемой продукции скважин

лась 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 Ташлиарской площади Ромашкинского месторождения представлена на рис. 3.2.

Закачка водной дисперсии ПАВ АФ<sub>6</sub> 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 мкм<sup>2</sup>.

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

Дополнительная добыча нефти на опытном участке составила 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.

#### **КОМПОЗИЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ И ПАВ СНПХ-9630 И СНПХ-9633 [168, 195, 196]**

В течение ряда лет в различных научно-исследовательских институтах проводятся исследования по изысканию способов воздействия на обводненные нефтяные залежи с целью улучшения приемистости водонагнетательных скважин, уменьшения обводненности добывающих скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Один из таких способов обработки нагнетательных скважин для увеличения добычи нефти из обводнившихся пластов основан на использовании реагентов СНПХ-9630 или СНПХ-9633, которые представляют собой смеси ПАВ различных типов и углеводородных растворителей. Каждая из этих композиций выпускается в промышленности в виде нескольких модификаций (марок), которые различаются по составу и позволяют адаптировать реагенты к различным геолого-физическим условиям разработки залежей.

Композиции СНПХ-9630 и СНПХ-9633 при контакте с водой определенного состава как в свободном объеме, так и в

пористой среде быстро образуют гелеобразные «твердоподобные» эмульсионные системы с внешней углеводородной фазой. Такие системы устойчивы к размыванию водой и разрушаются под действием нефти. Кроме того, эти композиции обладают гидрофобизирующим действием, высокой растворяющей способностью по отношению к асфальтосмолопарафиновым образованиям.

При закачке углеводородных композиций ПАВ в пласт через нагнетательные скважины они, взаимодействуя с водой, находящейся в промытых зонах, образуют высоковязкие эмульсии, снижающие проницаемость обводненных слоев. В результате поступающая следом закачиваемая вода попадает в низкопроницаемые нефтенасыщенные зоны, не охваченные ранее воздействием.

Технология увеличения добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов с помощью реагентов СНПХ-9630 и СНПХ-9633 использовалась [196] на Северо-Альметьевской, Альметьевской, Березовской, Южно-Ромашкинской и других площадях Ромашкинского месторождения. Объектами воздействия были девонские продуктивные пласты, породы которых представлены неоднородными нефтеносными заглинизированными песчаниками, чередованием песчаников и алевролитов. Проницаемость коллекторов колебалась в интервале 0,284–1,353 мкм<sup>2</sup>, пористость составляла 18–22 %, коэффициент расчлененности 1,2–6,0. Толщина интервала перфорации продуктивных пластов изменялась от 1,2 до 20,5 м. Опытные участки включали, как правило, одну нагнетательную и несколько (2–7) гидродинамически связанных с ней добывающих скважин.

Закачка углеводородной композиции ПАВ проводилась в нагнетательные скважины, работающие как на сточной, так и пресной воде с приемистостью 118–568 м<sup>3</sup>/сут. При проведении работ используются обычный цементировочный агрегат ЦА-320, цистерны для транспорта и емкости для технологических жидкостей. Рекомендуемый объем закачки композиций составляет 4–10 м<sup>3</sup> на 1 м перфорированной толщины пласта, но не менее 25–30 м<sup>3</sup> на одну скважино-обработку. Продвижение реагента по пласту осуществляется закачиваемой водой. Если закачиваемая вода пресная, то после введения углеводородной композиции ПАВ в пласт закачивается буферная оторочка минерализованной воды в количестве 140–300 м<sup>3</sup>.

Скважина пускается в работу от КНС после выдержки времени на гелеобразование в течение 24–48 ч.

Таблица 3.2

Номер нагнетательной скважины	Количество закачанного реагента, м <sup>3</sup>	Показатели работы участка				Дополнительная добыча нефти, т	Продолжительность эффекта, мес
		до обработки		после обработки			
		Дебит жидкости, т/сут	Обводненность, %	Дебит жидкости, т/сут	Обводненность, %		
21315	23	30,9	61,5	24,6	54,0	2476	34
21433	52	33,6	85,7	35,4	77,9	2031	39
21158	52	7,8	70,6	26,8	77,6	3742	35
20937	29	66,7	91,0	49,5	84,2	706	17
6142a	58	4,0	77,5	9,4	83,7	47	1
6594a	58	6,1	56,8	7,4	60,8	3564	37
6490	44	94,1	98,0	113,9	96,9	4289	84
28712	51	202,2	99,0	203,2	96,7	1709	19

Результаты работ по некоторым опытным участкам Ромашкинского месторождения приведены в табл. 3.2.

Как видно из данных табл. 3.2, дополнительная добыча нефти и снижение обводненности добываемой жидкости по опытным участкам изменяются в широких пределах. Очевидно, это связано с тем, что основным в механизме увеличения добычи нефти является восстановление приемистости водонагнетательных скважин и очистка загрязненных интервалов перфорированной толщины пласта. К сожалению, в работе [196] не проводят сравнение профилей приемистости до и после закачки углеводородной композиции ПАВ с профилями приемистости, снятыми в момент пуска нагнетательных скважин в эксплуатацию.

#### **МИЦЕЛЛЯРНЫЕ РАСТВОРЫ (МР) [57, 206, 207, 209 и др.]**

Водные растворы современных индивидуальных водорастворимых ПАВ, находящие самостоятельное промышленное применение для уменьшения остаточной нефтенасыщенности пластов, способны снижать межфазное натяжение на контакте нефть-вода лишь до 7 – 8,5 мН/м [176, 207, 209].

Такой раствор, как показывают многочисленные лабораторные исследования, не может существенно уменьшить остаточную нефтенасыщенность после обычного заводнения пласта. Как видно из результатов лабораторных экспериментов [207], 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 расщеплении 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 мицеллярными 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. 3.3 приведены диапазоны изменения содержания основных компонентов устойчивых мицеллярных растворов трех категорий, разработанных в настоящее время.

Как видно из табл. 3.3, устойчивые мицеллярные растворы можно получить при широком изменении содержания отдельных компонентов. Особенно важно, что мицеллярные

Таблица 3.3

**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

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 (МР) были начаты в 1979–1983 гг. на Ромашкинском месторождении (пласт Д<sub>1</sub> на Южно-Ромашкинской и Азнакаевской площадях) [57].

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

Перед проведением промышленных экспериментов по испытанию МР 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 доотмыве 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 м<sup>3</sup> использованных сульфонатов составил 22,1 м<sup>3</sup>.

Нагнетание мицеллярного раствора вязкостью 16 мПа·с вызвало снижение приемистости до 80–100 м<sup>3</sup>/сут, а давление на устье возросло до 18–20 МПа. Дополнительная добыча нефти, определенная по характеристикам вытеснения, составила 3,6 тыс. т [57].

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 мицеллярного 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 языкообразному движению фронта вытеснения по площади пласта. Все это привело к низкой эффективности проведенных работ.

Следует отметить, что большое количество промышленных экспериментов по применению МР 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.

### **3.3. МЕТОДЫ, ОСНОВАННЫЕ НА УВЕЛИЧЕНИИ КОЭФФИЦИЕНТА ОХВАТА ПЛАСТА ВОЗДЕЙСТВИЕМ**

#### **ПРИМЕНЕНИЕ ПОЛИМЕРОВ [8, 121, 135, 166, 184, 227, 224, 236 и др.]**

Полимерное заводнение пластов является одним из основных физико-химических методов увеличения нефтеотдачи. Его применение основано на способности полимера даже при малых концентрациях существенно повышать вязкость воды, снижать ее подвижность и за счет этого повышать охват пласта заводнением.

Основное и самое простое свойство полимеров заключается в загущении воды. При массовом содержании их в растворе 0,01— 0,1 % вязкость ее увеличивается до 3— 4 мПа·с. Это приводит к такому же уменьшению соотношения вязкости нефти и воды в пласте и сокращению условий прорыва воды, обусловленных различием вязкостей или неоднородностью

пласта по проницаемости. В процессе фильтрации полимерных растворов в пористой среде они приобретают кажущуюся вязкость, которая может быть в 10–20 раз выше вязкости, замеренной вискозиметром. Поэтому полимерные растворы рационально применять в неоднородных пластах, а также при повышенной вязкости нефти с целью увеличения охвата их заводнением и улучшения полноты вытеснения нефти из пористой среды.

Научные и технологические основы применения полимеров широко исследованы и изложены в трудах многих авторов [121, 184, 166, 236 и др.].

Полимерный раствор обладает свойствами неньютоновских жидкостей: пропускная способность пористой среды для водного раствора полимера уменьшается гораздо сильнее, чем увеличивается его вязкость по сравнению с водой. Это явление характеризуется «фактором сопротивления»  $R$  и описывается отношением коэффициента подвижности для воды к коэффициенту подвижности полимерного раствора:

$$R = \frac{k_{\text{в}} / \mu_{\text{в}}}{k_{\text{п}} / \mu_{\text{п}}}, \quad (3.1)$$

где  $k_{\text{в}}$  и  $k_{\text{п}}$  — коэффициенты проницаемости пористой среды соответственно для воды и раствора полимера,  $\text{мкм}^2$ ;  $\mu_{\text{в}}$  и  $\mu_{\text{п}}$  — соответственно вязкость воды и кажущаяся вязкость раствора полимера при фильтрации в пористой среде,  $\text{МПа}\cdot\text{с}$ .

Другой важнейшей характеристикой полимерного раствора является «остаточный фактор сопротивления»  $R_{\text{ост}}$ , определяемый как отношение подвижности воды до и после фильтрации раствора полимера в пористой среде, т.е.

$$R_{\text{ост}} = \frac{k_{\text{в}} / \mu_{\text{в}}}{k_{\text{пв}} / \mu_{\text{пв}}}, \quad (3.2)$$

где  $k_{\text{в}}$  и  $k_{\text{пв}}$  — соответственно коэффициенты проницаемости пористой среды для воды до и после фильтрации раствора полимера,  $\text{мкм}^2$ ;  $\mu_{\text{в}}$  и  $\mu_{\text{пв}}$  — соответственно вязкости для воды до и после фильтрации раствора,  $\text{МПа}\cdot\text{с}$ .

Возникновение «остаточного сопротивления» объясняется адсорбцией полимера в пористых средах и проявляется даже после полного вытеснения из них раствора полимера.

Эффективность использования водорастворимых полимеров и композиций на их основе зависит как от геолого-

физических характеристик продуктивных пластов и оптимальности технологических решений при закачке растворов, так и от свойств полимера и других соответствующих закачиваемых в пласт систем. Существенно влияют на свойства полимеров в пластовых условиях температура, состав пластовых вод, сдвиговое напряжение, бактериальное воздействие, как правило, приводящие к ухудшению эксплуатационных свойств закачиваемых растворов.

