

## **Выравнивание профиля приемистости нагнетательной скважины / притока добывающей скважины**

Одной из важнейших задач, стоящих перед нефтяной отраслью, является увеличение полноты выработки запасов углеводородного сырья и повышение экономической эффективности добычи нефти на поздних стадиях разработки месторождений.

Основным методом воздействия на пласты нефтяных месторождений России, обеспечивающим более 90 % всей добычи нефти, служит заводнение. В настоящее время заводнение является самым общепризнанным и наиболее эффективным методом нефтеизвлечения не только в России, но и за рубежом. При благоприятных геолого-физических условиях месторождений заводнение может обеспечить нефтеотдачу объектов до 60%. Однако полнота охвата пластов воздействием и их конечная нефтеотдача резко снижаются при наличии геологической неоднородности разрабатываемых горизонтов. При разработке неоднородных пластов часто происходит преждевременный прорыв закачиваемой воды в добывающие скважины по наиболее проницаемым в разрезе пропласткам. Это приводит к уменьшению охвата залежи воздействием и отбору значительных объемов воды, которая, двигаясь по уже промытым зонам, не совершает полезной работы по вытеснению нефти. При этом затрачивается большое количество энергии на непроизводительную закачку воды и подъем ее на поверхность. Нефтедобывающие скважины нередко обводняются практически полностью, в то время как еще значительная часть продуктивного горизонта остается невыработанной [1].

Опыт разработки нефтяных месторождений методом заводнения показывает, что от 20 до 60 % первоначально нефтенасыщенной толщины не охвачены воздействием, вследствие поступления закачиваемой воды преимущественно в наиболее проницаемые пропластки и трещины, раскрывающиеся в призабойной зоне нагнетательных скважин. Одной из важных задач совершенствования разработки месторождений является

вовлечение в активную работу максимального количества перфорированных интервалов, прежде всего в нагнетательных скважинах.

В настоящее время интенсивно разрабатываются и применяются на практике физико-химические технологии, направленные на регулирование заводнения путем снижения проводимости высокопроницаемых каналов и трещин пласта с использованием осадко-гелеобразующих составов, эмульсионных и суспензионных систем [2]. Однако эту задачу нельзя считать окончательно решенной, поскольку реализация применяемых на практике технологий часто не приводит к положительным результатам, особенно при учете их технико-экономических показателей.

Выравнивание профиля приемистости нагнетательных и уменьшение обводненности продукции добывающих скважин может быть достигнуто за счет проведения водоизоляционных работ важное значение имеет информация о степени послойной фазовых проницаемостей нефти и воды. Поскольку часто данные промысловых исследований профилей приемистости и притока отсутствуют, то при принятии решений о проведении этих работ важное значение имеет информация о степени послойной неоднородности пласта. Так, если проницаемости отдельных пропластков близки, то проведение водоизоляционных работ в добывающей скважине может быть нецелесообразно и для уменьшения обводненности продукции этой скважины лучше рекомендовать мероприятия по увеличению фазовой проницаемости нефти.

Выравнивание профиля приемистости проводят с целью [1]:

- увеличения коэффициента охвата пласта воздействием за счет изменения направлений фильтрационных потоков закачиваемого агента в пласт, снижения проницаемости каналов низких фильтрационных сопротивлений;
- получения дополнительной добычи нефти из ранее не дренируемых зон пласта;

- снижения эксплуатационных затрат на добычу попутнодобываемой воды.

Объектом применения является нагнетательная скважина как очаг заводнения участка продуктивного пласта, ограниченного первым рядом сетки реагирующих эксплуатационных скважин.

Для ВПП применяются различные осадко- и гелеобразующие составы, а также различные технологии выполнения работ. Применяемые технологии ограничения притока воды в скважины зависят от характера влияния закачиваемой водоизолирующей массы на проницаемость нефтенасыщенной части пласта, вскрытого перфорацией, и разделяются на селективные и неселективные. Такое разделение определяется физико-химическими свойствами материала.

Неселективные методы изоляции (НСМИ) – это методы, использующие материалы, которые независимо от насыщенности среды нефтью, водой и газом образуют экран, не разрушающийся со временем в пластовых условиях. Основные требования при НСМИ – точное выделение обрабатываемого обводненного интервала и исключение снижения проницаемости продуктивной нефтенасыщенной части пласта. Для этого в основном используются цементы, пеноцементы, полимерцементы, технические устройства типа разбурываемых пакеров и перекрывающих устройств.

Селективные методы изоляции (СМИ) – это такие методы, когда используют материалы, которые закачивают во всю перфорированную часть пласта. При этом образующийся осадок, гель или отверждающееся вещество увеличивают фильтрационное сопротивление только в водонасыщенной части пласта, а закупорки нефтяной части пласта не происходит. Селективное воздействие химических продуктов основывается на различии физико-химических свойств пластовых жидкостей (нефти и воды) и физико-геологических особенностях строения продуктивного объекта, определяющих гидродинамическую обстановку коллектора[3-4].

Рассмотрим кратко некоторые из технологий, применяемые в настоящее время:

### *1. Технология с применением термотропного состава РВ-3П-1*

Технология направлена на повышение нефтеотдачи пластов, представленных терригенными и карбонатными коллекторами и позволяет:

- увеличить охват пластов заводнением;
- ограничить водоприток к добывающим скважинам и тем самым снизить темп обводнения добываемой продукции;
- снизить непроизводительную закачку в системе ППД путём снижения ухода воды в законтурную зону или снижения межпластовых перетоков;
- выравнивать профиль приёмистости в нагнетательных скважинах;
- увеличить дебиты нефти реагирующих добывающих скважин.

Область наиболее успешного применения технологии: месторождения, имеющие разрабатываемые пласты с высокой неоднородностью, повышенными пластовыми температурами (от 70 °С до 120 °С), высокой обводнённостью добываемой продукции.

Применяется в промышленных масштабах в условиях разработки низкопроницаемых терригенных коллекторов месторождений Западной Сибири. Удельная технологическая эффективность составляет свыше 1400 тонн дополнительной добычи на 1 скважино-обработку.

