

УДК 622.276.4

DOI: 10.15372/ChUR2021271

Низкотемпературная композиция с двумя гелеобразующими компонентами для ограничения водопритока и увеличения нефтеотдачи

Л. К. АЛТУНИНА, Л. А. СТАСЬЕВА, В. А. КУВШИНОВ, В. В. КОЗЛОВ, И. В. КУВШИНОВ

*Институт химии нефти СО РАН,
Томск (Россия)**E-mail: alk@ipc.tsc.ru*

(Поступила 21.04.20; после доработки 03.07.20)

Аннотация

Для увеличения нефтеотдачи и ограничения водопритока на месторождениях с низкой пластовой температурой (20–23 °С) в Институте химии нефти СО РАН создана новая низкотемпературная наноструктурированная композиция с двумя гелеобразующими компонентами (полимерным и неорганическим) с улучшенными реологическими характеристиками. Представлены лабораторные исследования кинетики гелеобразования, реологических и фильтрационных характеристик в системе “поливиниловый спирт – борная кислота – соль алюминия – карбамид – гексаметилентетрамин – полиол – вода”, которая при 20–23 °С образует связнодисперсные наноразмерные структуры типа “гель в геле”, имеющие в 2.4–6.8 раза большую вязкость и в 1.4–2.3 раза более высокую упругость по сравнению с гелями с одним гелеобразующим компонентом. Образование геля непосредственно в пласте приводит к селективному ограничению водопритока, изменению направления фильтрационных потоков, снижению обводненности, ограничению прорывов закачиваемого рабочего агента в добывающие скважины. По результатам лабораторных исследований показана высокая эффективность композиции для перераспределения потоков и дополнительного вытеснения нефти из каналов с очень высокой проницаемостью, что позволяет рекомендовать ее для применения на холодных добывающих и нагнетательных скважинах со сложным геологическим строением пласта, наличием высокопроницаемых разломов, трещин и промытых каналов, в частности, для ограничения водопритока и увеличения нефтеотдачи пермокарбоневой залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения с естественным режимом эксплуатации. Ожидаемый результат: прирост коэффициента извлечения нефти, снижение обводненности продукции и интенсификация добычи нефти.

Ключевые слова: увеличение нефтеотдачи, ограничение водопритока, гели, кинетика, реология, нефтевытеснение

ВВЕДЕНИЕ

Для эффективного освоения трудноизвлекаемых запасов нефти (в том числе высоковязкой нефти) и дальнейшего увеличения ее добычи необходимо широкомасштабное применение новых комплексных технологий увеличения нефтеотдачи, сочетающих базовое воздействие на пласт закачкой воды или водяного пара с физико-химическими методами, увеличивающими охват пласта

и коэффициент вытеснения нефти при одновременной интенсификации разработки [1–7].

На пермокарбоневой залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения ООО “ЛУКОЙЛ-Коми” совместно с Институтом химии нефти СО РАН (ИХН СО РАН), предприятиями ООО “ЛУКОЙЛ-Инжиниринг” и ООО “ОСК” с 2003 г. проводят промысловые испытания комплексных технологий паротеплового и физико-химического воздействия с целью увеличения нефтеотда-

чи и осуществляют промышленное использование разработанных технологий [7–10], а также “холодных” физико-химических технологий увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи тяжелой нефти при естественных условиях без теплового воздействия.

Для ограничения водопритока и увеличения нефтеотдачи пластов с температурой 40–220 °С при заводнении, паротепловом и пароциклическом воздействии в ИХН СО РАН созданы термотропные гелеобразующие композиции с одним гелеобразующим компонентом – ГАЛКА® и МЕТКА®, а также с двумя гелеобразующими компонентами – МЕГА®. Данные композиции образуют непосредственно в пласте гели – связнодисперсные наноразмерные структуры [7], которые сдерживают прорыв воды или пара из нагнетательных в добывающие скважины, перераспределяют фильтрационные потоки пластовых флюидов в нефтяном пласте, что приводит к стабилизации либо снижению обводненности продукции окружающих добывающих или пароциклических скважин, увеличению добычи нефти. Успешно проведены опытно-промышленные работы по испытанию технологий с применением гелеобразующих композиций на пермокарбонной залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения при пароциклической обработке и в зоне площадной закачки пара. Технологии были рекомендованы к промышленному использованию [7–10].

