

**ПРИМЕНЕНИЕ ТЕРМОТРОПНЫХ НЕОРГАНИЧЕСКИХ ГЕЛЕЙ ДЛЯ
УВЕЛИЧЕНИЯ ДЕБИТОВ ПО НЕФТИ**

Салихова Озода Абдуллаевна

Кандидат технических наук, доцент Ташкентского химико-технологического института e-mail: ozodaxon.salihova@gmail.com

Турабджанова Саодат Шавкатовна

Ст. препод. Ташкентского химико-технологического института e-mail: Saodat2701@mail.ru

Аннотация: *Формирование в пласте свободно или связно дисперсных систем (золей и гелей) можно осуществить конденсационным способом, в частности, на основе известного в аналитической химии принципа «возникающих реагентов гомогенного осаждения». В рамках этого принципа, реализующегося за счёт тепловой энергии нефтяного пласта или закачиваемого теплоносителя, предложен новый физико-химический метод повышения нефтеотдачи. В пласт закачивается гомогенный водный раствор, содержащий гелеобразующую систему. В пласте за счёт его тепловой энергии или энергии закачиваемого теплоносителя один из компонентов системы постепенно гидролизуются.*

Ключевые слова: *нефтяной пласт, неорганический гель, компонент, термостатирования, нефтевытеснения, охват пласта, гидролиз, термотропных неорганических гелей.*

ВВЕДЕНИЕ

Принцип «возникающих реагентов (гомогенного осаждения)» реализован при разработке физико-химического метода повышения нефтеотдачи, основанного на способности системы соль алюминия карбамид вода ПАВ непосредственно в пласте генерировать неорганический гель и CO₂ [1,2]. Гелеобразующие жидкости на основе этой системы представляют собой маловязкие растворы с pH = 2,5 + 3,5. Они способны растворять карбонатные минералы породы пласта, снижать (подавлять) набухаемость глин. [1,2]. Растворы могут быть приготовлены с использованием воды любой минерализации. Закачка их в пласт производится через нагнетательные скважины с помощью стандартного оборудования.

Анализ литературы по теме. Способность системы соль алюминия карбамид вода ПАВ непосредственно в пласте генерировать неорганический гель и CO₂ положена в основу технологии увеличения охвата пласта при закачке воды или пара при температурах 30-320°C. При этом образующиеся продукты гидролиза вызывают сдвиг протолитического равновесия другого компонента, в результате по механизму кооперативного явления происходит гидролитическая поликонденсация мономерных единиц, так что через

определённое время практически мгновенно во всем объёме раствора образуется гель. [1,3].

Методы: В пласте за счёт его тепловой энергии или энергии закачиваемого теплоносителя карбамид гидролизуется с образованием аммиака и углекислого газа, что приводит к постепенному повышению pH раствора. Когда pH достигает значения 3,8-4,2, происходит гидролиз ионов алюминия, в результате через определённое время во всём объёме раствора практически мгновенно образуется гель гидроксида алюминия (рис.1,2). Время образования геля зависит от температуры пласта и соотношения компонентов гелеобразующей системы. В результате образования геля снижается проницаемость породы пласта по воде в 4-35 раз. Степень снижения проницаемости тем выше, чем больше исходная водонасыщенность и проницаемость породы пласта. Статическое напряжение сдвига геля находится в пределах 3-40 Па.

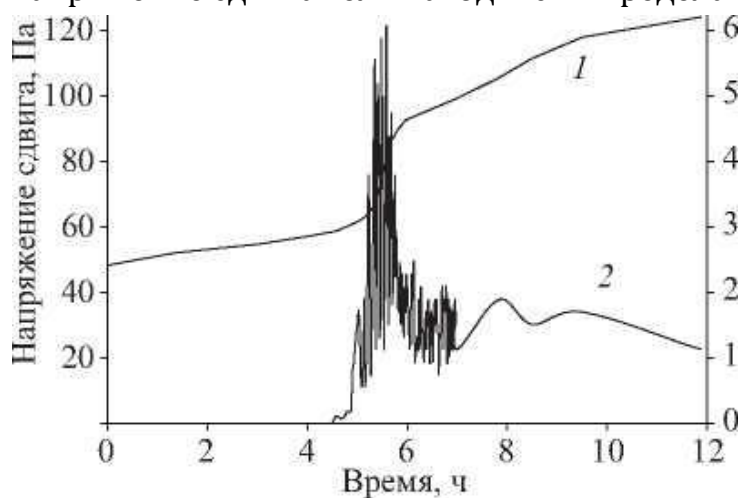


Рис. 1. Изменение pH (1) и напряжения сдвига (2) в системе

соль алюминия карбамид вода при образовании геля в процессе термостатирования при 97 °С

