

УДК 622.276.6

ВЛИЯНИЕ ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА ВОДЫ ЗАТВОРЕНИЯ НА ПРОЦЕССЫ ГЕЛЕОБРАЗОВАНИЯ НЕОРГАНИЧЕСКОГО ПОЛИМЕРА В ТЕХНОЛОГИЯХ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

А.В. АНТУСЕВА¹⁺, Е.Ф. КУДИНА^{2,3}, Г.Г. ПЕЧЕРСКИЙ¹, Ю.Р. КУСКИЛЬДИНА¹, А.В. МЕЛЬГУЙ¹, Л.В. САМУСЕВА³¹РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», БелНИПИнефть, ул. Книжная, 156, 246003, г. Гомель, Беларусь²Институт механики металлополимерных систем имени В.А. Белого НАН Беларуси, ул. Кирова, 32а, 246050, г. Гомель, Беларусь³Белорусский государственный университет транспорта, ул. Кирова, 34, 246653, г. Гомель, Беларусь

Исследовано влияние состава воды затворения на физико-химические показатели гелеобразующих композиций на основе гидросиликата натрия и кислотных модификаторов. Изучена зависимость времени гелеобразования композиции от степени минерализации воды затворения. Установлен эффект снижения времени гелеобразования композиции при введении в ее состав химических агентов, регулирующих агрегативную устойчивость. Получены составы гелеобразующих композиций и установлены оптимальные концентрации добавок, обеспечивающих эффективность применения гелеобразующих композиций в геолого-физических условиях белорусских нефтяных месторождений.

Ключевые слова: повышение нефтеотдачи пластов, трудноизвлекаемые запасы, потокоотклоняющая композиция, гидросиликат натрия порошкообразный, гелеобразование, нитрилотриметилфосфоновая кислота.

Введение

Современные трудности нефтяной отрасли связаны с существенным снижением количества месторождений с легкодоступными активными запасами и вовлечением в разработку залежей, характеризующихся сложными условиями добычи (структурно-неоднородные и/или низкопроницаемые коллекторы, экстремально высокая пластовая температура, вязкая нефть и т.п.). Для эффективной эксплуатации таких залежей требуется применение новых технологий [1, 2].

Как и во всем мире, в Республике Беларусь растет доля трудноизвлекаемых запасов нефти, в частности, отнесенных к низкопроницаемым (с коэффициентом проницаемости $(1-10) \cdot 10^{-3}$ мкм²) и высокотемпературным (с температурой более 90 °С) пластам. Повысить рентабельность разработки подобных объектов можно, используя методы повышения нефтеотдачи пластов (ПНП), в том числе физико-химические. Последние направлены на повышение фильтрационного сопротивления промытых каналов посредством их обработки потокоотклоняющими, например, гелеобразующими, композициями [3–7]. Они генерируют в обводненных каналах гелевые потокоотклоняющие экраны.

Вследствие этого происходит перераспределение потоков закачиваемой воды, и увеличивается охват воздействия малопроницаемых зон, содержащих основную долю трудноизвлекаемой нефти.

На месторождениях РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» широко внедрены технологии ПНП, базирующиеся на применении потокоотклоняющих полимерных геле- и осадкообразующих композиций. Однако эти технологии имеют ряд ограничений, поскольку полимерные композиции не пригодны для обработки низкопроницаемых пластов, а также пластов с температурой выше 90 °С. Основным препятствием является повышенная вязкость рабочего раствора полимера, которая в 2–3 раза больше вязкости нагнетаемой в пласт воды. Закачка в низкопроницаемый пласт вязкого полимерного раствора сопровождается резким ростом давления, что не позволяет проводить многообъемные обработки и связано с риском потери приемистости нагнетательных скважин. Кроме того, большинство применяемых в указанных технологиях водорастворимых полимеров (в частности, наиболее распространенных полиакриламидов (ПАА)) склонны к термоокислительной деструкции при температурах выше 90 °С, что

⁺ Автор, с которым следует вести переписку. E-mail: a.antuseva@beloil.by

предопределяет невозможность формирования в высокотемпературном пласте стабильного во времени полимерного гидроэкрана [8].