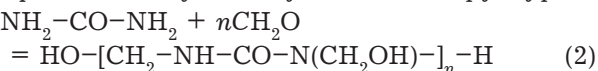
Гелеобразующая композиция ГАЛКА® (с одним неорганическим гелеобразующим компонентом) представляет собой систему “соль алюминия – карбамид – вода” [7–9]. При температуре выше 70 °С в этой системе протекает гидролиз карбамида с образованием аммиака и углекислого газа, сопровождающийся постепенным увеличением рН раствора. При достижении определенного (порогового) значения рН происходит практически мгновенное образование геля гидроксида алюминия во всем объеме раствора. Если этот процесс осуществить в пористой среде пласта, то гель гидроксида алюминия способен снизить фазовую проницаемость породы по жидкости. Для получения связнодисперсной системы при низких пластовых температурах (20–23 °С) на участках залежи, неохваченных тепловым воздействием, в состав неорганической гелеобразующей системы, содержащей карбамид и соль алюминия, вводили гексаметилентетрамин (ГМТА), который способствует образованию геля гидроксида алюминия при низких температурах. Последо-

вательность реакций образования геля в системе “карбамид – соль алюминия – ГМТА – вода” при низкой температуре следующая.

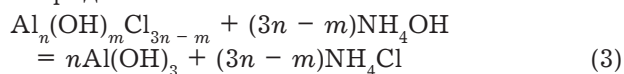
Гексаметилентетрамин $((\text{CH}_2)_6\text{N}_4)$ гидролизует с образованием формальдегида (CH_2O) и гидроксида аммония (NH_4OH) :



Карбамид $(\text{NH}_2-\text{CO}-\text{NH}_2)$ реагирует с формальдегидом, образуя растворимую карбамидоформальдегидную смолу линейной структуры:



В результате связывания формальдегида карбамидом равновесие реакции гидролиза ГМТА смещается вправо, т. е. степень гидролиза ГМТА растет в присутствии карбамида. При этом увеличивается образование гидроксида аммония, который реагирует с солью алюминия и образует гель гидроксида алюминия и растворимую соль хлорида аммония:



В зависимости от концентрации, ГМТА уменьшает кислотность раствора композиции после термостатирования при 20–23 °С до порогового значения рН 5–6, что приводит к образованию геля гидроксида алюминия. При этом растворимая карбамидоформальдегидная смола увеличивает прочность геля гидроксида алюминия.

На участках пермокарбонной залежи Усинского месторождения при естественном режиме разработки (при 20–23 °С) для регулирования фильтрационных потоков путем закачки в нагнетательные скважины применяется неорганическая гелеобразующая композиция ГАЛКА®-НТ с одним гелеобразующим компонентом, однако для ограничения водопритока в добывающих скважинах необходимы гели с улучшенными реологическими и прочностными характеристиками. Поэтому актуальна разработка наноструктурированной композиции с двумя гелеобразующими компонентами (полимерным и неорганическим), которая генерирует в пласте при 20–23 °С более жесткую связнодисперсную наноразмерную структуру “гель в геле”. В данной работе представлены результаты разработки такой композиции.

Цель работы – создание новой гелеобразующей наноструктурированной низкотемпературной композиции (ГННК) с двумя гелеобразующими компонентами (полимерным и неорганическим) с улучшенными реологическими характеристиками для увеличения нефтеотдачи и ограничения водопритока высоко неоднород-

родных пластов нефтяных месторождений с температурой 20–23 °С.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

Для определения оптимального состава ГННК с двумя гелеобразующими компонентами (полимерным и неорганическим) проведены исследования кинетики гелеобразования и реологических свойств растворов и получаемых гелей в системе “поливиниловый спирт (ПВС) – борная кислота – соль алюминия – карбамид – ГМТА – полиол – вода”.

В работе использовали соль алюминия (полигидроксохлорид алюминия АКВА-АУРАТ 30 (АА-30)), ПВС (марка 13-99, Китай), полиол (глицерин).