Присутствие ПАВ в гелеобразующем растворе усиливает смачивание породы нефтяного коллектора, улучшает проникающую и нефтевытесняющую способность раствора. Кроме того, ПАВ оказывает пластифицирующее действие на гель гидроксида алюминия и может образовывать пену с углекислым газом и аммиаком, выделяющимися в процессе гидролиза карбамида [3].

Образование геля приводит к перераспределению фильтрационных потоков, выравниванию профиля приёмистости нагнетательных скважин, снижению обводнённости продукции добывающих скважин. Гелеобразующие системы предназначены для использования на месторождениях с высокой пластовой температурой и высокой неоднородностью, типичных для Западной Сибири, а также для залежей высоковязких нефтей, разрабатываемых тепловыми методами.

Реологические свойства геля соответствуют тиксотропному псевдопластическому телу коагуляционной структуры. Отличительной чертой

геля является его проницаемость для водной фазы при напряжениях сдвига, меньших статического напряжения сдвига самого геля.

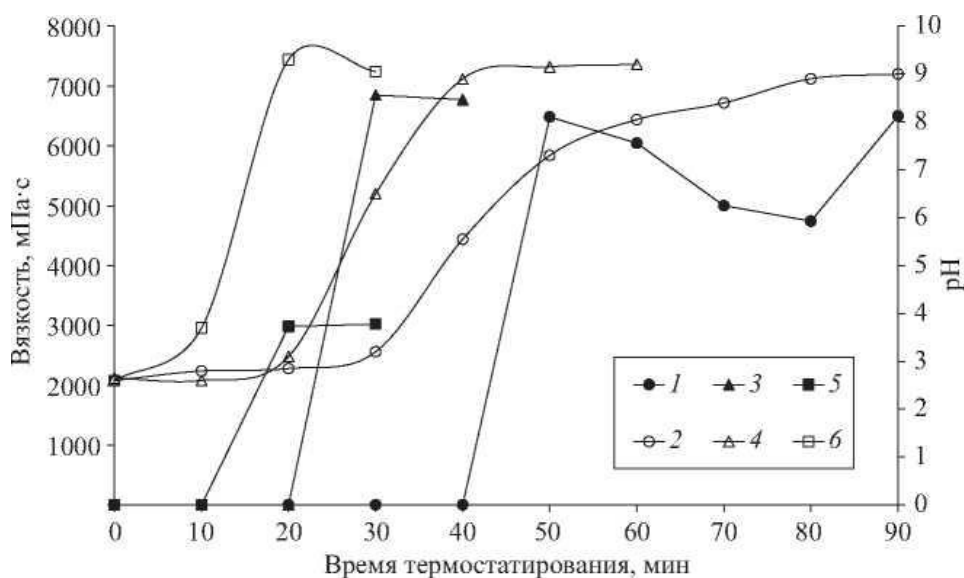


Рис. 2. Изменение вязкости и pH в системе соль алюминия — карбамид — вода при образовании геля в процессе термостатирования при 150-250 °С:

1, 2 — вязкость и pH при температуре 150 °С; 3, 4 — вязкость и pH при температуре 200 °С; 5, 6 — вязкость и pH при температуре 250 °С.

В области температур 70-100 °С кинетика гелеобразования определяется гидролизом карбамида, который идёт намного медленнее коагуляционного процесса образования геля гидроксида алюминия, осуществляющегося как кооперативное явление. Влияние температуры на время гелеобразования подчиняется правилу Вант-Гоффа для химических реакций: при повышении температуры на каждые 10 °С время гелеобразования увеличивается в 3,5 раза. В интервале температур 100-250 °С влияние температуры на время гелеобразования не подчиняется правилу Вант-Гоффа; при повышении температуры на каждые 10 °С время гелеобразования увеличивается в 1,2 раза. В этом интервале температур кинетика гелеобразования в системе соль алюминия карбамид вода определяется коагуляционным процессом образования геля гидроксида алюминия [3-4]. При 70-100 °С время гелеобразования зависит от концентрации и соотношения соли алюминия и карбамида в растворе, при температуре выше 150 °С эта зависимость существенно меньше.