В настоящее время разработаны и успешно применяются следующие основные технологии увеличения нефтеотдачи пластов с использованием полимеров:

- 1) закачка индивидуальных растворов полимера (полимерное заводнение);
- 2) воздействие на пласт с использованием «сшитых» полимеров;
- 3) полимерное заводнение в сочетании с вязкоупругими составами (ВУС);
- 4) воздействие на призабойную зону пласта ВУС;
- 5) полимерное заводнение в сочетании с другими физико-химическими методами.

Зная проницаемость пропластков неоднородного пласта и определив экспериментально факторы сопротивления, обеспечиваемые в каждом пропластке раствором полимера полученной концентрации, можно определить количество полимера, необходимое для выравнивания профиля приемистости, по методике В.Г. Оганджянца [227]:

$$G_{\text{ПАА}} = C_0 V_{\text{ПАА}}. \quad (3.3)$$

Здесь  $G_{\text{ПАА}}$  – количество полимера;  $C_0$  – концентрация раствора полимера, т/м<sup>3</sup>;  $V_{\text{ПАА}}$  – объем оторочки раствора полимера, необходимой для закачки, м<sup>3</sup>.

Объем оторочки  $V_{\text{ПАА}}$  определяется из следующего соотношения:

$$V_{\text{ПАА}} = \pi r_n^2 \frac{R_n^2}{K_n^2} \sum_{i=1}^n \frac{k_i^2}{R_i^2} h_i m_i, \quad (3.4)$$

где  $i = 1, 2, \dots, n$  – номера пропластков в порядке возрастания проницаемостей;  $r_n$  – радиус (зоны) высокопроницаемого слоя, в пределах которой происходит замещение пластовых жидкостей раствором полимера, принимается равным толщине пласта, м;  $R_i, R_n$  – факторы сопротивления  $i$ -го и  $n$ -го прослоев соответственно;  $k_i$  и  $k_n$  – проницаемость  $i$ -го и  $n$ -го слоев соответственно, мкм<sup>2</sup>;  $h_i$  – толщина  $i$ -го прослоя, м;  $m_i$  – пористость  $i$ -го прослоя, доли единицы.

Существуют три условных времени начала закачки полимерного раствора:

- 1) с самого начала разработки месторождения;
- 2) на поздней стадии разработки месторождения при обводненности продукции скважин на 95– 100 %;
- 3) на промежуточной стадии разработки после прекращения безводного дебита.

Обобщение теоретических, лабораторных и промысловых исследований по применению полимеров для увеличения нефтеотдачи пластов в нашей стране проведено в работах [121, 135, 166, 184, 227 и др.].

Из всех использованных водорастворимых синтетических полимеров широко применяются полимеры на основе полиакриламида (ПАА). Установлено, что оптимальное содержание полимера в растворе составляет от 0,01 до 0,15 %; при этом оптимальный объем оторочек достигает 20– 40 % от объема пор пласта.

Технологии полимерного воздействия испытаны и применяются в промышленных масштабах на месторождениях Самарской области, республик Башкортостана, Татарстана и

Таблица 3.4

**Результаты полимерного заводнения на некоторых месторождениях России [143]**

Месторождение	Пласт	Год начала реализации	Число скважин под воздействием		Удельная эффективность, т/т
			нагнетательных	добывающих	
Орляное	A <sub>3</sub> A <sub>4</sub>	1969	9	35	1551
Сосновское	A <sub>3</sub> A <sub>4</sub>	1978	15	31	191
Дерюжевское	A <sub>2</sub> A <sub>3</sub>	1987	3	15	721
	B <sub>2</sub> B <sub>1</sub>	1983	13	36	4950
Радаевское	B <sub>2</sub>	1991	6	36	1031
Козловское	A <sub>4</sub>	1985	6	23	10 000
Кулешовское	A <sub>0</sub> A <sub>1</sub> A <sub>2</sub>	1983	5	29	11 571
Ромашкинское	бобриковский горизонт	1981	—	—	493
Арланское	бобриковский горизонт	1981	8	46	125

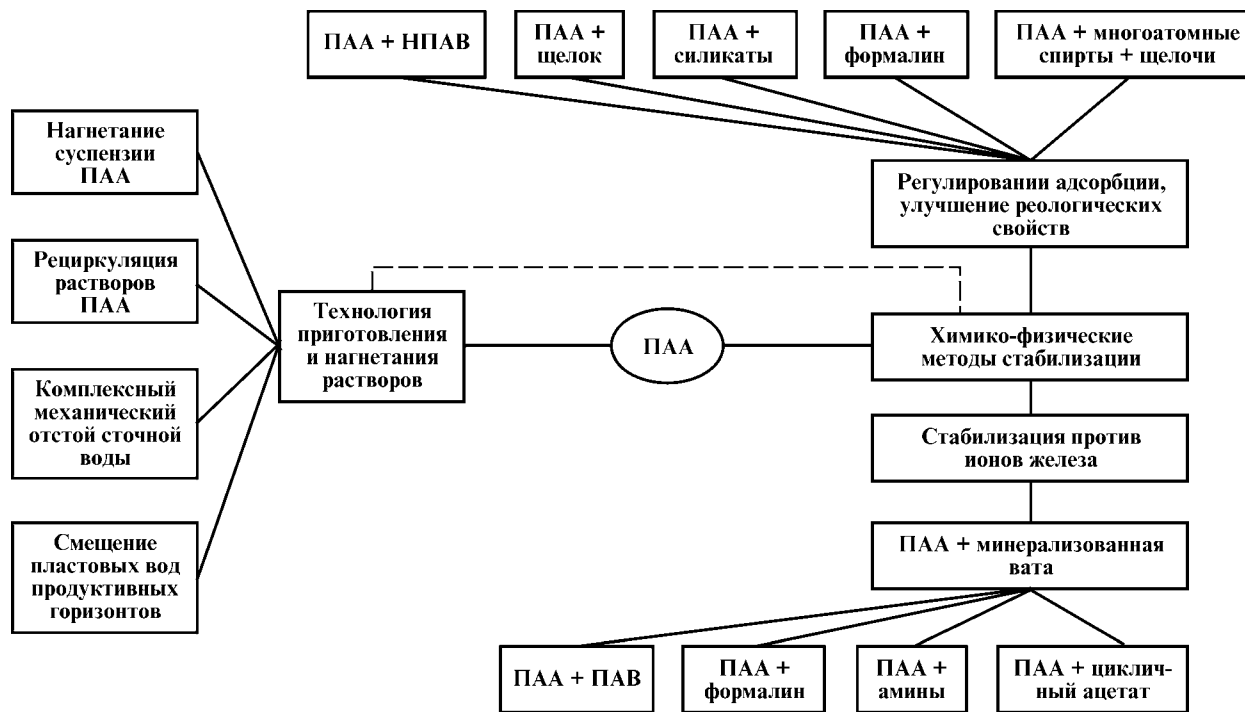


Рис. 3.3. Совершенствование процесса взаимодействия ПАА [по 128 и 141]

Удмуртии, Западной Сибири и других нефтедобывающих регионов страны.

Закачка полимерных растворов осуществлялась на объектах, расположенных в различных нефтегазоносных провинциях. Пласты были представлены терригенными и карбонатными коллекторами, различались по проницаемости (0,075–0,96 мкм<sup>2</sup>), вязкости нефти в пластовых условиях (2,1–36,0 мПа·с), пластовой температуре (24–68 °С). Полимерное заводнение применялось на различных стадиях разработки месторождений. Результаты промышленного применения полимеров на наиболее крупных объектах, заимствованные из работы [236], представлены в табл. 3.4.

Полимерное заводнение — один из эффективных методов увеличения конечной нефтеотдачи пластов и ограничения объемов попутно добываемой воды. Область применения его весьма широка.

Повышение эффективности полимерного заводнения в будущем связано с улучшением реологических свойств и стойкости в условиях полимерных растворов нефтегазоводонасыщенных пластов. В этом направлении выполнены значительные работы в БашНИПИнефти [8, 184]. На рис. 3.3 представлены возможные варианты совершенствования процессов воздействия на пласт с применением ПАА.

#### **ПРИМЕНЕНИЕ ЭФИРОВ ЦЕЛЛЮЛОЗЫ [51, 57, 204]**

В семидесятые годы учеными ТатНИПИнефть и объединения Татнефть предложены технологии повышения нефтеотдачи пластов с использованием составов на основе экологически безвредных простых эфиров целлюлозы (ЭЦ), в частности метилметилцеллюлозы, оксиэтилцеллюлозы, гидроксиэтилцеллюлозы, карбоксиметилцеллюлозы и др. Достоинством методов является возможность их применения на высокообводненных залежах, находящихся в поздней стадии разработки, а также простота исполнения и достаточно высокая эффективность.

Водные растворы эфиров целлюлозы обладают связывающей, эмульгирующей, смачивающей и адгезионной способностями и имеют вязкость от 4 до 300 мПа·с. В скважину эфиры целлюлозы закачиваются в виде дисперсии.

В пласте под действием различных факторов (температура, изменения pH, ионы металлов, содержащиеся как в воде, на которой производится приготовление раствора, так и в пластовой) происходит загущение закачиваемой воды (растворов

эфиров целлюлозы) вплоть до образования гидрогелей различной степени подвижности. Добавление в раствор сшивателя (ионов металлов) позволяет целенаправленно регулировать свойства раствора. Благодаря этому технология применима на любой стадии разработки.

При применении эфиров целлюлозы без сшивателя на относительно ранней стадии заводнения происходит загущение закачиваемой воды без образования гидрогеля. На этой стадии из-за снижения подвижности закачиваемого агента происходит общее выравнивание фронта вытеснения нефти без языкообразного прорыва воды. В результате повышается степень охвата пласта заводнением.

На поздней стадии разработки при высокой степени обводненности продуктивного пласта под воздействием ионов металлов, содержащихся в пластовой воде, происходит образование гидрогеля. Подвижность геля снижается, особенно на участках, где закачивается пластовая (сточная) вода, и при приготвлении раствора эфиров целлюлозы на минерализованной воде. Для образования более стойких (неподвижных) гидрогелей могут применяться сшиватели.

В результате образования малоподвижных и неподвижных гелей происходит блокирование поступления воды в промытые зоны пласта и направление закачиваемой воды в зоны, слабо охваченные воздействием. Благодаря закачке довольно больших объемов растворов целлюлозы (2000 м<sup>3</sup> и более) перераспределение фильтрационных потоков происходит не только в призабойной зоне скважины, но и на достаточно большом удалении от скважины.