Кинетику гелеобразования при 20–23 °С и реологические свойства различных составов ГННК до и после термостатирования исследовали методами вибрационной и ротационной вискозиметрии с использованием вибрационного вискозиметра “Реокинетика” (ИХН СО РАН, Россия) с камертонным датчиком [11] и ротационного вискозиметра НААКЕ Viscotester iQ (Thermo Scientific, США, измерительная система коаксиальных цилиндров СС25 DIN/Ti) в области скоростей сдвига 10–1200 с⁻¹. Исследуемые растворы гелеобразующей композиции помещали в термостатируемую ячейку вискозиметра и термостатировали при 20–23 °С с постоянным измерением вязкости растворов при скорости сдвига 3 с⁻¹. Время гелеобразования в растворах определяли по моменту возрастания вязкости вследствие возникновения геля.

Модули упругости гелей вычисляли на основании диаграмм “напряжение – деформация”, полученных в квазистатическом режиме сжатия цилиндрических образцов, и рассчитывали как тангенс угла наклона начального линейного участка зависимости напряжения сжатия от величины деформации, для которого соблюдается закон Гука. Предел текучести гелей определяли с помощью ротационного вискозиметра (реометра) НААКЕ Viscotester iQ.

Значения кислотности (рН) композиции вычисляли потенциометрическим методом с применением стеклянного электрода с помощью микропроцессорного лабораторного рН-метра (HANNA Instruments, Румыния).

Лабораторные исследования фильтрационных характеристик и нефтевытесняющей способности различных составов гелеобразующей компо-

зиции проводили на установке (ООО “КАТАКОН”, Россия), состоящей из двух параллельных колонок (1 и 2) объемом 125 см³. В экспериментах использовали: насыпные модели пласта, приготовленные из дезинтегрированного ядерного материала Усинского месторождения; модель пластовой воды Усинского месторождения с минерализацией 62.1–74.7 г/дм³; дегазированную нефть Усинского месторождения (термостабилизированная нефть с добавлением 30 % керосина). Проницаемость моделей находилась в пределах 0.447–3.343 мкм², проницаемость параллельных колонок различалась в 1.02–2.84 раза. Время термостатирования было подобрано с учетом кинетики образования геля в “свободном объеме” и составляло 12–24 ч, противодавление – 2 МПа.

Эффективность применения различных составов гелеобразующих композиций изучали в процессе вытеснения остаточной нефти водой из двух параллельных колонок с различной проницаемостью. Для этого сначала осуществляли вытеснение нефти водой до полной обводненности продукции из обеих колонок при температуре 20–23 °С. Каждые 5–15 мин измеряли температуру, давления на входе и выходе из колонок, объемы вытесненной нефти и воды из каждой колонки. По полученным данным рассчитывали градиент давления ($\text{grad } p$, атм/м), скорость фильтрации (V , м/сут), подвижность жидкости (k/μ , мкм²/(мПа·с), где k – коэффициент проницаемости пласта, μ – вязкость жидкости) и коэффициент вытеснения нефти (K_v , %) водой (ОСТ 39-195-86 “Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях”). После вытеснения нефти водой одновременно в обе колонки закачивали оторочку гелеобразующей композиции, продвигали на заданное расстояние водой и термостатировали определенное время для образования геля. Затем продолжали нагнетание воды. Измерение указанных выше параметров – температуры, давления на входе и выходе, объемов вытесненной нефти и воды из каждой колонки – производили постоянно (каждые 5–15 мин). Также определяли значения рН жидкости на выходе из колонок и концентрацию карбамида, входящего в состав композиции. По полученным данным рассчитывали значения $\text{grad } p$, V , k/μ , абсолютного (суммарного) коэффициента вытеснения нефти (водой, композицией и снова водой) и прироста коэффициента вытеснения, равного разности абсолютного коэффициента нефтевытеснения и коэффициента вытеснения нефти водой.

РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ

В ИХН СО РАН был разработан метод повышения нефтеотдачи высоко неоднородных низкотемпературных пластов путем регулирования фильтрационных потоков, увеличения охвата пласта заводнением термообратимыми полимерными гелями, которые образуются из растворов полимеров с верхней критической температурой растворения (ВКТР), т. е. гелеобразующим агентом служит полимер с ВКТР. Там же были получены гелеобразующие композиции на основе системы “ПВС – борная кислота – глицерин – вода” с одним полимерным гелеобразующим агентом (ПВС), в которой гель образуется за счет обратимого фазового перехода и комплексообразования [7–9].