Чем ниже концентрация карбамида, тем больше время гелеобразования. Варьируя соотношения соли алюминия и карбамида, можно регулировать время гелеобразования, подстраивая под конкретную пластовую температуру.

Исследование процесса гелеобразования в системе соль алюминия — карбамид — вода проводили методом вибрационной вискозиметрии с использованием вибрационного вискозиметра «Реокинетика» с камертонным датчиком при атмосферном давлении. Вязкость растворов с концентрацией соли алюминия 4,0 мас. % увеличивается в процессе гелеобразования от 1,2—1,6

до 300-3500 мПа·с, при концентрации соли алюминия 8,0 мас. % — от 1,8—2,5 до 1800—7500 мПа·с. При 100—250 °С основное влияние на вязкость геля оказывает концентрация соли алюминия. Соотношения компонентов и температура существенного влияния не оказывают.

Гелеобразующую способность растворов в системе соль алюминия — карбамид—вода изучали также путём измерений вязкости и напряжения сдвига с помощью ротационного вискозиметра Haake RheoStress 600 при температуре от 20 до 150 °С и давлении до 50 атм в динамических условиях при всестороннем сжатии. При температуре 100—150 °С через определённое время несколько минут раствор превращается в твёрдообразный гель коагуляционной структуры с резко выраженной тиксотропией и пределом текучести 25—90 Па. Предел текучести увеличивается с возрастанием скорости нагружения.

Следует отметить, что в области скоростей сдвига 0,01—3 с⁻¹ при высоких давлениях, в условиях всестороннего сжатия, напряжение сдвига и вязкость гелей в системе соль алюминия карбамид вода имеют значения на несколько порядков выше, чем при атмосферном давлении. Поэтому термотропные гелеобразующие композиции на основе системы соль алюминия карбамид вода могут использоваться для регулирования профиля приёмистости в нагнетательных скважинах и изоляции водопритоков в добывающих скважинах, а также совместно с паротепловым и пароциклическим воздействием на пласт с целью увеличения нефтеотдачи. На основании результатов исследования кинетики гелеобразования и реологических характеристик системы соль алюминия — карбамид—вода—ПАВ созданы гелеобразующие системы ПАВ.

Изучение влияния на вязкость нефти композиции, генерирующей при тепловом воздействии углекислый газ и аммиак, показало, что после термостатирования при температуре 250 °С в течение 4 ч с композицией при соотношении нефть : композиция 1 : 1 наблюдается снижение вязкости нефти в области температур 20—50 °С в 3,6—4,0 раза.

При температурах 70—250 °С исследованы фильтрационные характеристики и нефтевытесняющая способность гелеобразующих композиций в неоднородной модели пласта применительно к условиям месторождений, разрабатываемых заводнением и паротепловым воздействием. Установлено, что композиция входит преимущественно в высокопроницаемую модель пласта. Образование геля приводит к перераспределению фильтрационных потоков, снижению скорости фильтрации по высокопроницаемым пропласткам и увеличению скорости фильтрации по низкопроницаемым пропласткам, выравниванию подвижностей жидкости, что сопровождается доотмывом нефти из низкопроницаемых зон и высокопроницаемых зон модели пласта. Прирост коэффициента нефтевытеснения находится в пределах от 10 до 23 %, при этом достигаются

высокие абсолютные коэффициенты нефтewытеснения и низкая остаточная нефтенасыщенность.

Результаты: Таким образом, исследования физико-химических, реологических и фильтрационных характеристик, нефтewытесняющей способности гелеобразующих композиций показали их эффективность для регулирования фильтрационных потоков, увеличения охвата заводнением и паротепловым воздействием. Композицию можно применять при паротепловом и пароциклическом воздействии на пласт при разработке залежей высоковязких нефтей, а также для изоляции водопритоков и увеличения охвата пласта заводнением на месторождениях с высокими пластовыми температурами. Композиция может быть использована на ранней и на поздней стадиях разработки месторождений.