### *2. Полимерная технология PAG (Polymer Adaptation Geology)*

Технология предназначена для регулирования контура нагнетания и перераспределения фильтрационных потоков по контуру и по разрезу участка залежи, предотвращения прорывов воды в добывающие скважины. Обработки нагнетательных скважин полимерным составом проводятся на любом типе коллектора.

Компонентный рабочий состав:

- полиакриламид «CSE-1614» (0,35–0,7%);

- сшивающий реагент (0,035–0,07%);
- вода.

После закачки полимерного состава для увеличения коэффициента вытеснения нефти и отмыва призабойной зоны скважины производится закачка в скважину оторочки моющего состава «ХСИ-4601» (50 м<sup>3</sup> с концентрацией 1% мас.).

Технологическая эффективность проведенных скважино-операций составляет от 800 до 1800 тонн дополнительно добытой нефти по разным объектам месторождений Западной Сибири.

### *3. Технология «ТВ-3П-КОР»*

В пласте после смешения растворов и взаимодействия компонентов происходит выпадение объемного гелеобразного осадка, который в дальнейшем образует устойчивую гелеобразную структуру, блокирующую водопромытые интервалы пласта. В результате такого воздействия происходит внутрислоевое перераспределение фильтрационных потоков и вовлечение в разработку слабодренируемых участков нефтяного пласта.

Компонентный рабочий состав:

- «АС-CSE-1313» марки Б (10–15%);
- кальций хлористый (3–5%);
- вода

### *4. Технология «Гипан α+»*

Технология с применением реагента «Гипан α+» направлена на перераспределение фильтрационных потоков с подключением в активную разработку слабо дренируемых низкопроницаемых пропластков. Сущность технологии заключается в образовании гелеобразного осадка при взаимодействии макромолекул полиакрилонитрила с ионами алюминия либо кальция (соли алюмохлоридов, кальция хлористого)

Применяемые химические реагенты:

- реагент «Гипан α+» марок А и Б (ТУ 2458-012-14702906-08);
- реагент «Кальций хлористый технический» (ГОСТ 450—77 с изм. №№ 1–3);
- техническая вода.

Технология эффективна для высокопроницаемых коллекторов с наличием каналов низких фильтрационных сопротивлений. Возможно применение наполнителей — мела, глинопорошка.

Технологическая эффективность проведенных скважино-операций составляет свыше 800 тонн дополнительно добытой нефти в условиях разработки месторождений Западной Сибири.

#### 5. Технология «АС-CSE-1313»

Гелеобразующая технология на основе реагента «АС-CSE-1313» направлена на:

- увеличение охвата пластов путем выравнивания профиля приемистости при закачке в нагнетательные скважины,
- ограничение водопритока в добывающих скважинах путем создания в пластовых условиях прочных гелевых экранов, создающих значительные фильтрационные сопротивления.

Применяемые химические реагенты:

- реагент «АС-CSE-1313» (ТУ 2458-013-66875473-2013);
- реагент кислотный состав «CSE-0713» (ТУ 2458-007-66875473-2013);
- техническая вода

#### 6. Эмульсионный состав

При фильтрации раствора в наиболее проницаемых и промытых водой каналах и трещинах образуется эмульсия, способная структурироваться в поровом пространстве. Эмульсионная технология предназначена для выравнивания профиля приемистости с перераспределением направления

фильтрационных потоков в нагнетательных скважинах в терригенных и карбонатных коллекторах.

Применяемые химические реагенты:

- эмульгатор «CSE-1013» (ТУ 2458-010-66875473-2013);
- хлористый кальций;
- нефть (углеводородный растворитель);
- техническая вода

Теперь подробнее рассмотрим типы химических веществ, с помощью которых может проводится ВПП. Большинство селективных методов ограничения водопритоков в скважины основывается на применении реагентов с избирательными физико-химическими свойствами относительно нефти и воды, обеспечивающими снижение проницаемости пласта для воды. Применение таких материалов значительно упрощает технологию проведения работ. Значительно сокращается время на исследование скважины по определению обводненных интервалов пласта.

Мировой и отечественный опыт показывает, что для выравнивания профиля приемистости водонагнетательных скважин и ограничения движения вод в высокопроницаемых и хорошо промытых пластах высокоэффективны гелеобразующие водоизолирующие составы на основе низкоконцентрированных водных растворов различных химических продуктов. Они способны избирательно фильтроваться в обводненные интервалы высокопроницаемых пластов, промытые водой участки, создавая искусственные экраны, противостоящие движению закачиваемых вод. Гелевые композиции могут быть закачаны и в добывающие скважины для образования барьеров на пути фильтрации воды и ограничения добычи попутной воды. Радиусы создаваемых экранов и барьеров зависят от удельных объемов закачиваемых водных растворов гелеобразующих реагентов на единицу толщины пласта, а также технологии их нагнетания. Объемы растворов и технологии их закачки необходимо выбирать на основе

тщательного изучения характера неоднородности пластов, их гидродинамической связи и степени промывки отдельных прослоев, и т. д.

### **Полимерное заводнение**

Изменение соотношения подвижностей нефти и вытесняющего флюида может улучшить показатели заводнения и повысить коэффициент нефтеотдачи. Коэффициент охвата пласта повышается путем увеличения вязкости закачиваемых флюидов [5]. Для регулирования подвижности преимущественно используются водорастворимые полимеры:

- биополимеры ксантановой смолы, например, полисахарид ксантан (ксантановая камедь) – по своей природе является полисахаридом и относится к группе стабилизаторов. Общая формула  $(C_{35}H_{49}O_{29})_n$ . Раствор ксантана устойчив к ферментам, спиртам, ПАВам, кислотам (кроме соляной) и щелочам, высоким (до 120 °С) и низким (до –18 °С) температурам. В смеси с другими камедями эффект загущения воды усиливается. Также ксантановая камедь применяется в качестве загустителя для буровых растворов
- полиакриламиды или частично гидролизованные полиакриламиды состава  $(-CH_2CHCONH_2-)_n$ . Используется в нефтяной промышленности для заводнения пластов и проведения ремонтно-изоляционных работ в скважине, также применяется при нефтедобыче как регулятор водоотдачи и ингибитор набухания глины

Ксантановые смолы лучше загущают жесткую воду, а полиакриламиды более стабильны в щелочных условиях. Ни один из этих полимеров не допускает высокого содержания кислорода или ионов железа, поэтому требуется полное исключение кислорода из воды. Также возможно применение эксплуатационных устройств, трубопроводов и колонн НКТ, облицованных пластиком или другими защитными материалами.