Закачка растворов эфиров целлюлозы произведена на нескольких участках Ромашкинского месторождения, результаты добычи нефти из которых доказали высокую эффективность технологии. Дополнительная добыча нефти на 1 тонну реагента составила 408 т.

Проведенные промысловые испытания растворов эфиров целлюлозы показали высокую эффективность их применения на поздней стадии разработки при высокой обводненности добываемой жидкости (до 95 %).

Для более широкого применения эфиров целлюлозы на месторождениях ОА «Татнефть» создано совместное предприятие «Татольпетро» с французской компанией «Тотал». Выбрано несколько высокоэффективных реагентов, поставку которых обеспечивает французская фирма. Наилучшими вязкостными свойствами обладают оксиэтилцеллюлоза марки NATROSOL 250 HHR-P, этилоксиэтилцеллюлоза марки

BERMOCOLL E-FQ, метилцеллюлоза марки BENECEL MP874. Вязкость растворов оксиэтилцеллюлозы увеличивается при повышении минерализации воды. Выявлено, что растворы этилоксиэтилцеллюлозы не обладают свойствами образовывать гели. Растворы метилцеллюлозы образуют гели при температуре 65–70 °С. При добавлении минерализованной воды температура гелеобразования уменьшается до 32–35 °С.

По результатам проведенных исследований к применению рекомендованы составы на основе оксиэтилцеллюлозы марок CELLOSIZЕ HEC-10, NATROSOL 250 HHR-P и метилцеллюлозы марок CULMINAL 3000 P, MS 400 PS, CULMINAL 7000 PF и COURGEL.

#### **ПРИМЕНЕНИЕ ВОЛОКНИСТО-ДИСПЕРСНОЙ СИСТЕМЫ (ВДС) [15]**

Технология увеличения конечного коэффициента нефтеотдачи высокообводненных послойно-неоднородных пластов с применением волокнисто-дисперсной системы (ВДС) заключается в последовательно чередующейся закачке в пласт через нагнетательные скважины водных суспензий древесной муки и глины. Древесная мука (ДМ), поступающая в высокопроницаемые прослойки неоднородного пласта, благодаря наличию на своей поверхности тончайших волокнистых ответвлений – фибрилл, за счет сил физического взаимодействия закрепляется на стенках пор. Более мелкие частицы глины, при нагнетании их вслед, задерживаются фибриллами древесной муки, в результате чего образуется стойкая к размыву структурированная волокнисто-дисперсная система и уменьшается сечение промытых каналов породы пласта. С течением времени древесная мука и глина предельно набухают, усиливая закупоривающий эффект.

Древесная мука в отличие от других применяемых реагентов или материалов в технологиях по увеличению нефтеотдачи пластов (полиакриламида, карбоксиметилцеллюлозы и др.) не подвергается деструкции, не обладает биоцидными свойствами, экологически чиста и ее производство основано на использовании ресурсообеспеченных материалов. Технология эффективна при любой минерализации и температуре пластовых вод, может применяться в пластах как порового, так и трещиновато-порового типа.

Как показали исследования, применение ДМ с массовым содержанием свыше 1,5 % нецелесообразно из-за резкого увеличения вязкости системы и значительного ухудшения фильтруемости. Вязкость водных суспензий 0,2–0,5%-ной

концентрации по массе составляет при температуре 20–25 °С от 20 до 60 мПа·с. Проведенные эксперименты [15] показали, что ВДС имеет высокие структурно-механические характеристики, а именно: адгезия к породе пласта составляет 0,3–2,9 кПа, статическое напряжение сдвига – 0,2–2,3 Н/м. Указанные характеристики обеспечивают стойкость системы в пластовых условиях в течение длительного времени.

В технологии ВДС используются следующие материалы и химические продукты:

1) в качестве волокнистого материала применяется древесная мука марок 120, 140, 160, 180, 200 (ГОСТ 16361–87), которая до ее использования должна храниться в условиях, не допускающих увлажнения;

2) глинопорошок по ОСТ 39-202–86 и ТУ 39-043–74, используемый при приготовлении буровых растворов. При отсутствии глинопорошка может быть использована карьерная глина, хорошо распускаемая в воде;

3) для приготовления суспензии глины и волокнистого материала используется вода техническая (ГОСТ 24902–81) или промышленная сточная вода системы ППД (ОСТ 39-225–88).

Для приготовления суспензии глинистого и волокнистого материала используются обычные технические средства, имеющиеся в распоряжении нефтегазодобывающих предприятий: цементосмесители, насосные установки, автоцистерны, емкости для перемешивания и накопления технологических жидкостей объемом 10–25 м<sup>3</sup>, струйный (эжекционный) насос. ВДС закачивается в нагнетательную скважину по схеме последовательно чередующейся циклической закачки.

Технологические параметры процесса (концентрация и объем оторочек рабочих агентов, их общий объем и количество циклов) выбираются по результатам промысловых испытаний в различных геолого-физических условиях более, чем на 300 опытных участках месторождений Западной Сибири и Татарстана.

Давление воды должно быть отрегулировано так, чтобы оно было не выше 0,5 МПа. Объемные скорости подачи воды определяются из показаний расходомера, а в случае его отсутствия контроль за скоростью закачки осуществляется по производительности насосного агрегата. Скорость дозирования древесной муки (ДМ) и глинопорошка (ГП) определяют исходя из концентрации и объемной скорости закачки суспензии.

При использовании отдельного насоса дозирование ДМ и

ГП осуществляется всасыванием за счет разрежения, создаваемого струей воды в диффузорной камере насоса. Допускается дозирование ДМ на вход эжекционного насоса смесителя вручную.

Удельная технологическая эффективность применения ВДС на месторождениях Татарстана в среднем составляет 2856 т нефти на одну скважино-обработку [57, 204].

#### **ПРИМЕНЕНИЕ ГЕЛЕОБРАЗУЮЩИХ СОСТАВОВ НА ОСНОВЕ АЛЮМОСИЛИКАТОВ (НЕФЕЛИНА) ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ**

В институте НИИНефтеотдача группой сотрудников под руководством проф. Р.Н. Фахретдинова изучена возможность применения для составления гелеобразующих композиций нефелинового концентрата, называемого для краткости нефелином.

Было установлено [5, 112, 221, 222 и др.], что минеральные кислоты и нефелин, представляющий собой алюмосиликат натрия и калия структуры  $\text{Na(K)AlSiO}_4$ , в определенных условиях формирует гелеобразующие композиции с различной вязкостью и временем гелеобразования. Гелеобразующая композиция й это прозрачный, слегка желтоватый раствор исходной вязкостью 1,6–,5 мПа·с, который превращается в гелеобразную массу вязкостью до 20– 200 мПа·с. Время застывания геля составляло 5– 25 ч и более в зависимости от состава композиции.

Основным преимуществом нефелина является дешевизна, наличие достаточно больших ресурсов для крупномасштабного применения в сочетании с возможностью управления процессами гелеобразования в пористой среде.

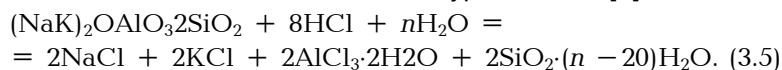
По внешнему виду нефелин представляет собой серый порошок. В состав концентрата входят [155]:  $\text{Al}_2\text{O}_3$  – 28 %;  $\text{SiO}_2$  – 42,8 %;  $\text{Na}_2\text{O}$  – 12,1 %;  $\text{CaO}$  – 2,3 % и  $\text{K}_2\text{O}$  – 7,5 %.

Гелеобразующие композиции получают путем растворения при перемешивании нефелина в растворе соляной кислоты, приготовленной на пресной или минерализованной попутной пластовой воде.

Способность к гелеобразованию определяется содержанием оксидов кремния и алюминия, которые при растворении в соляной кислоте образуют гелеобразующие композиции, способные взаимно коагулироваться, образуя гели, состоящие из аморфных положительно заряженных оксидов алюминия и

отрицательно заряженных поликремниевых кислот, расположенных в определенных соотношениях.

При перемешивании нефелина с соляной кислотой происходит взаимодействие, описываемое уравнением [5]



При этом образуются гидрогели кремнезема и алюминия, а также хлориды K, Na, Al. В процессе участвуют соли Ca, Mg, присутствующие в нефелиновом концентрате и в воде.

Процесс растворения нефелина в соляной кислоте происходит в избытке кислоты с образованием монокремниевой кислоты и гидроксида алюминия, хлоридов натрия и калия. Процесс идет при комнатной температуре с выделением некоторого количества тепла.

Последующее образование геля происходит путем агрегации с образованием в зоне областей трехмерных полимерных сеток. Такие области микрогеля продолжают увеличиваться, потребляя кремнезем из золя до тех пор, пока твердый микрогель не займет примерно половину всего объема. При этом вязкость становится очень большой и золь достигает «точки геля». Максимальная по времени устойчивость золь с наиболее продолжительным периодом гелеобразования наблюдается при  $\text{pH} = 1,5 - 3$ .

В результате лабораторных опытов показано [112], что при взаимодействии нефелина с HCl можно получить гелевые составы с различной плотностью, динамической вязкостью и временем гелеобразования.

Время гелеобразования зависит от ряда факторов, таких как:

- 1) концентрация компонентов в гелеобразующей композиции;
- 2) химический состав и общая минерализация воды, в которой растворяется соляная кислота;
- 3) температура раствора композиции;
- 4) тип коллектора и характеристика пористой среды;
- 5) содержание остаточной нефти в породе.

Результаты исследований по изучению влияния различных факторов на время гелеобразования получены с использованием нефелинового концентрата, содержащего 3–10 % (по массе) нефелина. Концентрация соляной кислоты в закачиваемой в пласт воде Красноярского месторождения изменялась в пределах от 6 до 9 % (по массе). Опыты проводились при температурах 20 и 45 °C [135].