Наиболее перспективным является использование композиций на основе водных растворов неорганических гелеобразователей [9]. В отличие от полимерных, они, как правило, имеют низкую исходную вязкость, соизмеримую с вязкостью воды, что обеспечивает их поступление в поровую среду. Под действием повышенных пластовых температур в присутствии инициаторов структурообразования изначально низковязкие растворы постепенно превращаются в неорганические гидрогели. Последние характеризуются достаточно высокой прочностью, длительной термической стабильностью, а также стойкостью к биологическим воздействиям.

С целью усовершенствования эксплуатационных характеристик потокоотклоняющих композиций, адаптированных к условиям нефтяных залежей Беларуси, составы материалов постоянно совершенствуются [2–4]. В настоящее время перспективными представляются композиции на основе порошкообразного гидросиликата натрия, модифицированного кислотными реагентами, позволяющие проводить обработку карбонатных и терригенных средне- и высокопроницаемых пластов с температурой более 90 °С. Такие композиции показывают эффективность при применении в условиях белорусских месторождений с 2012 г. Однако их практическое применение позволило также выявить и некоторые недостатки, которые необходимо устранить — жесткие требования к качеству воды затворения, низкие значения показателя «время гелеобразования» для условий повышенных температур при использовании проб технической воды затворения.

Эффективность применения гелеобразующей композиции определяется использованием адресного подхода. Основными факторами выбора рецептуры и технологии изготовления композиций являются геологические условия объектов: температура, фильтрационные характеристики и литология пласта, состав воды затворения.

Известно [10], что для приготовления композиций на основе гидросиликата натрия в качестве воды затворения необходимо использовать пресную воду, не содержащую ионов двухвалентных металлов (Ca^{2+} , Mg^{2+}). Результаты анализов проб композиций, приготовленных с использованием различных вод затворения, показали, что состав воды существенно влияет на процессы гелеобразования [11].

Цель работы — исследование влияния состава воды затворения как многокомпонентного раствора на физико-химические показатели композиций на основе гидросиликата натрия, а также изучении возможности снижения зависимости времени гелеобразования композиции от степени минерализации воды путем применения химических реагентов.

Материалы и методы проведения исследования

В качестве гелеобразующей основы использовали силикат натрия гидратированный порошкообразный, ГСН (ТУ ВУ 200101299.003-2009; производитель — ОАО «Домановский ПТК», Республика Беларусь). Для иницирования процесса гелеобразования применяли сульфаминовую кислоту, САК (ТУ 2121-083-05800142-2011; производитель — ОАО «Пигмент», РФ). С целью регулирования агрегативной устойчивости гелеобразующих композиций исследовали нитрилотриметилфосфоновую кислоту, НТФ (ТУ 2439-347-05763441-2001; производитель — ПАО «Химпром», РФ). Растворителем служила пресная вода, которая применяется на объектах РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» для приготовления технологических жидкостей. При приготовлении проб композиций использовали реагенты, а также воду затворения, дефакто применяемые в промышленных условиях.

Силикат натрия гидратированный представляет собой мелкокристаллический порошок, содержащий не менее 51% $\text{Si}(\text{OH})_4$. Процесс образования геля обусловлен взаимодействием кремнеземных частиц участвующих в реакциях поликонденсации, иницируемых добавками функционально активных кислотных модификаторов.

Для обеспечения качественного приготовления композиции необходимо соблюдение ряда требований. Для предотвращения образования нерастворимых осадков растворение ГСН следует проводить в пресной воде, не содержащей ионы многовалентных металлов (кальция, магния и др.). Пригодность технической воды для приготовления раствора ГСН оценивали экспресс-тестом по отсутствию в исследуемом растворе твердых продуктов реакции при смешении равных объемов воды затворения и 10% раствора карбоната натрия (Na_2CO_3). Кроме того, необходимо исключить влияние внешних факторов загрязнения воды, используя в работе чистое технологическое оборудование (накопительные емкости, циркуляционные смесители и т. п.).