Основное свойство полимеров заключается в загущении воды. При концентрации 0.1 % мас. вязкость увеличивается до 3-4 мПа·с. Это приводит



к стабилизации фронта вытеснения и предотвращению преждевременного прорыва воды из нагнетательных скважин в добывающие. Полимерные растворы, обладая повышенной вязкостью, лучше вытесняют не только нефть, но и связанную пластовую воду из пористой среды. Они вступают во взаимодействие со скелетом пористой среды, т.е. породой и цементирующим веществом. Это вызывает адсорбцию молекул полимеров из раствора на поверхности пористой среды, что приводит к сужению каналов и ухудшению фильтрации через них воды, а на фронте вытеснения создается вал «неактивной» воды. А так как полимерный раствор поступает сначала в высокопроницаемые слои, то за счет этих двух эффектов – повышения вязкости раствора и снижения проводимости среды – происходит уменьшение динамической неоднородности и выравнивание потоков жидкости и как следствие – повышение охвата пластов заводнением [6-10].

Полимерный раствор относится к классу неньютоновских жидкостей, т.е. жидкостей, при течении которых их вязкость зависит от градиента скорости: пропускная способность пористой среды для водного раствора полимера уменьшается гораздо сильнее, чем увеличивается его вязкость по сравнению с водой. Это явление получило название «фактор сопротивления» и описывается отношением коэффициента подвижности для воды к коэффициенту подвижности водного раствора полимера.

Другой важнейшей характеристикой полимерного раствора является «остаточный фактор сопротивления» определяемый как отношение подвижности воды до и после фильтрации раствора полимера в пористой среде. Возникновение «остаточного сопротивления» объясняется адсорбцией полимера в пористых средах и проявляется даже после полного вытеснения из них раствора полимера.

В настоящее время разработаны и успешно применяются следующие технологии ВПП с использованием полимеров:

- 1) воздействие на пласт с использованием «сшитых» полимеров;

- 2) полимерное заводнение в сочетании с вязкоупругими составами (ВУС);
- 3) закачка растворов индивидуальных полимеров (полимерное заводнение);
- 4) воздействие на призабойную зону пласта ВУС;
- 5) полимерное заводнение в сочетании с другими методами.

Полимерные растворы, колюматирующие пласт, можно, главным образом, разрушить 3 способами:

- Химически – вследствие взаимодействия различных химических веществ с полимером, например, соляная кислота, кислород воздуха.
- Термически – разрушение наступает при температурах выше 130 °С, а в сильно минерализованной пластовой воде – уже при температурах выше 70 °С.
- Механическая деструкция происходит при высоких скоростях сдвига, т.е. при движении растворов полимеров по трубам, насосам и в призабойной зоне пласта

Полимерные растворы применяются в виде оторочек размером до 40 – 50 % от объема пор. Размер оторочки, концентрация раствора и тип полимера должны выбираться, исходя из неоднородности пласта и солевого состава пластовой воды. При перемешивании полимерных растворов с пластовой минерализованной водой происходит разрушение структуры раствора и снижение вязкости. Давление нагнетания полимерных растворов выше, чем при заводнении. Система размещения скважин для полимерного заводнения может оставаться такой же, как при заводнении, если обеспечиваются необходимые давления нагнетания, темпы отбора нефти. Вполне логичным выглядит использование более плотных сеток скважин для полимерного заводнения.

Технологии полимерного воздействия испытаны и применяются в промышленных масштабах на месторождениях Республик Татарстан,

Удмуртии и Башкортостан, Западной Сибири, Самарской области и других нефтедобывающих регионов страны.

Полимерное заводнение является одним из эффективных методов ВПП и ограничения объемов попутно добываемой воды. Однако на поздней стадии разработки эффективность применения полимеров ухудшается.

### **Применение простых эфиров целлюлозы**

В семидесятые годы учеными ТатНИПИнефти и ОАО «Татнефть» предложены технологии повышения нефтеотдачи пластов за счет ВПП с использованием составов на основе экологически безвредных простых эфиров целлюлозы (ПЭЦ):

- карбоксиметилцеллюлоза (целлюлозогликолевая кислота)  
 $[C_6H_7O_2(OH)_2(ОСН_2СООН)]_n$
- метилцеллюлоза  $[C_6H_7O_2(OH)(ОСН_3)_2]_n$
- этилцеллюлоза  $[C_6H_7O_2(OH)(ОСН_2СН_3)_2]_n$
- метилгидроксипропилцеллюлоза  $C_{32}H_{60}O_{19}$
- оксиэтилцеллюлоза  $[C_6H_7O_2(OH)_2(ОСН_2СН_2)ОН]_n$

Достоинством использования ПЭЦ является возможность ВПП даже на высоко обводнённых залежах, находящихся на поздней стадии разработки, а также простота исполнения и достаточно высокая эффективность [11].

Водные растворы ПЭЦ обладают эмульгирующей, связывающей, смачивающей и адгезионной способностями, имеют вязкость от 4 до 300 мПа·с. Для заводнения используется водная дисперсия ПЭЦ.

В пласте под действием температуры, изменения рН, ионов металлов, содержащихся в пластовой воде, происходит увеличение вязкости растворов ПЭЦ, вплоть до образования гелеобразных структур различной степени подвижности [12-13]. Добавление в раствор поливалентных металлов, обладающих «сшивающим» действием, например, хром или молибден, позволяет целенаправленно регулировать свойства раствора. Благодаря своей «гибкости» технология применима практически на любой стадии разработки.