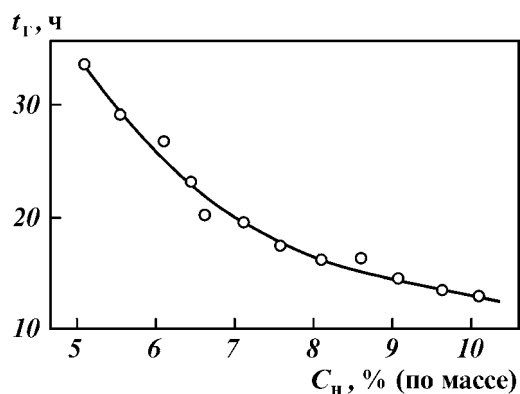


Рис. 3.4. Зависимость времени гелеобразования  $t_1$  от концентрации нефелина  $C_n$  [концентрация HCl – 10 % (по массе)] [112]

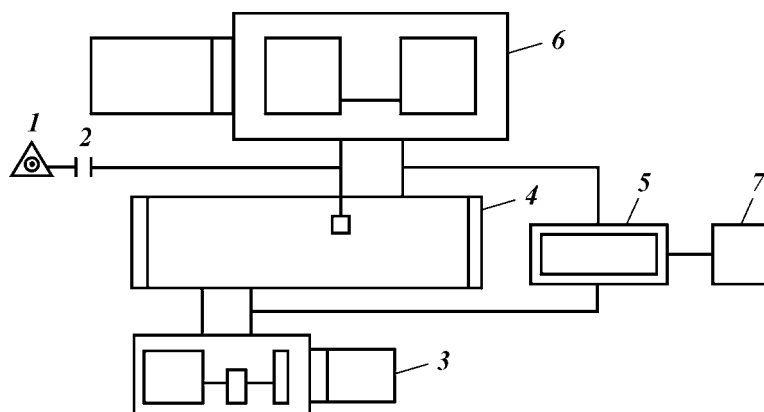
Лабораторные опыты показали, что время гелеобразования легко регулируется путем изменения состава и концентрации компонентов гелеобразующего раствора (рис. 3.4).

Исходными реагентами для получения гелеобразующей композиции являются нефелиновый концентрат (ТУ 113-12-54–89), техническая соляная кислота (ГОСТ 3118–77) и вода пресная или закачиваемая в системе ППД.

В промысловых экспериментах на первоочередных объектах объем рабочих растворов определенных концентраций устанавливался из расчета 5–10 м<sup>3</sup> на 1 м перфорированной толщины пласта.

Технологическая схема размещения агрегатов и технических средств при закачке растворов композиции на основе нефелина представлена на рис. 3.5. Нефелиновый концентрат и воду подают в емкость 5 для приготовления водного раствора нефелина. Объем воды берут, исходя из предусмотренной концентрации соляной кислоты, необходимой для получения гелеобразующей системы.

Раствор соляной кислоты набирается в емкость 4 агрегатом ЦА-320 и с его помощью подается одновременно с нефелином, поступающим с цементировочного агрегата 7, в смеситель 5, представляющий собой эжектор для приготовления цементных растворов. Агрегат ЦА-320 перемешивает раствор в емкости. Из смесителя водокисотно-нефелиновая система поступает в емкость 3, где происходит взаимодействие между нефелином и кислотой, в результате чего получается гелеобразующая композиция. Необходимое время взаимодействия



**Рис. 3.5. Схема приготовления и закачки гелеобразующего состава на основе нефелина и соляной кислоты:**

1 – скважина; 2 – задвижка; 3 – агрегат ЦА-320; 4 – емкость; 5 – смеситель; 6 – кислотовоз; 7 – машина с нефелином

нефелина и раствора соляной кислоты составляет 50–60 мин. В процессе взаимодействия реагентов должно производиться перемешивание раствора путем циркуляции его в емкости 3 с помощью агрегата. Готовый раствор закачивается в скважину с помощью агрегата ЦА-320 при постоянном контроле за давлением нагнетания.

Перед закачкой гелеобразующей композиции скважина проверяется на герметичность опрессовкой, производится промывка закачиваемой водой для удаления грязи из ствола скважины. Производится обвязка наземного оборудования, опрессовка его на полуторакратное ожидаемое рабочее давление.

После закачивания запланированного объема гелеобразующего раствора в скважину и продавливания его в пласт на заданную глубину водой устье нагнетательной скважины перекрывается, скважина останавливается на время, необходимое для гелеобразования в пластовых условиях. Через трое суток скважина переводится под закачку агрегатом ЦА-320, с помощью которого обеспечивается постепенный переход на установившийся режим работы скважины. После выхода скважины на установившийся режим она переводится под закачку от КНС.

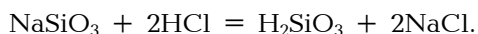
Технологии УНП на основе использования нефелина прошли широкие испытания на месторождениях Башкортостана и Оренбургской области [112].

#### **ПРИМЕНЕНИЕ ГЕЛЕОБРАЗУЮЩЕЙ КОМПОЗИЦИИ НА ОСНОВЕ СИЛИКАТА НАТРИЯ [112]**

Одним из эффективных методов воздействия на обводненные неоднородные пласты, испытанным и внедренным в промышленных условиях, является процесс селективной изоляции водопроводящих каналов водоизолирующими составами на основе силиката натрия.

В основе технологии применения силикатных составов лежит способность силиката натрия взаимодействовать с ионами поливалентных металлов или другими агентами с образованием водорастворимых осадков  $\text{CaSiO}_3$ ,  $\text{MgSiO}_3$ ,  $\text{Mg}(\text{OH})_2$ ,  $\text{Ca}(\text{OH})_2$  или гелеобразных систем.

В результате взаимодействия кремневокислого натрия (жидкого стекла) с соляной кислотой образуется гель кремневой кислоты по схеме



В качестве изолирующего материала для закупоривания водонасыщенных пластов в скважинах силикагель должен отвечать определенным требованиям, а именно, нужно, чтобы время начала его схватывания было достаточным для того, чтобы его можно было ввести в пласт, не опасаясь преждевременного схватывания смеси в трубах. С другой стороны, после введения смеси в поровое пространство время начала схватывания не должно быть очень большим.

Перспективность использования гелеобразующих растворов (ГОР) на основе силиката натрия для проведения изоляционных работ обусловлена технологичностью приготовления раствора и закачки его в пласт, достаточно низкой стоимостью реагентов и их нетоксичностью, высокой прочностью образующегося геля и т.д. При взаимодействии силиката натрия с кислыми агентами образуется золь кремниевой кислоты, переходящая со временем в вязкоупругий гель, который служит водоизолирующим материалом в промытых высокопроницаемых зонах пласта. Изолирующая способность силикатного геля определяется его механическими и реологическими свойствами, зависящими от многих факторов.

Для эффективной обработки нагнетательных и добывающих скважин физико-химические и фильтрационные свойства ГОР должны соответствовать следующим техническим требованиям [112]:

Однородность и стабильность ГОР в интервале температур 20–90 °С, ч .....	Не менее 6
Вязкость гелеобразующего раствора при 25 °С, мПа·с.....	1,0– 10,0
Состав воды для приготовления ГОР .....	Пресная или минерализованная вода
Время начала гелеобразования, ч:	
при 20–40 °С .....	Не менее 12
при 70–90 °С .....	Не менее 6
Образование геля во всем объеме и стабильность в течение месяцев.....	Не менее 6
Прочность (напряжение разрушения) геля $\theta$ , Па.....	Не менее 20
Минимальный градиент давления разрушения геля, МПа/м .....	Не менее 0,3

Гелеобразные композиции на основе силиката натрия являются коллоидными системами и характеризуются определенными реологическими свойствами: вязкостью гелеобразующего раствора, предельным напряжением разрушения (прочностью) образовавшегося из него геля и модулем упругости геля.

Рассматриваемые характеристики геля существенно зависят от концентрации HCl, силиката натрия, температуры, общей минерализации и химического состава воды.

Лабораторными исследованиями [112] установлено, что с увеличением температуры прочность силикатного геля возрастает, при этом чем меньше концентрация HCl в растворе, тем больше влияет температура на прочность гелей. Например, при концентрации HCl, равной 0,55 %, прочность силикатного геля с повышением температуры на 10 °С (с 70 до 80 °С) возрастает почти в 10 раз (с 2,5 до 22,0 Па), тогда как при концентрации HCl, равной 0,7 %, прочность геля возрастает в 1,5 раза (с 30 до 45 Па). Таким образом, при обосновании объемов закачки и времени обработки скважин необходимо учитывать пластовую температуру на забое скважины и, в зависимости от нее, корректировать состав гелеобразующего раствора, т.е. подбирать оптимальные концентрации компонентов в растворе.

При увеличении концентрации солей в воде до 5–6 г/л прочность образующегося геля возрастает почти в 3 раза по сравнению с прочностью геля, приготовленного на пресной воде. Дальнейшее повышение минерализации воды приводит к снижению прочности силикатного геля, и при концентрации 14 г/л она равна прочности геля на пресной воде. Это, по-видимому, связано с малым временем начала гелеобразования такой системы, когда она не успевает полностью превратиться в гель за такой короткий промежуток времени. В связи с этим необходимо уточнять влияние минерализации и

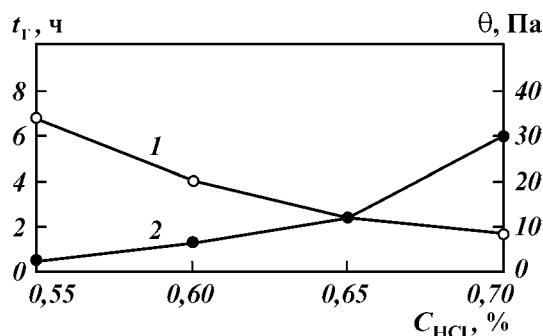


Рис. 3.6. Зависимость времени начала гелеобразования  $t_g$  и прочности геля  $\theta$  от концентрации соляной кислоты  $C_{HCl}$  при 70 °С:

1 – время гелеобразования; 2 – прочность геля

состава воды на процесс образования и свойства силикатного геля в условиях применения технологии. Важным параметром является время гелеобразования (рис. 3.6) [112].

Технологии увеличения коэффициента нефтеотдачи пластов испытывались на терригенных коллекторах Башкортостана, Татарстана и Западной Сибири. Предварительная оценка эффективности применения гелеобразующих композиций на основе жидкого стекла и соляной кислоты показали высокую технологическую эффективность. Удельная дополнительная добыча нефти по Арланской площади составила 19 т/т, по Николо-Березовской площади й 50 т/т.

#### **ТЕХНОЛОГИЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ ВЯЗКОУПРУГОЙ СИСТЕМЫ НА ОСНОВЕ ПАА [232]**

В условиях дефицита и дороговизны химических реагентов, а также из-за целого ряда организационно-технических трудностей широкомасштабное промышленное применение физико-химических методов не всегда экономически рентабельно. В связи с этим представляют интерес методы воздействия на пласт различными водоизолирующими материалами индивидуально или в сочетании с интенсифицирующими реагентами.

В качестве реагента, выравнивающего проницаемость неоднородность пластов, используются композиции на основе полимеров со сшивающими агентами, образующие гели в

пластовых условиях. По своим реологическим свойствам эти гели значительно превосходят характеристики раствора полимера.