Для изучения особенностей процессов гелеобразования в зависимости от состава воды затворения оценивали физико-химические показатели и состав технической воды.

Анализ технических жидкостей выполнен по показателям: плотности и кислотности среды (рН) — с помощью автоматического плотномера DMA 4500 (AntonPaar, Германия) и рН-метра MettlerToledo (SevenMulti) соответственно. Динамическую вязкость свежеприготовленных проб полученных композиций на основе водного раствора гидросиликата натрия определяли сразу после приготовления на капиллярном вискозиметре ВПЖ-2, величину межфазного натяжения (МФН) пробы композиции в контакте с нефтью — методом «висячей капли» с помощью анализатора формы капли DSA-100 (KRUSS, Hamburg). Кинетику гелеобразования исследовали осцилляционным методом на реометре PhysicaMCR 301 по изменению во времени

показателей модулей упругости (G') и потерь (G''). Использовали измерительную систему из двух коаксиальных цилиндров СС-17. Исследуемую пробу помещали в измерительную ячейку при температуре 20 °С и нагревали до соответствующей температуры испытаний со скоростью 1 °С/мин. Пробу выдерживали при температуре испытаний в течение 30 мин и измеряли значения модулей G' и G'' при частоте колебаний 1 Гц и амплитуде относительной деформации 1%. За момент гелеобразования ($\tau_{го}$) принимали точку пересечения графиков полученных зависимостей $G' = f(t)$ и $G'' = f(t)$.

Результаты и их обсуждение

Для получения растворов композиций отобрали пробы воды из нескольких пунктов налива, используемых в технологических операциях на промыслах:

- установка подготовки нефти (УПН, пункты налива холодной и горячей воды);
- скважина № 84, Восточно-Первомайское нефтяное месторождение;
- скважина № 69, Тишковское нефтяное месторождение;
- нефтесборный пункт (НСП) «Давыдовка», пункты налива холодной и горячей воды.

В качестве контрольной использовали пробу водопроводной воды (водозабор железнодорожного

района, г. Гомель), предварительно выдержанной (отстоявшейся) в течение 24 ч в комнатных условиях.

В таблице 1 приведены показатели физико-химических свойств проб водопроводной и технической воды, доставленных с указанных выше пунктов налива.

Как видно, все пробы воды, классифицированы как пресные и по основным физико-химическим показателям мало отличаются от водопроводной воды. Техническая вода, соответствующая пробам №№ 1, 3, 6, 7 является более мягкой и содержит меньше ионов солей, чем пробы вод затворения составов №№ 2, 4 и 5.

Для оценки влияния состава воды затворения на технологические характеристики гелеобразующих композиций, были приготовлены композиции с применением различных вод затворения (табл. 1). Физико-химические свойства гелеобразующих композиций, полученных на основе водного раствора гидросиликата натрия и САК, представлены в таблице 2.

Сравнивая данные, приведенные в таблицах 1 и 2 можно заключить, что ионный состав воды затворения оказывает значительное влияние на время гелеобразования композиций. Согласно полученным данным, значения показателя $\tau_{го}$ для композиции, приготовленной с использованием воды затворения пробы № 2 (табл. 2), на 0,2 ч больше, чем компози-

Таблица 1 — Ионный состав и физико-химические показатели технических вод

№ пробы	Место отбора	Плотность при 20 °С, г/см ³	рН, ед.	Общая жесткость, мг·экв/л	Ионный состав воды, мг/л				
					Na ⁺ /K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	HCO ³⁻	SO ₄ ²⁻
1	УПН, пункт налива холодной воды	1,000	7,95	4,0	14,1	53,4	16,2	219,6	111,4
2	УПН, пункт налива горячей воды		7,69	9,1	769,9	116,2	40,1	214,7	97,6
3	скв. № 84, Восточно-Первомайское нефтяное месторождение	1,002	7,97	6,5	2227,3	63,5	40,5	201,3	26,1
4	НСП «Давыдовка», пункт налива холодной воды	1,001	7,62	23,5	980,7	220,5	139,7	295,1	206,3
5	НСП «Давыдовка», пункт налива горячей воды	1,000	7,2	9,4	10,5	90,2	59,2	268,4	169,8
6	скв. № 69 Тишковское нефтяное месторождение		8,36	0,9	8,4	9,0	4,9	174,3	21,3
7	Водопроводная вода (контроль)		8,09	4,5	30,3	65,1	15,2	263,5	14,3