При применении ПЭЦ без поливалентных металлов на ранней стадии заводнения происходит увеличение вязкости закачиваемого раствора без образования гелеобразных структур. В этом случае, в результате снижения подвижности закачиваемого агента имеет место общее выравнивание фронта вытеснения нефти без языкообразного прорыва воды. Как следствие повышается степень охвата пласта заводнением.

При высокой степени обводненности, на поздней стадии разработки продуктивного пласта под воздействием ионов поливалентных металлов, содержащихся в пластовой воде, происходит образование гелеобразных структур. Подвижность геля снижается, особенно, на участках, где закачивается пластовая вода, а также при приготовлении раствора ПЭЦ на сильно минерализованной воде. Для образования более стойких (изолирующих) гелеобразных структур могут применяться и другие сшивающие агенты.

В результате образования малоподвижных и неподвижных гелей происходит изолирование промытых зон пласта, и направление закачиваемой воды в зоны, до этого 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 ПЭЦ производилась на нескольких участках Ромашкинского месторождения. Для более широкого применения ПЭЦ с целью ВПП на месторождениях ОАО «Татнефть» создано совместное с французской компанией «Total» предприятие «Татольпетро». Выбрано несколько высокоэффективных реагентов, поставку которых обеспечивает французская фирма. Наилучшими вязкостными свойствами обладают оксиэтилцеллюлоза марки NATROSOL250 HHR-P, этилоксиэтилцеллюлоза марки BERMOCOLLE-FQ, метилцеллюлоза марки BENECELMР874. Вязкость растворов оксиэтилцеллюлозы увеличивается при повышении

минерализации воды. Отметим, что растворы этилоксиэтилцеллюлозы не способны образовывать гелеобразные структуры, тогда как растворы метилцеллюлозы образуют гелеобразные структуры при температуре 65 – 70 °С. При добавлении поливалентных металлов температура гелеобразования уменьшается до 32–35 °С.

Простые эфиры целлюлозы устойчивы к действию химических реактивов, водостойки, морозостойкости, светостойкости, термостойки, обладают малой горючестью, способны растворяться в распространенных органических растворителях, имеют хорошие пленкообразующие и термопластические свойства.

### **Применение волокнисто-дисперсной системы**

Технология ВПП скважин для высокообводненных пластов с применением волокнисто-дисперсной системы (ВДС) заключается в последовательно-чередующейся закачке в пласт через нагнетательные скважины водных суспензий древесной муки и глины. За счет сил физического взаимодействия между последними возникает структурированная система, способная заметно повышать фильтрационное сопротивление высокопроницаемых зон пласта [14]. Это приводит к перераспределению фильтрационных потоков с подключением в активную разработку слабодренируемых низкопроницаемых пропластков и, таким образом, способствует повышению охвата пласта воздействием и в, конечном счете, приросту извлекаемых запасов нефти.

Древесная мука не подвергается заметной деструкции, экологически чиста, и ее производство обеспечено дешевым легко возобновляемым сырьем. Технология эффективна при любой минерализации и температуре пластовых вод, может применяться в пластах как порового, так и трещиновато-порового типа.

Согласно опубликованным исследованиям, применение древесной муки с концентрацией свыше 1,5 % мас. приводит к резкому увеличению вязкости

системы, что, в свою очередь приводит к сильной кольматации пласта и значительному ухудшению фильтруемости. Вязкость водных суспензий 2000-5000 ppm составляет при температуре 20-25 °С от 20 до 60 мПа·с. Эксперименты показывают, что ВДС обладают высокими структурно-механическими характеристиками: адгезия к породе пласта составляет 0,3-2,9 кПа, статическое напряжение сдвига – 0,2-2,3 Н/м, коэффициент пластичности – 90-856 с. Данные характеристики обеспечивают стойкость системы в пластовых условиях в течение длительного времени [15].

В технологии ВДС используются следующие продукты:

- в качестве волокнистого материала применяется древесная мука марок 120, 140, 160, 180, 200 по ГОСТ 16361-87, которая до ее использования должна храниться в условиях, не допускающих увлажнения;
- глинопорошок по ОСТ 39-202-86 и ТУ 39-043-74, который также используется при приготовлении буровых растворов;
- для приготовления суспензии глины и волокнистого материала используется вода техническая (ГОСТ 24902-81) или промышленная сточная вода системы поддержания пластового давления (ОСТ 39-225-88).

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.

Давление воды должно быть отрегулировано 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 и глинопорошка определяется исходя из концентрации и объемной скорости закачки суспензии.

Технология ВДС была успешно апробирована в 1992-1994 гг. в условиях высокообводненных пластов месторождений Западной Сибири. Средняя продолжительность эффекта воздействия ВДС составляет до 3 лет и более.

### **Технология ВПП с применением вязкоупругой системы на основе полиакриламида**

Широкомасштабное промышленное применение физико-химических методов не всегда является экономически рентабельным. В связи с этим представляют интерес методы воздействия на пласт различными водоизолирующими материалами индивидуально или в сочетании с интенсифицирующими реагентами. Одним из способов изоляции является использованием систем на основе полиакриламида в виде композиционных составов со «сшивающими» реагентами в водах высокой и низкой минерализации [16].

Принцип воздействия вязкоупругой системы на основе использования полиакриламида аналогичен полимерному заводнению. Проникая в наиболее промытые пропластки, полиакриламид, реагируя со «сшивающим» реагентом 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. Наибольшее применение в качестве сшивателей для приготовления ВУС нашли соединения хрома, обычно это ацетат хрома  $(\text{CH}_3\text{COO})_3\text{Cr}$  и хромокалиевые квасцы  $\text{KCr}(\text{SO}_4)_2 \cdot 12\text{H}_2\text{O}$ . Эти соли позволяют одновременно регулировать в достаточно широких пределах время гелеобразования и реологические характеристики геля.