Как правило, при разработке композиционных систем ориентируются на использование недефицитных, недорогих, технологичных в использовании и транспортировании химических продуктов. Большое внимание уделяется использованию побочных продуктов нефтехимических производств.

В связи с этим была изучена возможность [232] получения гелей с использованием систем на основе полиакриламидов в виде композиционных составов со сшивателями в водах высокой и низкой минерализации.

Принцип воздействия вязкоупругой системы на основе использования полиакриламида аналогичен методам, описанным выше. Проникая в наиболее промытые пропластки, полиакриламид, реагируя со сшивателем и пластовой водой, образует эластичную массу, закупоривающую каналы и поры.

Метод позволяет выравнивать профили приемистости нагнетательных и притока добывающих скважин, изменять направление фильтрационных потоков, увеличивать степень извлечения нефти за счет изменения охвата послойно-неоднородного пласта воздействием и подключения в работу ранее не работающих пропластков, снижая количество воды в продукции добывающих скважин. Рецептuru вязкоупругих систем (ВУС) подбирается с учетом типов и свойств коллектора, состава закачиваемой воды (табл. 3.5).

Таблица 3.5

**Составы исследованных систем и условия изучения процессов сшивания**

Тип сшивателя	Диапазон концентраций сшивателя, г/дл	Диапазон концентраций полимера, г/дл	Минерализация растворителя, г/л	Начальная pH раствора	Температура, °С
Ацетат хрома (АХ)	0,001- 0,025	0,13-0,5	0,37-210,0	6,0-7,0	17-40
Хромокалиевые квасцы (ХКК)	0,005- 0,032	0,15- 0,5	0,37- 240,0	3,5 -7,0	25
Уротропин	0,1- 0,4	0,15 -0,5	0,37- 240,0	1,5 -3,0	25 -40
Бихромат натрия (БН), тиомочевина (ТМ)	0,15 –0,24	0,15 - 0,5	0,37 – 240,0	–	25
Бихромат натрия (БН), тиомочевина (ТМ)	0,03 –0,96	0,15–0,5	0,37 – 240,0	–	25
Бихромат натрия (БН), лигносульфонат (ЛГС)	0,5 –3,5	0,2–0,5	0,30 – 110,0	5 –6	25
Бихромат натрия (БН), лигносульфонат (ЛГС)	0,1 – 2,0	0,2–0,5	0,30 – 110,0	5 –6	25

В качестве сшивателей (реагентов, вызывающих гелеобразование в растворах) использовали ацетат хрома, сернокислую сложную соль  $\text{Cr}^{3+}$  (хромонатриевые квасцы и отходы производства), хромокалиевые квасцы, уротропин, системы: бихромат натрия – тиомочевина, бихромат натрия и лигно-сульфонат.

Исследования проводили на промышленных образцах гидролизованных полиакриламидов (ГПАА) с молекулярной массой  $(10 - 15) \cdot 10^6$  и содержанием звеньев акриловой кислоты со степенью гидролиза  $\alpha_r = 5 - 20 \%$ .

Наиболее технологичным для применения в промышленных условиях является ацетат хрома (АХ) и хромокалиевые квасцы (ХКК) с добавлением регулятора сшивки.

Выбор в качестве сшивателей ацетата хрома  $[(\text{CH}_3\text{COO}_3\text{Cr})]$ , хромокалиевых квасцов  $[\text{KCr}(\text{SO}_4)_2 \cdot 12\text{H}_2\text{O}]$  связан с тем, что, как показали предварительные исследования, эти соли позволяют одновременно регулировать в достаточно широких пределах время гелеобразования и механические характеристики геля.

Одним из показателей к применению исследованных композиций в промышленных условиях является способность их проникать на значительное расстояние в пласт при относительно невысоких репрессиях. Поэтому крайне важным представлялось исследование фактора сопротивления  $R$  и остаточного фактора сопротивления  $R_{\text{ост}}$ .

Анализ результатов лабораторных опытов по фильтрации показал, что остаточные факторы сопротивления значительно превышают величины факторов сопротивления, что свидетельствует об образовании гелевых систем непосредственно в пористой среде после закачки через нее полимерных композиций со сшивателем.

По данным исследований, выполненных в ОАО «Оренбургнефть» совместно с институтом Гипрвостокнефть, были выбраны составы для использования в условиях месторождений ОАО «Оренбургнефть». В качестве сшивающих агентов рекомендуются ацетат хрома (АХ) и хромокалиевые квасцы (ХКК), а в качестве полимера и полиакриламид отечественного или зарубежного производства.

Характеристика компонентов вязкоупругих систем следующая:

полиакриламид технический, молекулярной массы  $M = (3 - 15) \cdot 10^6$ , степень гидролиза – 2 – 30 %;  
формалин технический по ГОСТ 1625 – 75;  
смола СФ-282, ОСТ 6-05-439 – 78;

Таблица 3.6

## Составы ВУС на основе ПАА

Индекс композиции	Расходы химических продуктов на 1 м <sup>3</sup> композиции			
	ПАА (8 % основного вещества), кг	Формалин, л	Смола СФ-282, л	Хромовокалиевые квасцы, кг
1	63	20	8	—
2	125	30	8	—
3	250	30	8	—
4	63	—	—	0,20
5	125	—	—	0,30
6	250	—	—	0,30

квасцы хромовокалиевые, ГОСТ 4161–79;  
 вода техническая с содержанием солей от 0 до 240–250 г/л, плотность 1000 и 1190 кг/м<sup>3</sup>.

Расход компонентов для приготовления 1 м<sup>3</sup> различных композиций ВУС приведен в табл. 3.6.

Вязкоупругая система, приготовленная на основе ПАА, характеризуется следующими параметрами:

Начальная вязкость, мПа·с.....	20–200
Индукционный период, ч .....	До 24
Период стабильного состояния под действием пластовой воды, сут.....	90–300

Реализация промышленных работ сводится к периодическим обработкам призабойных зон ВУС водонагнетательных и обводнившихся скважин по индивидуальным планам и контролю за процессом разработки.

Очень важным элементом технологии обработок скважин ВУСами является процесс приготовления качественного раствора полимера, представляющего собой гомогенную систему требуемой концентрации и имеющую заданные физико-химические характеристики.

При проведении закачки в скважину полимерных композиций со сшивателями приготовленный раствор вывозится автоцистернами в количестве 1/2 объема планируемой закачки. Также автоцистернами доставляется на скважину сшиватель, предварительно растворенный в минерализованной воде в объеме 1/2 от планируемого объема закачки. Доставленные на скважину растворы полимера и сшивателя методом «струя в струю» подаются на прием насоса ЦА-320 и закачиваются уже в виде однородной композиции в обрабатываемую скважину.

Промысловые испытания, проведенные на ряде месторождений Оренбургской области, показали принципиальную возможность и эффективность использования рассматриваемой технологии для улучшения полноты выработки запасов нефти.

### **3.4. МЕТОДЫ, ОСНОВАННЫЕ НА КОМПЛЕКСНОМ ВОЗДЕЙСТВИИ НА ЗАЛЕЖЬ**

#### **СОВМЕСТНОЕ ПРИМЕНЕНИЕ ПОЛИАКРИЛАМИДА И НПАВ [8, 181, 184]**

Механизм увеличения нефтеотдачи заключается в том, что макромолекулы ПАА, являясь полиэлектролитами, набухают в воде, образуя малоподвижную гидратную оболочку, что вызывает значительное уменьшение подвижности фильтрующегося раствора даже при незначительной концентрации полимера. Поскольку ПАА не взаимодействуют с нефтяной средой, его макромолекулы не оказывают влияния на подвижность нефти. При вытеснении нефти растворами ПАА на минерализованной воде в сочетании с НПАВ происходит переход активного вещества НПАВ из водной фазы в нефтяную, что улучшает реологические свойства остаточной нефти и ее подвижность. С другой стороны, под действием НПАВ происходят структурные изменения макромолекул ПАА и повышение реологических свойств фильтрующихся через нефтенасыщенную породу растворов полимеров, что приводит к дополнительному уменьшению соотношения подвижности между нефтяной и водной фазами. Растворы НПАВ уменьшают фазовую проницаемость для воды и улучшают смачиваемость породы вытесняющей водой, уменьшают адсорбцию ПАА на породе и снижают поверхностное натяжение на границе раздела нефть – вода. Находящиеся в растворе НПАВ оказывают также и стабилизирующее воздействие на растворы ПАА против агрессивных ионов сточной минерализованной воды, благодаря чему улучшаются и вязкоупругие характеристики растворов ПАА. Приведенные процессы существенно улучшают процессы нефтевытеснения.

Растворы НПАВ в коллекторах, содержащих значительное количество глинистых частиц, способствуют их набухаемости, разрушению и переносу фильтрующейся жидкостью. Это приводит к уменьшению относительной фазовой проницаемости породы по фильтрующему раствору НПАВ по сравнению с водой, что оказывает дополнительное влияние на рео-

логические свойства растворов полимеров и охват пласта заводнением.

Для достижения высокой эффективности процесса с учетом отмеченных выше положительных факторов целесообразно композицию ПАА с НПАВ закачивать в пласт после обработки пласта раствором НПАВ. Содержание НПАВ в растворах улучшает реологические свойства растворов полимеров в пластовых водах с содержанием солей щелочных и щелочно-земельных металлов, а также затрудняет доступ ионов железа к макромолекулам ПАА. Эти пласты характеризуются проницаемостью от 0,076 до 0,12 мкм<sup>2</sup>; пористостью 20–22 %; вязкостью пластовой нефти 19–29,1 мПа·с; начальной нефтенасыщенностью 0,76–0,85; пластовой температурой 24 °С; средней нефтенасыщенной толщиной 1,25–2,0 м и высокой минерализацией пластовой и закачиваемой вод.

В девять нагнетательных скважин Арланского месторождения в течение 1 года несколькими оторочками было закачано 3700 м<sup>3</sup> водного раствора композиции с содержанием 0,03 % полиакриламида и 3 % раствора СНО-ЗБ + Неонол АФ<sub>9–12</sub>.

В результате закачивания оторочек растворов композиции суммарная приемистость нагнетательных скважин уменьшилась на 15 %. При этом также снизилось давление нагнетания воды в среднем на 3–5 МПа.

По предварительным оценкам дополнительная добыча составляет 4200 т нефти на скважино-операцию.

#### **СИЛИКАТНО-ЩЕЛОЧНОЕ ЗАВОДНЕНИЕ (СЦЗ) [8, 184]**

Силикатно-щелочное заводнение (СЦЗ) основано на внутрипластовом осадкообразовании в обводненных зонах неоднородного пласта [8]. Осадок образуется за счет химической реакции закачиваемого СЦР с солями кальция и магния, содержащихся в закачиваемой и пластовой водах.