Таблица 2 — Влияние типа воды затворения на физико-химические свойства гелеобразующей композиции

Состав композиции (мас.%)	Вода затворения ¹	t, °С	Плотность при 20 °С, г/см ³	Динамическая вязкость при 20 °С, мПа·с	Время гелеобразования при t, ч
ГСН (2) САК (1,3) Вода затворения (96,7)	проба № 1	45	1,017	1,22	0,8
	проба № 2		1,016	1,23	1,0
ГСН (2) САК (0,7) Вода затворения (97,3)	проба № 4	82	1,016	1,19	1,0
	проба № 6		1,016	1,20	4,5
ГСН (2) САК (0,7) Вода затворения (97,3)	проба № 2	95	1,021	1,20	нет геля
	проба № 3		1,020	1,21	1,3

1 – нумерация проб воды соответствует таблице 1

ции аналогичной рецептуры, но полученной с использованием воды пробы № 1. Подобные различия наблюдаются и для композиции при использовании вод затворения № 4 и № 6 (табл. 1). В данном случае изменение состава воды затворения позволило увеличить время гелеобразования композиции на 3,5 ч. При этом отмечаются отличия в показателях плотности и динамической вязкости растворов, приготовленных с использованием разных по составу проб технической воды затворения. Однако данные показатели изменяются незначительно, и расхождение между исследуемыми показателями составляет не более 0,1%.

Экспериментально установленные закономерности могут быть объяснены следующим образом. В водной среде гидросиликат натрия образует седиментационно и агрегативно устойчивые дисперсии коллоидных частиц размером от 1 до 10 нм и представлен анионами кремниевых кислот SiO_3^{2-} и HSiO_3^- . Отрицательный заряд, создаваемый на поверхности этих частиц вследствие сорбции гидроксильных групп, не позволяет частицам сближаться на расстояния, достаточные для коагуляции. Электролиты, присутствующие в пробах технической воды дестабилизируют двойной электрический слой вокруг частиц. Вследствие этого частицы сближаются и фиксируются друг относительно друга на расстояниях, достаточных для проявления межмолекулярных сил притяжения и образования силоксановых связей. Поэтому, если вода затворения содержит много ионов, которые способны понижать суммарный результирующий эффект отталкивания силикатных частиц, при добавлении инициатора гелеобразования процессы агрегации происходят быстрее, и легче образуется гидрогель [11–13].

Известно [8], что способность катионов двухвалентных металлов при контакте с раствором силиката натрия образовывать осадки не позволяет использовать в качестве затворения минерализованную воду, содержащую ионы Ca^{2+} и Mg^{2+} . Исследование влияния степени минерализации воды на агрегативную устойчивость композиции позволило установить критерии к составу воды, которая может использоваться для приготовления гелеобразующего состава. Экспериментально определенная пороговая концентрация катионов кальция и магния в воде, при которой не происходит нарушение агрегативной устойчивости смеси, составляет 0,15 г/л.

На основании серии экспериментов установлено, что введение нитрилотриметилфосфоновой кислоты (0,15–0,2%) в пробу технической воды, содержащую 1,0 г/л Ca^{2+} и Mg^{2+} , позволяет получить однородный прозрачный раствор гелеобразователя.

При контакте с нефтью щелочные агенты вступают во взаимодействие с содержащимися в ней нефтяными кислотами с образованием мыл, которые снижают межфазное натяжение на границе водной и нефтяной фаз [14], что способствует нефтетеснению. Поскольку полученная гелеобразующая композиция на основе гидросиликата натрия имеет

щелочную среду можно предположить наличие у нее нефтеотмывающих свойств.