Реализация технологий в промысловых условиях сводится к периодическим обработкам ВУС призабойных зон водонагнетательных и

обводнившихся добывающих скважин. Для технологии обработок скважин ВУС важно приготовление качественного раствора полимера, представляющего собой гомогенную систему требуемой концентрации и имеющую заданные физико-химические характеристики.

Промысловые испытания, проведенные на ряде месторождений, показали принципиальную возможность и эффективность использования рассматриваемой технологии для ВПП.

### **Применение малоцентрированных полимердисперсных систем**

Одним из эффективных направлений совершенствования методов заводнения является увеличение фильтрационного сопротивления хорошо промытых зон путем создания остаточного фактора сопротивления для воды с применением суспензий твердых частиц горных пород и других материалов. Снижение подвижности воды в обводненных пропластках при этом позволяет уменьшить влияние неоднородности нефтеводонасыщенного коллектора по характеру и степени вытеснения нефти, изменить фильтрационные потоки и тем самым увеличить охват пластов воздействием.

Новые способы получения водоизолирующей массы в пластовых условиях, основанные на использовании флокулирующих свойств относительно твердых дисперсных частиц глины, приводящих к образованию в пластовых условиях полимердисперсных систем (ПДС) разработаны в ОАО «НИИНефтехимпром» [17]. Основными компонентами этой системы являются полимеры с флокулирующими свойствами, частицы глины и пород продуктивного пласта. Наличие ионогенных групп в полимерной цепи обеспечивает достаточно высокую адсорбцию не только с поверхностью пор и трещин, но и с твердыми дисперсными частицами пород. Полимеры оказывают различное воздействие на гравитационную устойчивость твердых частиц. В зависимости от изменения характера взаимодействия полимера с дисперсной фазой выделяются три области концентрации [18-23]:

1. Полное связывание полимера (флокуляция).



2. Переходная (коагуляционную).
3. Стабилизация

Процессы флокуляции и стабилизации наблюдаются в системах, имеющих различную степень дисперсности, начиная от коллоидных растворов с размерами частиц около 0,1 мкм и кончая грубыми суспензиями и агрегатами пород с размерами частиц до 1000 мкм, в широком интервале массовых концентраций твердой фазы – от 0,001 до 15-30 %.

Испытания разработанной технологической схемы ВПП с помощью ПДС проводились на Березовской, Северо-Альметьевской, Чишминской, Холмовской и других площадях Ромашкинского месторождения. Закачивание технологических жидкостей, образующих ПДС, сопровождается повышением давления нагнетания на 3-5 МПа и снижением коэффициента приемистости водонагнетательных скважин. Эти изменения являются свидетельством образования ПДС в водонасыщенных зонах пласта и увеличения фильтрационных сопротивлений, промытых водой пропластков. Обработка ПДС неоднородного пласта приводит к перераспределению закачиваемой воды и подключению в работу интервалов пласта с низкой проницаемостью. При этом происходит ограничение движения воды по высокопроницаемым промытым водой интервалам и увеличение коэффициента охвата пласта воздействием закачиваемой воды по толщине, при этом наблюдается снижение обводненности добываемой жидкости до 35%.

### **Полимерная гелеобразующая композиция МЕТКА**

Композиция МЕТКА разработана в ИХН СО РАН (г.Томск) для повышения нефтеотдачи высоко неоднородных пластов путем регулирования фильтрационных потоков, увеличения охвата пласта заводнением термообратимыми полимерными гелями, которые образуются из растворов полимеров с нижней критической температурой растворения [24]. Фактором, вызывающим гелеобразование, является тепловая энергия пласта. Процесс превращения при повышении температуры маловязкого раствора в гели

обратим – при охлаждении гель разжижается, становится снова маловязким раствором, при повторном нагревании снова застывает. Возможно многократное повторение данной операции. Наиболее перспективными полимерами для данной задачи являются простые эфиры целлюлозы (ПЭЦ). Зависимость вязкости растворов ПЭЦ в интервале температур 20 – 95 °С имеет экстремальный характер – при нагревании вначале происходит снижение вязкости, а затем при дальнейшем нагревании вязкость увеличивается и раствор превращается в гель. Температуру и время гелеобразования в интервале от 40 до 120 °С можно регулировать неорганическими и органическими добавками, подстраивая под конкретные пластовые условия – температуру и минерализацию воды. Действие добавок электролитов и неэлектролитов аддитивно. Гели устойчивы при температурах до 200 – 220 °С и могут использоваться как эффективное средство ограничения водопритока, предотвращения прорыва газа, ликвидации газовых конусов. В результате закачки композиций МЕТКА в нагнетательные скважины происходит выравнивание их профиля приемистости, снижение обводненности и увеличение дебитов нефти. Композиции МЕТКА технологичны в применении, наилучшая растворимость полимера в воде достигается при температуре 0 – 10 °С.

Эффективность технологии можно увеличить, если проводить воздействие гелеобразующими составами одновременно как на нагнетательные, так и на добывающие скважины, гидродинамически связанные с нагнетательными

Мировой и отечественный опыт показывает, что для выравнивания профиля приемистости водонагнетательных скважин и ограничения притока в добывающих скважинах, а также для ограничения движения вод в высокопроницаемых и хорошо промытых пластах высокоэффективны гелеобразующие водоизолирующие составы на основе

низкоконцентрированных водных растворов различных химических продуктов. Они способны избирательно фильтроваться в обводненные интервалы высокопроницаемых пластов, промытые водой участки, создавая искусственные экраны, противостоящие движению закачиваемых вод.

Гелевые композиции могут быть закачаны как в нагнетательные скважины с целью перераспределения потока фильтрации, так и в добывающие скважины для образования барьеров на пути фильтрации воды и ограничения добычи попутной воды. Радиусы создаваемых экранов и барьеров зависят от удельных объемов закачиваемых водных растворов гелеобразующих реагентов на единицу толщины пласта, а также технологии их нагнетания. Объемы растворов и технологии их закачки необходимо выбирать на основе тщательного изучения характера неоднородности пластов, их гидродинамической связи и степени промывки отдельных прослоев.