При наличии в вытесняющей сточной воде  $\text{Ca}^{2+}$  и  $\text{Mg}^{2+}$  образуются  $\text{CaSiO}_3$ ,  $\text{MgSiO}_3$ ,  $\text{Ca}(\text{OH})_2$  и  $\text{Mg}(\text{OH})_2$ . Осадок  $\text{CaSiO}_3$  по природе является коллоидным и способен значительно снизить проницаемость обводненного пласта (до 10 раз и более), а осадки гидроокисей Mg и Ca снижают проницаемость лишь в 1,5–2 раза.

В зависимости от условий использования месторождений варианты СЦЗ могут различаться применяемыми реагентами и их соотношением. Так, для осуществления осадкообразования на месторождениях девона с нефтями малой вязкости

целесообразно применение СЦР с повышенным содержанием гидроокиси натрия, а на месторождениях нижнего карбона й с высоким содержанием силиката натрия. В результате внутрислоевого контакта нефти с щелочными растворами образуется ПАВ, снижающее межфазное натяжение на границе нефть – щелочной раствор до 0,1 мН/м. Это делает нефть более подвижной, приводит к эмульгированию нефтяной фазы в воду и вовлечению в процесс вытеснения остаточной нефти, снижая капиллярные силы за счет эффекта Жамена.

Для выбора оптимальных условий применения СЦР в БашНИГНефти проведен комплекс лабораторных исследований по изучению процессов вытеснения остаточной нефти из моделей пористой среды. Некоторые результаты этих исследований приведены в табл. 3.7.

Таблица 3.7

**Результаты лабораторных исследований вытеснения остаточной нефти с использованием силикатно-щелочных растворов**

Коэффициент проницаемости модели, мкм <sup>2</sup>	Начальная нефтенасыщенность, %	Закачиваемый агент	Объем закачивания, п.о.	Коэффициент вытеснения, %	Остаточная нефтенасыщенность, %	Изменение остаточной нефтенасыщенности, %
0,580	86,5	Вода	14	0,62	32,9	—
		2 % щелочь	0,1	—	—	—
		Вода	7,7	0,70	26,0	6,9
		2 % щелочь + + 0,05 % ПАА	0,1	—	—	—
		Вода	5,4	0,72	24,2	8,7
0,540	85,0	Вода	13	0,60	34,0	—
		2 % силикат	0,1	—	—	—
		Вода	4,7	0,64	30,6	3,4
		2 % силикат + + 0,05 % ПАА	0,1	—	—	—
		Вода	5,0	0,65	29,7	4,3
0,570	87,0	Вода	15	0,63	32,2	—
		1 % щелочь + + 1 % силикат	0,1	—	—	—
		Вода	3,7	0,70	26,1	6,1
		1 % щелочь + + 1 % силикат + 0,05 % ПАА	0,1	—	—	—
		Вода	5,0	0,71	25,2	7,0

Примечание: п.о. — поровый объем.

Метод применяется на месторождениях Башкортостана с 1986 г. и является одним из первых масштабно испытанных физико-химических методов воздействия на пласт с целью ограничения движения воды в продуктивных пластах Арланского и других месторождений. При этом испытаны и применяются две модификации технологии. В девонских отложениях, содержащих маловязкие нефти, в качестве осадкообразующих рекомендуется использовать «мягкие» составы, содержащие в основном щелочи. В условиях месторождений с повышенной вязкостью нефти (Арланское, Игровское, Манчаровское месторождения) используют составы с повышенным содержанием силиката натрия.

Основная модификация СЦВ включает закачку разделительных оторочек пресной воды и раствора (смеси гидроксида натрия, жидкого стекла, ПАА).

Оторочки реагентов закачиваются в следующей последовательности:

- сточная минерализованная вода, нагнетаемая для ППД;
- разделительная оторочка пресной воды;
- оторочка раствора гидроксида натрия и жидкого стекла;
- разделительная оторочка пресной воды;
- сточная минерализованная вода.

Место выпадения осадков в пласте регулируют объемами оторочек пресной воды и раствора реагентов, а степень снижения проницаемости обводненных зон пласта и изменением концентрации гидроксида и силиката натрия.

Для приготовления СЦР используют натр едкий технический (ГОСТ 2263–79), стекло натриевое жидкое (ГОСТ 13078–81), полиакриламид сухой дробленый (соответствующий по качеству ТУ 6-16-157–78) или порошкообразные марки полиакриламида, используемые при полимерном заводнении; товарная форма гидроксида – жидкость плотностью 1450 кг/м<sup>3</sup>; товарная форма жидкого стекла плотностью 1360–1500 кг/м<sup>3</sup>.

Концентрация компонентов в растворе, нагнетаемом в пласт, следующая: силиката натрия – 0,2–2,0; гидроксида натрия – 0,2–2,0; (ПАА) 0,01–0,06 %. Водородный показатель (рН) нагнетаемого в пласт СЦР должен быть равен 12,7–13,7.

Для создания буферной оторочки и приготовления СЦР используют пресную воду из естественных водоемов или подрусловую воду необходимого качества: содержание ионов кальция до 30–40 мг/дм<sup>3</sup>; ионов магния до 8–10 мг/дм<sup>3</sup>; плотность воды 1000 кг/м<sup>3</sup>; водородный показатель рН в пределах от 7 до 8.

Рассматриваемая технология вытеснения остаточной нефти из целиков и увеличение охвата пласта заводнением заключается в снижении проницаемости водопроводящих каналов за счет внутрислоевого образования упругих дисперсий на путях фильтрации воды.

Для повышения эффективности СЦЗ рекомендуется циклическое закачивание в нагнетательную скважину микроотрочек активных в условиях пласта осадкообразующих щелочных соединений, которые при смешении и взаимодействии с вторым компонентом и сточной минерализованной водой образуют в пласте осадок. Для предотвращения преждевременного смешивания растворов между отрочками закачивают отрочку инертной буферной жидкости (умягченной воды).

СЦЗ испытано на объектах, приуроченных к терригенным отложениям нижнего карбона Арланского, Манчаровского, Игметовского, Игровского и других месторождений. Всего проведено более 250 обработок [128, 141]. Средняя эффективность 1 скважино-обработки составила 1000–2000 т/год. Метод имеет в условиях указанных месторождений высокую экономическую эффективность.

#### **ПРИМЕНЕНИЕ БИОПОЛИМЕРОВ И БИОПАВ [181, 184, 220 и др.]**

Одним из перспективных направлений развития исследований по разработке технологий увеличения нефтеотдачи пластов является использование биополимеров (БП) и биоПАВ. Преимуществами этих реагентов являются более высокая стойкость против механической, термокислотной деструкции и совместимость с высокоминерализованными пластовыми водами.

К числу новых типов водорастворимых полимеров, которые можно эффективно использовать для увеличения нефтеотдачи пластов, относятся экзополисахариды, являющиеся продуктом жизнедеятельности микроорганизмов и получившие название «биополимеры». Для повышения нефтеотдачи пластов применяются очень низкие концентрации (0,07–0,005 %) биополимеров в воде.

Ценность биополимеров – экзополисахаридов (ЭПС) – определяется большой вязкостью раствора при низкой концентрации, сочетаемостью с различными солями в широком диапазоне pH и температуры, устойчивостью к механической и окислительной деструкции, меньшей чувствительностью к действию солей и pH растворов, чем ПАА.

Биополимеры устойчивы при температурах до 100– 120 °С, а некоторые – даже до 150 °С, что перекрывает весь температурный диапазон разрабатываемых месторождений. Они устойчивы в широком интервале изменения рН среды. Это позволяет применять их как для составления щелочных композиций, обладающих повышенными нефтевытесняющими свойствами, так и кислотных с пролонгированной способностью в отношении карбонатов пород-коллекторов.

Работы по получению биополимеров ведутся достаточно интенсивно. Основным недостатком биополимеров является их деструкция, вызываемая микрофлорой, находящейся в минерализованных пластовых и особенно в закачиваемых пресных водах. В связи с этим закачиваемые в пласт растворы биополимеров необходимо стабилизировать для предотвращения биодеструкции. С этой целью вводятся бактерициды. Эффективен для этих целей достаточно доступный и сравнительно дешевый формалин.

Разрушение раствора биополимера происходит под действием сероводорода, ионов железа и др. Добавка химреагентов предотвращает эти явления.

Из большого количества полисахаридов микробиологического производства за рубежом основное внимание уделяется кантану, склероглюкану и эмульсану.

Впервые в отрасли в институте НИИнефтеотдача разработан технологический процесс увеличения нефтеотдачи пластов с использованием биополимера Симусан.

Симусан – полисахарид, производимый культурой «*Acinetobacter Specics*», перерабатывающей этанольный субстрат. Он является аналогом полисахарида «эмульсан». В его состав входят остатки высших жирных кислот, благодаря чему он обладает определенной поверхностной активностью.

Симусан отличается весьма высокой температурной устойчивостью, он не коагулирует в сильноминерализованных и содержащих ионы растворах. Вязкость его растворов мало зависит от степени минерализации воды и присутствия в ней ионов жесткости.

Экспериментально показано, что композиция биополимера Симусан и ПАА обладает уникальными свойствами: сочетанием высокого значения фактора и остаточного фактора сопротивления наряду с хорошей фильтруемостью. При объемах закачки в пласт рекомендуются очень низкие концентрации биополимера, не превышающие 0,002 % (по массе).

В результате лабораторных исследований установлено, что при подкислении биополимера Симусан до рН = 2– 3 проис-

ходит структурирование с увеличением вязкости на порядок. Механизм нефтевытеснения и увеличения нефтеотдачи при использовании композиции БП с алкилированной серной кислотой (АСК) аналогичен механизму при обработке БП в композиции с синтетическими жирными кислотами (СЖК). Композиция БП Симусан и СЖК была испытана в НГДУ «Южарланнефть». Предварительная технологическая эффективность составляет 40 т дополнительно добытой нефти на 1 т реагента.

Для повышения эффективности биополимерного воздействия предлагается разовая закачка последовательно оторочки БП и отработанной серной кислоты с остановкой на время «сшивки» композиции вблизи призабойной зоны в течение 12 ч.

Применение технологии дает сопутствующий эффект кислотной обработки призабойной зоны нагнетательных скважин. За счет использования слабокислой среды достигается большая глубина кислотной обработки карбонатного пласта.

Исследованные [230] образцы биоПАВ проявляют существенную поверхностную и межфазную активность. В частности, для биоПАВ КШАС при содержании в водном растворе 1 % основного вещества межфазное натяжение снижается до 1 мН/м.