Способность гелеобразующей композиции к нефтеотмыву оценивали по значениям МФН на границе с моделью нефти, которая при 20 °С характеризовалась плотностью 0,812 г/см³ и динамической вязкостью 2,96 мПа·с. Влияние состава воды затворения и полученных гелеобразующих композиций на основе гидросиликата натрия на межфазное натяжение на границе с моделью нефти при 20 °С представлено в таблице 3.

Таблица 3 — Влияние состава гелеобразующей композиции на межфазное натяжение с нефтью

Состав композиции (мас. %)	Вода затворения ¹	Межфазное натяжение ² , мН/м
ГСН (2) САК (1,3) Вода затворения (96,7)	проба № 1	2,17
	проба № 2	2,06
ГСН (2) САК (0,7) Вода затворения (97,3)	проба № 4	1,78
	проба № 6	1,89

Примечание

1 – нумерация проб воды соответствует таблице 1

2 – МФН на границе с моделью нефти при 20 °С для водопроводной воды – 20,53 мН/м

Согласно полученным данным, межфазное натяжение разработанных композиций на основе гидросиликата натрия на границе с моделью нефти изменяется в диапазоне 1,78–2,17 мН/м, что значительно ниже значения для водопроводной воды (20,53 мН/м). Это свидетельствует о высокой поверхностной активности разработанных гелеобразующих композиций и их способности к нефтеотмыву вне зависимости от состава воды затворения.

Методом осцилляционной реометрии определено время гелеобразования композиций, полученных на основе гидросиликата натрия, кислотных модификаторов и воды затворения, содержащей катионы жесткости (Ca^{2+} и Mg^{2+}) в количестве 0,2–1,0 г/л. В качестве воды затворения использовали пластовую воду белорусских месторождений с общей минерализацией 340 г/л путем ее разбавления деионизированной водой.

Как видно из рис. 1, процесс гелеобразования сопровождается ростом значений G' и G'' , При этом модуль упругости (характеризующий упругие свойства, прочность) возрастает быстрее, чем модуль потерь (характеризующий вязкостные свойства). После смешивания компонентов в течение 30–35 мин исследуемая система отличается повышенной текучестью, что свойственно вязкой жидкости с ньютоновским поведением. Затем происходит резкое увеличение вязкости смеси и увеличение значения модуля упругости, что свидетельствует о повышении прочности и эластичности системы. Время начала гелеобразования композиции на основе гидросиликата натрия и сульфаминовой кислоты при 98 °С составило ~45 мин. Учитывая возрастание способности системы сопротивляться сжатию в течение всего эксперимента,

можно заключить, что со временем прочность геля увеличивается. Наиболее интенсивное нарастание прочности наблюдается в течение первых 30 мин от момента начала образования геля, после чего процесс замедляется.

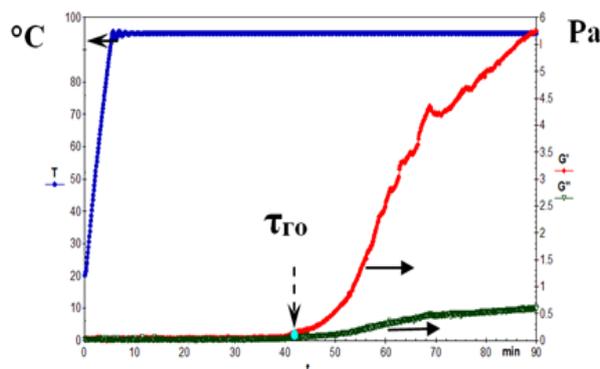


Рисунок 1 — Динамика изменения модулей упругости (G') и модуля потерь (G'') композиции на основе ГСН (2%) и САК (0,7%) с использованием технической воды затворения при 98 °С