В России и за рубежом уже применялись или находятся на стадии промышленных испытаний множество технологий увеличения нефтеотдачи пластов, основанных на ВПП с использованием гелеобразующих составов. Результаты этих исследований показывают перспективность применения гелеобразующих систем для ВПП даже на поздней стадии разработки нефтяных месторождений.

Механизм изоляции гелеобразующими составами заключается в закачивании в призабойную зону пласта водных растворов композиций гелеобразующих химических продуктов и реагентов, которые в течение некоторого времени формируют в поровом пространстве призабойной зоны пласта водоизолирующую массу, селективно образующуюся в объеме, занятом водой. Процесс образования тампонирующей массы в пласте протекает при наличии двух компонентов: основного компонента (водоизолирующий химический продукт) и вспомогательного реагента.

Гели – это, как правило, системы с жидкой или газообразной дисперсной средой и образуемой частицами дисперсной фазы пространственной структурой (сеткой). Такая сетка придает гелям механические свойства

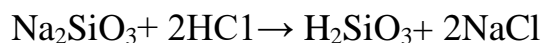
твердых тел. Типичные гели обладают пластичностью, некоторой эластичностью и также тиксотропными свойствами, т. е. способностью обратимо во времени восстанавливать свою пространственную структуру после ее механического разрушения.

### **Применение гелеобразующей композиции на основе силиката натрия**

Данная технология предназначена для выравнивания профиля приемистости в нагнетательных и ограничения притока воды в добывающих скважинах в результате селективной изоляции промытых водой высокопроницаемых пропластков и трещин за счет перехода закачиваемого в скважину силикатно-полимерного раствора в гель при повышенной температуре пласта [5].

Перспективность использования технологии обусловлена технологичностью приготовления раствора и закачки его в пласт, достаточно низкой стоимостью реагентов и их нетоксичностью, высокой прочностью и стабильностью во времени образующегося геля. После кольматации пласта при необходимости гель можно разрушить при помощи закачки в нагнетательные скважины щелочных растворов.

Технология основана на взаимодействии силиката натрия ( $\text{Na}_2\text{SiO}_3$ ) с соляной кислотой ( $\text{HCl}$ ) с образованием геля кремниевой кислоты:



Как изолирующий материал для закупоривания водонасыщенных пластов в скважинах необходимо, чтобы раствор гелеобразующей композиции отвечал определенным требованиям. В первую очередь необходимо, чтобы время начала схватывания раствора было достаточным для введения в пласт, с целью предотвращения застывания смеси в трубах.

При взаимодействии силиката натрия с кислыми агентами образуется золь кремниевой кислоты, переходящий со временем в вязкоупругий гель,

который служит водоизолирующим материалом в промытых высокопроницаемых зонах пласта. Изолирующая способность геля определяется его механическими и реологическими свойствами, зависящими от многих факторов [9].

Для эффективной обработки нагнетательных и добывающих скважин физико-химические и фильтрационные свойства гелеобразующего раствора (ГОР) должны соответствовать следующим техническим требованиям:

1. Однородность и стабильность ГОР в интервале температур 20-90 °С, час: не менее 6.
2. Вязкость гелеобразующего раствора при 25 °С, мПа·с: 1,0-10,0.
3. Состав воды для приготовления ГОР: пресная или минерализованная вода.
4. Время начала гелеобразования:  
при 20-40 °С, ч: не менее 12;  
при 70-90 °С, ч: не менее 6.
5. Образование геля во всем объеме и стабильность в течение месяцев: не менее 6.
6. Прочность (напряжение разрушения) геля  $\Theta$ , Па: не менее 20.
7. 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. Все эти характеристики существенно зависят от pH среды (т.е. от концентрации HCl), температуры, общей минерализации и химического состава воды.

Лабораторными исследованиями установлено, что с увеличением температуры прочность силикатного геля возрастает, при этом, чем меньше концентрация HCl в растворе, тем большее влияние оказывает температура на

прочность гелей. Например, при концентрации HCl, равной 0,55 % мас., 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 % мас., прочность геля в том же интервале температур возрастает в 1,5 раза (с 30 до 45 Па). Таким образом, при обосновании объемов закачки и времени обработки скважин необходимо учитывать пластовую температуру и, в зависимости от нее, корректировать состав гелеобразующего раствора, т.е. подбирать оптимальные концентрации компонентов в растворе.

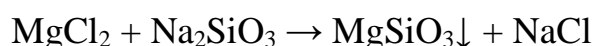
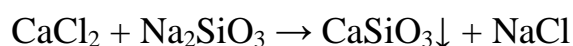
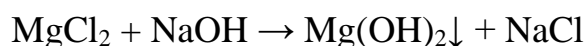
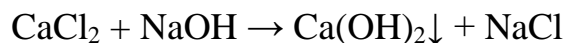
Технология ВПП с помощью гелеобразующей композиции на основе силиката натрия испытывалась на терригенных коллекторах ОАО «Башнефть», ОАО «Татнефть» и Западной Сибири.

### **Силикатно-щелочное заводнение**

Для приготовления щелочных растворов можно использовать:

- едкий натр (каустическая сода) NaOH,
- углекислый натрий (кальцинированная сода) Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>,
- гидрат окиси аммония (аммиачная вода) NH<sub>4</sub>OH,
- силикат натрия (растворимое стекло) Na<sub>2</sub>SiO<sub>3</sub>.

Наиболее активными считаются едкий натр и силикат натрия. Щелочные растворы закачиваются в виде оторочек размером 10 – 25 % от объема пор пласта. Осадок образуется за счет химической реакции закачиваемого силикатно-щелочного раствора с солями кальция и магния, содержащимися в вытесняющей сточной воде:



Осадок CaSiO<sub>3</sub> по природе является коллоидным и способен значительно снизить проницаемость обводненного пласта до 10 и более раз, в

то время как осадки гидроксидов магния и кальция ( $Mg(OH)_2$ ,  $Ca(OH)_2$ ) снижают проницаемость лишь в 1,5 – 2 раза [1, 5].