Растворы биоПАВ при кратковременном интенсивном перемешивании образуют устойчивые микроэмульсии с внутренней нефтяной фазой, что свидетельствует о значительной эмульгирующей активности биоПАВ относительно углеводородной фазы. Совместимость исследованных образцов с водами различной минерализации полная вплоть до 25%-ного (по массе) содержания солей в растворителе. Фильтрационные эксперименты, выполненные на образцах естественных пород, показали хорошую фильтруемость водных растворов биоПАВ при различных концентрациях.

Результаты экспериментов по нефтевытеснению свидетельствуют о значительном улучшении нефтеотмывающей способности растворов биоПАВ по сравнению с обычным заводнением (на 20 % при массовом содержании 0,05 %).

По результатам промысловых испытаний биоПАВ в НГДУ «Уфанефть» установлено, что удельная технологическая эффективность составляет 38 т дополнительной нефти на 1 т биоПАВ.

В композиции с БП Симусан растворы биоПАВ обладают еще более высокими нефтевытесняющими свойствами.

Применение продуктов биосинтеза для повышения нефтеотдачи пластов базируется на двух основных принципах:

снижение поверхностного и межфазного натяжения, усиление эмульгирующих свойств, которые способствуют нефтеотмыву, и выравнивание подвижности жидкостей в различных зонах пласта при заводнении;

образование малоподвижных или неподвижных гелей при взаимодействии продуктов биосинтеза с компонентами продуктивного пласта в высокопроницаемых промытых зонах и изменение направлений потоков нефтевытесняющей воды.

Первый принцип рекомендуется использовать при малых степенях неоднородности пласта, когда незначительное повышение вязкости воды приводит к существенному увеличению охвата заводнением, второй — при обработке наиболее высокопроницаемых зон неоднородного пласта.

На основании лабораторных исследований разработан ряд композиций продуктов биосинтеза для применения в технологиях увеличения нефтеотдачи пластов в различных геологических условиях. Сюда относятся композиции: «биоПАВ — жидкое стекло — нефть», «биоПАВ — ПАА», «биоПАВ — нефрас», «биополимер — кислота» и др. Многие из них прошли промысловые испытания на месторождениях Башкортостана и показали высокую эффективность. По итогам 2000 г. по АНК Башнефть удельная технологическая эффективность составила 836 т нефти на одну обработку, на 1 т реагента — 85 т.

#### **ЩЕЛОЧНО-ПОЛИМЕРНЫЕ КОМПОЗИЦИИ [8, 152, 181, 184]**

Один из перспективных методов воздействия на залежь в условиях терригенных отложений на поздней стадии разработки — селективное ограничение фильтрации воды в промытых пластах на основе щелочей: закачка аммиачных и щелочно-полимерных растворов, щелочной дистиллерной жидкости, различных щелочных отходов. Одной из технологий, прошедшей промысловые испытания, является щелочно-полимерное воздействие (ЩПВ) на неоднородные обводненные пласты. Технология разработана и исследована в лабораторных и промысловых условиях в БашНИПИнефти под руководством д-ра техн. наук Р.Х. Алмаева [184].

Механизм извлечения остаточной нефти достигается путем увеличения охвата пластов заводнением, снижением проницаемости водопромытых зон за счет образования упругих гидрофобных дисперсных систем при взаимодействии

щелочно-полимерного раствора (ЩПР) с высокоминерализованными пластовыми водами и изменения направлений фильтрационных потоков. Кроме того, в лабораторных условиях установлены явления, связанные с изменениями термодинамического равновесия в системе нефть — порода — вода, структурно-механических свойств нефти и породы пласта, смачиваемости нефтенасыщенной породы. Такой эффект более интенсивно проявляется при воздействии на неоднородные пласты [152].

Подобно силикатно-щелочному воздействию (СЩВ) данный способ основан на внутрипластовом образовании упругих дисперсных фаз на путях фильтрации пластовой воды за счет ее взаимодействия с микрооторочками закачиваемых в пласт ЩПР. При взаимодействии с породой свободных гидроксиланионов щелочи в минерализованной пластовой воде происходит деструктурирование адсорбционных слоев нефти и улучшение смачиваемости нефтенасыщенной породы водой. С другой стороны, щелочная среда может за счет снижения межфазного натяжения изменять структурно-механические свойства нефти и приводить к ее диспергированию.

Концентрированные растворы щелочей обладают высокой способностью подавления набухаемости глин, содержащихся в песчаниках, и разрушения тяжелых компонентов нефти, различных окисных пленок. Это приводит к гидрофилизации породы, что улучшает процесс закачивания через нагнетательные скважины, практически не уменьшая (нередко увеличивая) при этом приемистость.

Лабораторные исследования по оценке оптимальных технологий и условий применения ЩПР проведены Р.Х. Алмаевым с соавторами [66, 184]. Серия экспериментов по вытеснению остаточной нефти из естественных песчаников Арланского месторождения проведена на линейной модели пласта длиной 0,6 м, диаметром 0,03 м, проницаемостью 0,7 мкм<sup>2</sup>. Моделировалась остаточная вода. При остаточной нефтенасыщенности 31—35 % последовательно подавали по 0,1 объема пор модели пласта 0,5%-ный раствор ПАА и товарную форму щелочи (аммиак, едкий натр). Фильтрацию останавливали на 10 ч для смешения реагентов и достижения равновесия, затем вновь фильтровали минерализованную воду до стабилизации перепадов давления и прекращения вытеснения нефти. По формуле Дарси оценивали относительное изменение проницаемости. Установлено, что по сравнению с ПАА и разбавленными растворами ПАА + щелочь в процессе

закачивания концентрированных ЩПР резко снижается перепад давления, т.е. увеличивается приемистость модели пласта. За счет структурирования полимером образующихся осадков в процессе нагнетания минерализованной воды проницаемость водопромытых зон снижается в 3 раза и более при одновременном увеличении приемистости в процессе нагнетания реагентов в 5–6 раз (табл. 3.8).

В результате вытеснения остаточной нефти из модели пласта рассматриваемыми стабильными осадкообразующими аммиачно-полимерными составами в лабораторных условиях получено значительное уменьшение остаточной нефтенасыщенности (до 9,5 %). Высокую технологичность и эффективность показал метод последовательной закачки в обводненные пласты ЩПР и составов, содержащих органические растворители (парафиновые углеводороды, отходы производства нефтехимии – одно- и многоатомные спирты) [184].

Данная технология является разновидностью метода регулирования проницаемости обводненных и промытых зон пла-

Таблица 3.8

Результаты вытеснения нефти водой и ЩПР [184]

Номер опыта	Коэффициент проницаемости, мкм <sup>2</sup>	Закачиваемый реагент	Коэффициент вытеснения нефти водой, доли ед.	Прирост коэффициента вытеснения, %	Остаточная нефтенасыщенность, %
1	0,570	Пластовая вода, 12 п.о.	0,64	5,0	31,3
		Дистиллированная вода, 0,2 п.о.	0,64		
		1,5 % NH <sub>4</sub> OH, 0,2 п.о.	0,64		
		Дистиллированная вода, 0,2 п.о.	0,64		
		Пластовая вода, 11 п.о.	0,69		
2	0,572	Пластовая вода, 12 п.о.	0,64	8,0	24,4
		Дистиллированная вода, 0,2 п.о.	0,64		
		1,5 % NH <sub>4</sub> OH + + 1 % УРПАС, 0,2 п.о.	0,64		
		Дистиллированная вода, 0,2 п.о.	0,64		
		Пластовая вода, 11 п.о.	0,72		
3	0,571	Пластовая вода, 12 п.о.	0,64	11,0	31,3
		Дистиллированная вода, 0,2 п.о.	0,64		
		1,5 % NH <sub>4</sub> OH + 0,06 % ПАА, 0,2 п.о.	0,64		
		Дистиллированная вода, 0,2 п.о.	0,64		
		Пластовая вода, 11 п.о.	0,75		
				11,0	21,8

ста осадкообразующими реагентами для обработки ПЗП и отличается от процесса СЩЗ небольшими объемами разделительных оторочек пресной воды, отсутствием (или небольшой концентрацией) жидкого стекла в растворе. Жидкий гидроксид натрия нагнетается практически без разбавления. Смешение сточной воды и раствора реагентов начинается с ПЗП и распространяется на меньшую глубину пласта по сравнению с процессом СЩЗ.

В одну скважину рекомендуется [184] закачивать не более 4–5 оторочек. Критерии подбора участков такие же, как при использовании технологии СЩЗ, при этом нет потребности в больших объемах разделительных оторочек пресной воды.

Воздействие на ПЗП проводят путем закачивания в водонагнетательную скважину микрооторочек пресной воды и товарной формы щелочи (аммиака) в композиции с водорастворимыми полимерами (ВРП) в следующей последовательности:

- микрооторочка пресной воды;
- оторочка раствора щелочи (аммиака) с полимером;
- микрооторочка пресной воды;
- сточная минерализованная вода, нагнетаемая в пласт для ППД.

Применение технологии наиболее эффективно на высокоприемистых очаговых нагнетательных скважинах, воздействующих на терригенные пласты с высокоминерализованными водами хлоркальциевого типа и нефтями повышенной вязкости (до 50 мПа·с), находящихся на поздней стадии разработки и имеющих несколько пропластков с различной проницаемостью в высоко обводненных пластах.

Основные критерии эффективного применения технологии:

- терригенные кварцевые коллекторы с проницаемостью 0,5 мкм<sup>2</sup> и выше;
- приемистость водонагнетательных скважин 100 м<sup>3</sup>/сут и выше;
- высокая минерализация пластовой воды с массовой концентрацией ионов кальция и магния (2–3 г/дм<sup>3</sup> и более);
- наличие нескольких пропластков, различных по проницаемости и текущей нефтенасыщенности;
- толщина пласта от 3–4 до 30–40 м.

Закачку ЩПР в скважину периодически повторяют через 1–3 года. Рекомендуется каждую последовательную оторочку раствора закачивать после окончания эффекта от предыду-

щей. Длительность проявления эффекта закачивания оторочки раствора от нескольких месяцев до 2–3 лет.

Промысловые исследования и внедрение технологии осуществлено на Ново-Хазинской площади Арланского месторождения и Наратовском месторождении республики Башкортостан, где развиты пласты  $C_{II}$  и  $C_{VI}$  бобриковского горизонта нижнего карбона. Показано, что ее применение обеспечивает выравнивание профилей приемистости пластов, их охват и увеличение нефтеотдачи. Всего проведено около 150 скважино-обработок очаговых нагнетательных скважин, суммарная дополнительная добыча нефти составила 232,3 тыс. т, удельная дополнительная добыча нефти на одну скважино-обработку составила 1,1 тыс. т, на 1 т композиции – 60 т.