На рис. 2 представлена зависимость времени гелеобразования композиции на основе гидросиликата натрия (2%) и сульфаминовой кислоты (0,7%) от суммарной концентрации катионов жесткости используемой воды затворения и присутствия модифицирующего агента — НТФ (0,2%). Согласно полученным данным, с увеличением концентрации катионов жесткости (Ca^{2+} и Mg^{2+}) время гелеобразования композиции смещается в область более низких значений независимо от концентрации НТФ (рис. 2 график 1, 2). Гелеобразующая композиция на основе ГСН и САК, содержащая 0,15 г/л солей пластовой воды, образует гель при температуре 70 °С в течение 0,5 ч. Однако, введение модифицирующего агента позволяет использовать композицию, приготовленную на воде затворения со значительно более высокой минерализацией, обеспечивая при этом и увеличение времени гелеобразования композиции. Модифицирование композиции реагентом НТФ позволило при введении в состав смеси воды затворения, содержащей 1,00 г/л катионов Ca^{2+} и Mg^{2+} пластовой воды, увеличить время гелеобразования до 0,8 ч.

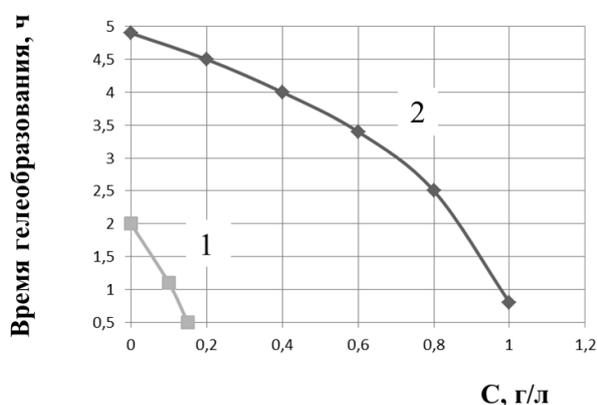


Рисунок 2 — Зависимость времени гелеобразования при 70 °С от степени минерализации воды затворения композиции на основе: 1 – ГСН, САК; 2 – ГСН, САК и НТФ

Выводы

Установлено, что повышенное содержание двухвалентных ионов Ca^{2+} и Mg^{2+} оказывает влияние на время гелеобразования композиций. В связи с чем, в обязательном порядке перед использованием воды для приготовления гелеобразующих композиций необходимо контролировать следующие параметры: плотность воды — не более 1,00 г/см³; общее содержание двухвалентных катионов — не более 0,15 г/л.

Использование нитрилтриметилфосфоновой кислоты в качестве агента, регулирующего агрегативную устойчивость композиций на основе раствора силиката натрия, позволяет снизить чувствительность гелеобразующего связующего к составу воды затворения и использовать в качестве растворителя для композиции техническую воду с содержанием 1,00 г/л катионов Ca^{2+} и Mg^{2+} .

Оптимальными концентрациями компонентов гелеобразующей композиции для применения в технологиях ПНП в геолого-физических условиях белорусских месторождений при использовании в качестве воды затворения пластовую воду с содержанием катионов Ca^{2+} и Mg^{2+} в количестве 1,00 г/л, являются: ГСН — 2–6%, САК — 0,5–1,5%, НТФ — 0,15–0,2.

Использование НТФ в составе гелеобразующей композиции на основе ГСН и САК позволяет увеличить время гелеобразования состава на 30–40%.

Очевидно, для обеспечения эффективности промышленных работ необходимо предъявлять высокие требования к концентрационному составу воды затворения, в качестве воды затворения использовать воду, отвечающую регламентированным требованиям, приближенной к применяемой на стадии лабораторных испытаний композиции.

Таким образом, результаты выполненных исследований показывают сложность и неоднозначность поведения гидрогелей на основе гидросиликата натрия и сульфаминовой кислоты при воздействии внешних факторов. В связи с этим рекомендуется проводить периодический контроль качества воды затворения из всех пунктов налива на предмет возможности ее использования для приготовления гелеобразующих композиций при планировании геолого-технологических мероприятий в технологиях ПНП.