В результате внутрипластового контакта нефти с щелочными растворами образуется ПАВ, снижающее межфазное натяжение на границе «нефть-щелочной раствор» – до 0,1 мН/м. Метод применяется на месторождениях Башкортостана с 1986 г.

Основная модификация силикатно-щелочного заводнения включает закачку разделительных оторочек пресной воды и раствора (смеси гидроксида натрия, жидкого стекла).

Оторочки реагентов закачиваются в следующей последовательности:

1. Сточная минерализованная вода, нагнетаемая для ППД.
2. Разделительная оторочка пресной воды.
3. Оторочка раствора гидроксида натрия и жидкого стекла.
4. Разделительная оторочка пресной воды.
5. Сточная минерализованная вода.

Место выпадения осадков в пласте регулируют объемами оторочек пресной воды и раствора реагентов. А степень снижения проницаемости обводненных зон пласта – изменением концентрации гидроксида и силиката натрия. рН нагнетаемого в пласт раствора должен быть равен 12,7-13,7[2, 6,9].

Широкие возможности применения силикатов обуславливаются их свойствами, которые сохраняются даже при высоком давлении и температуре до 200 °С. Это позволило разработать и внедрить с их использованием способы селективного ограничения водопритока из глубоководных коллекторов.

Однако стоит отметить, что гели кремнекислоты обладают малой механической прочностью на сжатие (менее 102 МПа) и характеризуются некоторым начальным напряжением сдвига. Эффект тампонирующего достигается вследствие наличия у геля начального сдвига, но из-за малого его значения, тампонирующий экран, полученный на его основе, быстро разрушается и вытесняется. Механическая прочность геля повышается путем

введения в силикатные растворы специальных добавок, что позволяет сохранить тампонирующий эффект водоизолирующего слоя в обводненных зонах при очень большой депрессии (до 20—25 МПа). К таким добавкам относятся полимеры, при использовании которых образуются межмолекулярные связи между стенками пор и поверхностью осадков, что способствует повышению стабильности слоя и его прочности. С целью повышения стабильности осадков при повышении температуры до 80 °С и выше необходима добавка водорастворимых полимеров, обладающих флокулирующей способностью. Обычно в качестве полимерной добавки используется малоцентрированный раствор полиакриламида (0,03 % мас.).

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

ВПП с помощью силикатно-щелочного заводнения испытано на объектах, приуроченных к терригенным отложениям нижнего карбона Арланского, Манчаровского, Игметовского, Игровского месторождений. В условиях указанных месторождений метод имеет высокую экономическую эффективность.

Каждый нефтяной пласт имеет свои геолого-физические характеристики. Состав нефти и породы, вязкость нефти, минерализация воды, температура и давление продуктивных пластов различных месторождений варьируются в довольно широких пределах. Так, пластовая температура составляет 8-12 °С в Якутии, 20-40 °С – в Татарстане, 50-100 °С в Западной Сибири, 110-170 °С на месторождениях шельфа Южно-Китайского



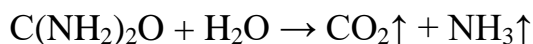
моря во Вьетнаме. Минерализация воды может меняться от 2 – 3 до 300 – 400 г/л. Поэтому наибольший интерес представляют гелеобразующие системы с регулируемыми свойствами, которые можно подстраивать под конкретные геолого-физические условия с целью увеличения нефтедачи пласта. Для термотропных гелеобразующих систем основными регулируемыми свойствами являются температура и время гелеобразования, а также вязкость и упругость геля, которыми можно управлять изменением компонентного состава систем.

Термотропные гелеобразующие системы в поверхностных условиях являются маловязкими водными растворами, в пластовых условиях – превращаются в гели. Гелеобразование происходит под действием тепловой энергии пласта или закачиваемого теплоносителя. Исследования кинетики гелеобразования, реологических и фильтрационных свойств гелей привели к созданию широкого ассортимента термотропных гелеобразующих систем с различным временем гелеобразования – от нескольких минут до нескольких суток – в интервале температур 40-350 оС. С их помощью можно создавать в пласте отклоняющие экраны, регулировать фильтрационные потоки, что приводит к увеличению добычи нефти, снижению обводненности продукции.

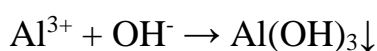
### **Гель-технологии с применением неорганических гелеобразующих составов ГАЛКА**

Гелеобразующие композиции ГАЛКА (разработана в ИХН СО РАН г. Томск) представляют собой маловязкие растворы с  $\text{pH} = 2.5 - 3$  и состоят из соли алюминия ( $\text{Al}^{3+}$ ), карбамида ( $\text{C}(\text{NH}_2)_2\text{O}$ ) и воды ( $\text{H}_2\text{O}$ ). Метод основан на способности композиции ГАЛКА непосредственно в пласте генерировать неорганический гель и углекислый газ за счет тепловой энергии пласта или закачиваемого теплоносителя. В методе реализован известный принцип возникающих реагентов (гомогенного осаждения) [24]. В пласт закачивается гомогенный водный раствор, содержащий гелеобразующую систему. За счет

тепловой энергии пласта или закачиваемого теплоносителя карбамид постепенно гидролизуеться, образуя углекислый газ и аммиак:



Благодаря выделению аммиака, который при растворении в воде образует слабое основание  $\text{NH}_4\text{OH}$  pH раствора увеличивается. При pH = 3.8 – 4.2 начинается гидролиз ионов алюминия, в результате чего через определенное время во всем объеме раствора практически мгновенно образуется гель:



В результате образования геля снижается проницаемость пласта для воды. Степень снижения проницаемости тем выше, чем больше исходная водонасыщенность и проницаемость породы пласта. Статическое напряжение сдвига геля находится в пределах 3-40 Па. Углекислый газ с аммиаком, выделившиеся при гидролизе карбамида, способны растворять карбонатные минералы породы пласта, а также снижать набухаемость глин.