**ВНУТРИПЛАСТОВАЯ ГЕНЕРАЦИЯ СИСТЕМ  
С РЕГУЛИРУЕМОЙ ВЯЗКОСТЬЮ И ЩЕЛОЧНОСТЬЮ  
(ИХН-КА, ЗАГУЩЕННАЯ ИХН-КА,  
ГАЛКА И ГАЛКА-ПАВ) [170, 171, 217]**

Научной основой разработки рассматриваемых технологий явились результаты исследований кинетики гидролиза и гелеобразования в системах карбамид – соль аммония й ПАВ – вода – порода и карбамид – соль алюминия – ПАВ – вода – порода, выполненных Л.К. Алтуниной с соавторами.

Внутрипластовая генерация нефтевытесняющих систем с регулируемыми значениями щелочности и вязкости основана на способности растворенного в воде карбамида гидролизироваться при высокой температуре с образованием аммиака и углекислого газа. Компонентный состав нефтевытесняющих систем ИХН-КА подбирается таким образом, чтобы непосредственно в пласте в результате гидролиза карбамида образовывались нефтевытесняющие жидкости с высокой буферной емкостью в интервале рН 9,0–10,5 (рис. 3.7 и рис. 3.8). В связи с этим в состав композиции ИХН-КА включены неионогенное и анионоактивное ПАВ, аммиачная селитра и карбамид [170]. Сочетание неионогенного ПАВ (НПАВ) – оксиэтилированного алкилфенола и анионоактивного ПАВ (АПАВ) й алкиларила или алкилсульфонатов позволяет применять системы ИХН-КА для высокотемпературных пластов (более 70 °С).

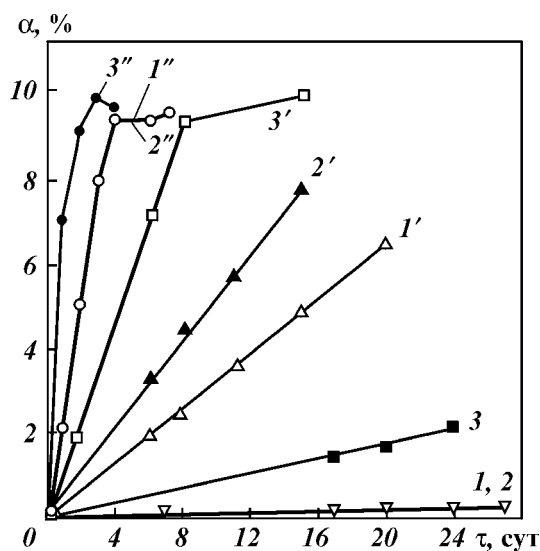


Рис. 3.7. Зависимость степени гидролиза карбамида  $\alpha$  от температуры ( $t$ , °C: 1 - 80; 2 - 100; 3 - 120) и времени термостатирования  $\tau$  (сут): 1,1'; 1'', композиция ИХН-КА; 2,2'; 2'' - 30 % карбамида, 15 % селитры; 3,3'; 3'' - 30 % карбамида в воде

Углекислый газ, образующийся при гидролизе карбамида, преимущественно растворим в нефти, а аммиак — в воде. Коэффициент распределения углекислого газа в системе нефть — вода в интервале температур 35–100 °C и давлений 10–40 МПа находится в пределах от 4 до 10, тогда как для аммиака он не превышает  $6 \cdot 10^{-4}$ . Поэтому в системе нефть — вода нефтяная фаза будет обогащена углекислым газом, водная — аммиаком, которая с аммиачной селитрой образует щелочную буферную систему с максимальной буферной емкостью в интервале рН 9,0–10,5. Физико-химическое воздействие на пласт композициями ИХН-КА позволяет использовать преимущества нефтевытеснения растворами щелочей, ПАВ и  $\text{CO}_2$  [170, 171].

Наибольшее влияние на скорость гидролиза оказывают температура и концентрация аммиачной селитры, влияние ПАВ менее заметно. В присутствии ПАВ и особенно аммиачной селитры гидролиз карбамида замедляется. Максимальное значение рН устанавливается уже при степени гидролиза 10–20 % (см. рис. 3.7): при 80 °C через 20 сут, при 95–100 °C через 2–6 сут, при 120 °C через 1 сут. При 95 °C

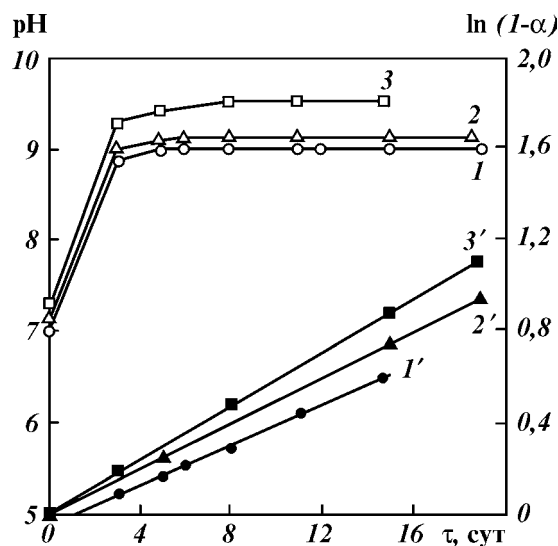


Рис. 3.8. Кинетика гидролиза карбамида в композиции ИХН-КА и ее раствора в сеноманской воде при 95 °С:  
 1, 1' - (ИХН-КА): вода = 1:5; 2, 2' - (ИХН-КА): вода = 1:3; 3, 3' - композиция ИХН-КА

максимальная буферная емкость, соответствующая практически полному гидролизу, достигается за 25–35 сут. Наиболее высокое значение pH получено в процессе гидролиза раствора карбамида, не содержащего ПАВ и аммиачную селитру, однако наибольшая буферная емкость наблюдается только в присутствии аммиачной селитры. При разбавлении гидролизованного раствора ИХН-КА в 10–100 раз pH меняется на 0,2–0,5. Полимиктовый коллектор при 80 °С не влияет на скорость гидролиза, а при 100 °С и выше несколько снижает ее. Экспериментальными способами авторами определено среднее значение константы скорости гидролиза карбамида в растворах ИХН-КА, равное 0,05 сут<sup>-1</sup>. Среднее значение температурного коэффициента скорости реакции равно 2,4. Углекислый газ способствует дополнительному увеличению нефтеотдачи при применении композиции ИХН-КА за счет растворения его в нефти и пластовой воде. Кроме того, из-за гравитационного перераспределения CO<sub>2</sub> будет подниматься в верхние интервалы пласта или пропластка, где сосредоточена остаточная нефть, что должно приводить к увеличению охвата пласта воздействием по толщине.

### ЗАГУЩЕННЫЕ СИСТЕМЫ ИХН-КА

Одним из важнейших свойств технологических жидкостей, применяемых для увеличения нефтеотдачи пластов, является вязкость. Возможность регулирования вязкости системы ИХН-КА позволяет подбирать подвижность нефтевытесняющего агента, оптимальную для конкретных геолого-физических и гидродинамических условий высокотемпературных залежей. Они способны увеличивать нефтеотдачу как за счет повышения коэффициента нефтевытеснения, так и увеличения охвата пласта заводнением. В их состав вводятся соли алюминия, способные непосредственно в пласте с высокой температурой при гидролизе карбамида образовывать неорганические гели и золи. Разработаны и рекомендованы [170, 171, 217] оптимальные составы, для которых время гелеобразования при 90 °С составляет 2 сут, при 120 °С – 1,5 ч, вязкость при этом увеличивается в 80–130 раз, а при двукратном разбавлении состава – в 6–30 раз.

При пластовых температурах 78–95 °С исследованы нефтевытесняющие способности системы ИХН-КА применительно к условиям месторождений Западной Сибири. Некоторые результаты этих работ приведены в табл. 3.9 [171].

Как видно из данных табл. 3.9, исследования физико-химических свойств и нефтевытесняющей способности показали высокую эффективность системы ИХН-КА для пластов юрских отложений Западной Сибири для увеличения нефте-

Таблица 3.9

Показатели нефтевытесняющей способности систем ИХН-КА

Месторождение, пласт	Температура, °С	Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	Вытесняющий агент, условия вытеснения		Коэффициент вытеснения, %		Прирост коэффициента вытеснения, %
			первичное	доотмыв	водой	композицией	
Вахское, Ю <sub>1</sub>	91	0,059	Вода	ИХН-КА	60,7	76,4	15,7
Вахское, Ю <sub>1</sub>	91	0,069	Вода	—	63,1	—	—
Вахское, Ю <sub>1</sub>	91	0,069	ИХН-КА	—	62,6	82,4	19,8
Талинское, ЮК <sub>10–11</sub>	91	0,088	Вода	—	59,0	—	—
Талинское, ЮК <sub>10–11</sub>	91	0,088	ИХН-КА	—	—	76,2	17,2
Оленье, Ю <sub>1</sub>	91	0,089	Вода	ИХН-КА	63,0	79,1	16,1
Нижневартовское, Ю <sub>1</sub>	93	0,073	Вода	—	59,4	—	—
Нижневартовское, Ю <sub>1</sub>	93	0,079	Вода	ИХН-КА	59,0	80,9	21,9

отдачи низкопроницаемых пластов с высокой температурой. Системы ИХН-КА имеют широкую сырьевую базу для промышленного применения.

Для увеличения нефтеотдачи высоконеоднородных пластов месторождений Западной Сибири предложена технология [170, 171, 217] физико-химического воздействия на пласт загущенной системой ИХН-КА. Технология объединяет преимущества заводнения растворами щелочей, ПАВ и воздействия на пласт  $\text{CO}_2$ . При этом повышение нефтеотдачи достигается за счет улучшения нефтевытеснения и увеличения охвата неоднородного пласта заводнением.

Промысловые испытания [170] композиций ИХН-КА проводились на месторождениях Западной Сибири. Получены высокие результаты. По утверждению авторов, прирост нефтеотдачи достигает 5–10 %.

#### **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 гидролизует. 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. Опытные-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.

## **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 и 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 обуславливаться 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 [119]. 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 положи-

тельным влиянием на довытеснение остаточной нефти обладает и существенными недостатками.

Приемистость нагнетательной скважины для каждого рабочего агента после первого цикла резко снижается и 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 очередного нагнетания воды и газа значительно усложняется. Для условий Зайкинской группы месторождений легких нефтей представляет интерес поиск способа реализации водогазовой циклической репрессии за счет собственного газа путем периодического и управляемого снижения пластового давления ниже давления насыщения нефти газом.