Неорганические гелеобразующие композиции генерируют непосредственно в пласте неорганический гель и CO_2 . Образование геля приводит к перераспределению фильтрационных потоков, выравниванию профиля приёмистости нагнетательных скважин, снижению обводнённости продукции добывающих скважин. Технология с применением композиции направлена на повышение текущего и конечного значений коэффициента нефтеотдачи за счёт увеличения охвата пласта при заводнении, паротепловом и пароциклическом воздействии, за счёт закачки через водонагнетательные, паронагнетательные или пароциклические скважины водных растворов химреагентов, способных образовывать гели непосредственно в пластовых условиях под действием тепловой энергии пласта или закачиваемого теплоносителя. Образующиеся в пласте гели сдерживают прорыв воды и пара из нагнетательных в добывающие скважины, перераспределяют фильтрационные потоки пластовых флюидов, что выражается в стабилизации либо снижении обводнённости продукции окружающих добывающих или пароциклических скважин, увеличении добычи нефти.

Основными отличительными особенностями композиций являются [5]: возможность регулирования температуры гелеобразования и вязкости геля, что позволяет применять композиции в широком интервале температур (20-320 °C); гомогенность и низкая вязкость закачиваемого водного раствора, что позволяет применять композиции в низкопроницаемых коллекторах нефти; использование минерализованной воды для приготовления растворов композиций; твёрдая товарная форма, что даёт возможность производить закачку композиций в скважину путём эжекторного дозирования в водовод без предварительного растворения; низкие температуры застывания растворов композиций, что делает технологию применимой в зимних условиях. В технологическом процессе используется стандартное нефтепромысловое оборудование.

Твёрдые и жидкие товарные формы композиций производятся рядом промышленных предприятий: для пластов с температурой выше 70 °С, для пластов с температурой 40-70 °С, для пластов с температурой 20-40 °С.

В результате применения технологии происходит перераспределение фильтрационных потоков, увеличивается охват пласта заводнением, что влечёт за собой увеличение конечной нефтеотдачи пласта на 5-8 %. Дополнительная добыча нефти составляет от 400 до 17000 т на 1 скважинообработку [3-5].

Уникальная способность неорганических гелей выдерживать температуры 300-320 °С позволила применить их для увеличения охвата пласта паротепловым воздействием при разработке залежей высоковязкой нефти.

Заключение: По результатам работы добывающих опытных участков, среднемесячная дополнительная добыча нефти составила 101,7-747,6 т, эффект от применения композиций даёт прирост дополнительной добычи нефти на 50-90 % относительно дополнительно добытой нефти за счёт закачки пара.

Применение термотропных неорганических гелей при пароциклическом и паротепловом воздействии для регулирования фильтрационных потоков, ограничения водопритока залежей высоковязких нефтей приводит к увеличению охвата пласта закачкой пара, снижению обводнённости продукции на 3-45 %, увеличению дебитов по нефти на 11-33 % и уменьшению дебитов по жидкости на 14-25 %.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Алтунина Л. К., Кувшинов В. А. Физико-химические методы нефтеотдачи пластов нефтяных месторождений (обзор) // Усп. химии. 2007. Т. 76, № 10. С. 1034-1052.
2. Burger J., Sourieau P., Combarous M. Recuperation assistee du petrole les methodes ther- miques. Paris: Technip, 2004г. 380 p.
3. Сургучёв М. Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. М.: Недра, 2016г. 308 с.
4. Salixova O.A. Study of palladium catalyst in the process of acetylene hydrogenation in the ethane-ethylene fraction // IBET international bulletin of engineering and technology. Volume 3, Issue 02, Page no 12-16. February-2023г. Impact factor: 8.1. SJIF = 5.71 <https://doi.org/10.5281/zenodo>. Jurnal.- American.
5. Kuvshinov V. A., Stasyeva L. A. Effect of in situ generated CO₂ and alkaline buffers on rheological properties of high viscosity oils // Progress in Mining and Oilfield Budapest: Akademiai Kiado, 20013г. P. 123-132.
6. О.А.Салихова, Г. Абдуразакова, А. Янгибаев. Определения концентрации поверхностно-активных веществ анионного типа в жидкостях // Вестник НУУз – журнал. 2023г. Стр. 478-481.
7. Salixova O.A, Xalmatova N.G. Determination of parameters by samples

core from the occurrence of productive layers // Innovative technologica:
Methodical research journal. Volume 4. Issue 2, february-2023. Page No- 103-108.
Impact Factor: 7.375. Journal. Indonesia.