Время гелеобразования зависит от температуры и соотношения компонентов гелеобразующей системы. Растворы солей алюминия без карбамида гелей не образуют. При изменении температуры на каждые  $10^\circ$  время гелеобразования изменяется в 3,5 раза. Энергия активации гидролиза карбамида в гелеобразующем растворе равна 115 кДж/моль, при отсутствии соли алюминия достигает 134 кДж/моль, что указывает на катализ кислотой, образующейся в результате гидролиза соли алюминия [25-26]. Другими словами, кинетика гелеобразования в системе соли алюминия – карбамид – вода определяется гидролизом карбамида, который происходит медленнее коагуляционного процесса гелеобразования гидроксида алюминия.

В результате применения технологии происходит перераспределение фильтрационных потоков, увеличивается охват пласта заводнением, что влечет за собой увеличение конечной нефтеотдачи пласта, а добывающие

скважины реагируют стабилизацией или снижением обводненности на 10 – 50 % и увеличением дебита нефти. В 1997-2005г. проводилось промышленное применение неорганической гелеобразующей композиции ГАЛКА на месторождениях ОАО «Юганскнефтегаз», ТПП «ЛУКОЙЛ-Лангепаснефтегаз», ТПП «ЛУКОЙЛ-Покачевнефтегаз».

Также возможно использование композиции ГАЛКА-термогель-С, которая позволяет производить ВПП для высокотемпературных пластов.

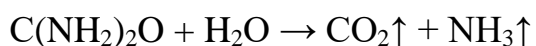
Основными отличительными особенностями композиций ГАЛКА-термогель являются:

- возможность регулировать температуру гелеобразования, что позволяет применять их в широком интервале температур (20-320 °С), в том числе и при паротепловом воздействии на пласт;
- гомогенность и низкая вязкость закачиваемых водных растворов, что делает их пригодными для применения в низкопроницаемых коллекторах;
- твердая товарная форма, что дает возможность производить закачку композиций в скважину путем дозирования непосредственно в водовод, без предварительного растворения;
- низкие температуры застывания растворов, что делает технологию применимой в зимних условиях

Уникальная способность неорганических гелеобразующих составов ГАЛКА-термогель-С выдерживать температуры до 350 °С позволяет применять их для водоизоляции отдельных участков пласта даже при паротепловом воздействии при разработке залежей высоковязкой нефти.

## **Технология ВПП с помощью гелеобразующих композиций с саморегулирующейся вязкостью и щелочностью**

Внутрипластовая генерация нефтewытесняющих систем с регулируемыми значениями щелочности и вязкости основана на способности растворенного в воде карбамида гидролизиться при высокой температуре с образованием аммиака и углекислого газа.



Компонентный состав нефтewытесняющих систем НИНКА подбирается таким образом, чтобы непосредственно в пласте в результате гидролиза карбамида образовывались нефтewытесняющие жидкости с высокой буферной емкостью в интервале рН 9,0 – 10,5. В связи с этим в состав композиции НИНКА помимо карбамида  $\text{C}(\text{NH}_2)_2\text{O}$  и нитрата аммония  $\text{NH}_4\text{NO}_3$  включены неионогенное и анионоактивное поверхностно-активные вещества (ПАВ). В качестве НПАВ используется оксиэтилированный алкилфенол; а в качестве АПАВ – алкилсульфоната. Сочетание этих ПАВ позволяет применять системы НИНКА для высокотемпературных пластов (более 70 °С).

Присутствие углекислого газа и аммиака в водяном паре способствует сохранению парогазовой смеси при температуре ниже температуры конденсации самого пара, увеличивает эффективность процесса внутрипластового переноса компонентов нефти по механизму дистилляции. Кроме того, углекислый газ и аммиак снижают набухание глинистых минералов породы-коллектора и тем самым способствуют сохранению начальной проницаемости пласта. Эту же роль выполняет аммиачная буферная система, образующаяся при растворении аммиака в водном растворе соли аммония. Благодаря своей щелочности (рН = 9 – 10), и присутствию ПАВ она способствует интенсификации противоточной пропитки и вытеснению нефти. ПАВ совместно со щелочной буферной системой способствует деструктированию, разжижению высоковязких слоев или пленок, образующихся на границах нефть – вода – порода, ухудшающих

фильтрацию жидкостей в пласте и снижающих полноту извлечения нефти [27-29]. При вытеснении нефти (за счет изменения фильтрационных потоков композицией внутри пласта) композицией НИНКА за счет снижения вязкости и улучшения смачивающей способности подвижность фильтруемой жидкости увеличивается в 1.5 – 6 раз, прирост коэффициента нефтевытеснения составляет 10-20 %, значительно уменьшается остаточная нефтенасыщенность, что приводит к стабилизации либо снижению обводненности продукции добывающих скважин и увеличению добычи нефти.

Образующиеся в процессе гидролиза карбамида газы имеют различную растворимость в нефти и воде, из-за чего происходит перераспределение газов таким образом, что большая часть  $\text{CO}_2$  переходит в нефть, а  $\text{NH}_3$  в воду. Коэффициент распределения углекислого газа в системе «нефть-вода» в интервале температур 35-100 °С и давлений 10-40 МПа находится в пределах 4-10, тогда как для аммиака он не превышает  $6 \cdot 10^{-4}$ . Физико-химическое воздействие на пласт композицией НИНКА позволяет использовать преимущества нефтевытеснения растворами щелочей, ПАВ и углекислого газа. Наибольшее влияние на скорость гидролиза карбамида оказывают температура и концентрация аммиачной селитры, влияние ПАВ менее выражено.

Максимальное значение рН устанавливается уже при степени гидролиза 10-20 %: при 80 °С через 20 сут, при 95 – 100 °С через 2 – 6 сут, при 120 °С через 1 сут. При 95 °С максимальная буферная емкость, соответствующая практически полному гидролизу, достигается за 25 – 35 сут. Наиболее высокое значение рН 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 НИНКА в 10 – 100 раз рН меняется на 0,2 – 0,5. Полимиктовый коллектор при 80 °С не влияет на скорость гидролиза, при 100 °С и выше несколько снижает ее.