Литература

1. Мерзляков В.Ф. Обоснование и совершенствование технологий разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. — М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. — 267с.
2. Грачев С.И., Черняев А.В., Шнуров И.В. Совершенствование разработки коллекторов Юрских отложений // Нефть и газ. — 2012. — №4. — С. 53–57.
3. Хавкин А.Я. Физико-химические технологии повышения нефтеотдачи низкопроницаемых пластов // Нефтяное хозяйство. — 1994. — №8. — С. 31–34.
4. Гаврилюк О.В., Глазков О.В., Кузнецов И.А., Терентьев А.А. Фильтрационные исследования потокоотклоняющих технологий на моделях терригенных пластов нефтяных месторождений Томской области // Нефтяное хозяйство. — 2012. —

- №11. – С.44–47.
5. Хавкин А.Я. Новые направления и технологии разработки низкопроницаемых пластов // Нефтяное хозяйство. – 1993. – № 3. – С. 4–7.
 6. Кудина Е.Ф., Печерский Г.Г., Шаповалов В.М. Гелеобразующие технологии и материалы водоизоляционного назначения на основе водорастворимых силикатов (обзор) // Материалы, технологии, инструменты. – 2010. – Т.15. – №4. – С. 62–74.
 7. Pechersky G.G., Kudina H.F. Multifunctional Hybrid Organosilicate Materials Prepared by the Sol-Gel Method // Glass Physics and Chemistry. – 2011. – V. 37. – № 6. – P. 583–589.
 8. Макаревич А.В., Господарёв Д.А., Паркалов С.В. Полимерные и полимер-минеральные композиции для повышения нефтеотдачи карбонатных пластов // Нефтепромысловая химия: материалы VI Всероссийской научно-практической конференции (23–24 июня 2011 г.). – М., 2011. – С. 99–102.
 9. Кудина Е.Ф., Печерский Г.Г., Ермолович О.А., Макаревич А.В., Гулевич В.В. Гелеобразующая композиция для ограничения водопритока в скважину на основе жидкого стекла // Вопросы химии и химической технологии. – 2009. – № 2. – С. 125–130.
 10. Айлер Р.К. Химия кремнезема: ч. 1–2/ пер. с англ. – М.: Мир, 1982.
 11. Антусёва А.В., Печерский Г.Г., Макаревич А.В. Неорганические гелеобразующие композиции для повышения нефтеотдачи низкопроницаемых и высокотемпературных пластов // Нефтяник Полесья. — 2014 (26). – № 2. – С. 20–30.
 12. Брыков А.С. Силикатные растворы и их применение: учебное пособие. – СПбГТИ (ТУ), 2009. – 54 с.
 13. Шабанова Н.А., Силос И.В. Переход зольей в гели в условиях электролитной коагуляции коллоидного кремнезема // Коллоидный журнал. – 1996. – Т. 58. – № 2. – С. 266–271.
 14. Горбунов А.Т., Бученков Л.Н. Щелочное заводнение. – М.: Недра, 1989. – 160 с.

A.V. Antuseva, E.F. Kudina, G.G. Pechersky, Y.R. Kuskildina, A.V. Melgui, L.V. Samuseva

Influence of chemical composition of mixing water on the gelation of inorganic polymer technology for improved oil recovery

The results of laboratory studies of the influence of the composition of mixing water on the physicochemical parameters of gel-forming compositions based on sodium hydrosilicate and acid modifiers are presented. The possibility of decreasing the dependence of the time of gelling of the composition on the degree of salinity water mineralization by using chemical agents regulating the aggregative stability of the compositions was studied. Formulations of gel-forming compositions are obtained and optimal concentrations of additives are established, which ensure the effectiveness of using gel-forming compositions in the geological-physical conditions of Belarusian oil field.

Keywords: oil recovery stimulation, oil recovery, hard-to-recover reserves, flow deflecting composition, sodium hydrosilicate powdered, gelling, nitrilotrimethylphosphonic acid.

Поступила в редакцию 11.09.2017

© А.В. Антусёва, Е.Ф. Кудина, Г.Г. Печерский, Ю.Р. Кускильдина, А.В. Мельгуй, Л.В. Самусева, 2017