На основе результатов лабораторных исследований кинетики гелеобразования, реологических и фильтрационных характеристик системы “ПВС – борная кислота – соль алюминия – карбамид – ГМТА – полиол – вода” для увеличения нефтеотдачи и ограничения водопитока на месторождениях с низкой пластовой температурой в ИХН СО РАН создана новая ГННК с двумя гелеобразующими компонентами (полимерным и неорганическим) с улучшенными реоло-

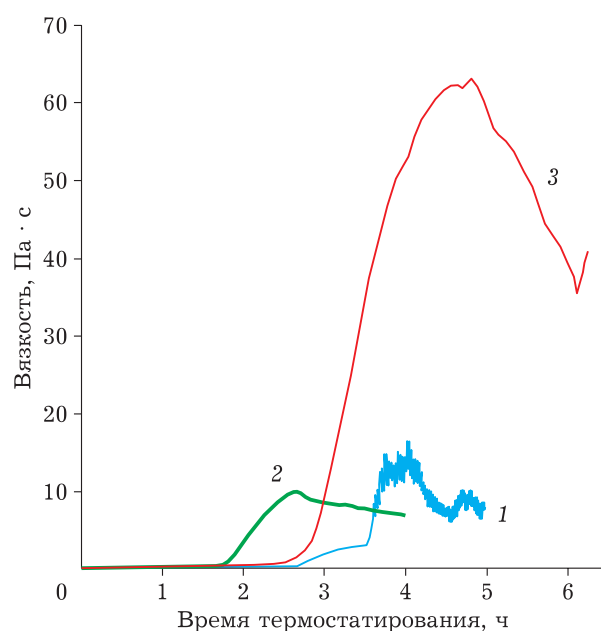


Рис. 1. Влияние ПВС и борной кислоты на кинетику гелеобразования в растворах низкотемпературной гелеобразующей композиции при 23 °С. Состав композиции (ПВС – борная кислота – АА-30 – карбамид – ГМТА – глицерин), %: 0 – 0 – 6 – 8 – 6 – 20 (1), 3 – 0 – 6 – 8 – 6 – 20 (2), 3 – 1 – 6 – 8 – 6 – 20 (3). Здесь и на рис. 2, 4: измерения проведены методом ротационной вискозиметрии при скорости сдвига 3 с^{-1} .

гическими характеристиками. В разработанной композиции гелеобразующими агентами выступают: неорганические растворы “соль алюминия – карбамид – ГМТА – вода”, образующие гели за счет реакции гидроксополиконденсации ионов алюминия, и полимерные растворы на основе системы “ПВС – борная кислота – полиол – вода”, образующие гели за счет обратимого фазового перехода и комплексообразования [7].

С целью определения оптимального состава ГННК с двумя гелеобразующими компонентами (полимерным и неорганическим) изучено влияние концентраций и соотношения компонентов на кинетику гелеобразования, физико-химические и реологические свойства растворов и получаемых гелей.

Результаты исследования влияния борной кислоты на кинетику гелеобразования в растворах ГННК показывают (рис. 1), что для получения комбинированного геля к неорганической гелеобразующей составляющей композиции необходимо добавлять ПВС совместно с борной кислотой, что приводит к увеличению вязкости получаемого комбинированного геля в 6.2–9.0 раз по сравнению с вязкостью геля из неорганической гелеобразующей системы. Добавление ПВС без борной кислоты не приводит к улучшению структурно-механических свойств геля (см. рис. 1).

Увеличение концентраций ПВС повышает вязкость полученных гелей (рис. 2). С ростом концентраций ПВС и глицерина в композиции снижается время гелеобразования при 23 °С (рис. 2, 3). На время гелеобразования наибольшее влияние помимо концентрации ПВС оказывает присутствие в составе композиции борной кислоты (см. рис. 3). Последняя увеличивает кислотность исходного раствора, поэтому пороговое значение рН 5–6, при котором образуется гель, достигается позже, время гелеобразования увеличивается.

Исследование влияния концентраций ГМТА и карбамида на кинетику гелеобразования при 23 °С в растворах композиции, проведенное методом ротационной вискозиметрии, показало, что при снижении концентрации ГМТА с 6 до 4 % время гелеобразования увеличилось с 2.6 до 11–12 ч, а вязкость уменьшилась (рис. 4). Аналогичная закономерность наблюдается и при увеличении концентрации карбамида. Это связано с тем, что скорости реакций в уравнениях (1)–(3) увеличиваются с ростом концентраций ГМТА и карбамида, что приводит к снижению времени гелеобразования. Кроме того, с ростом

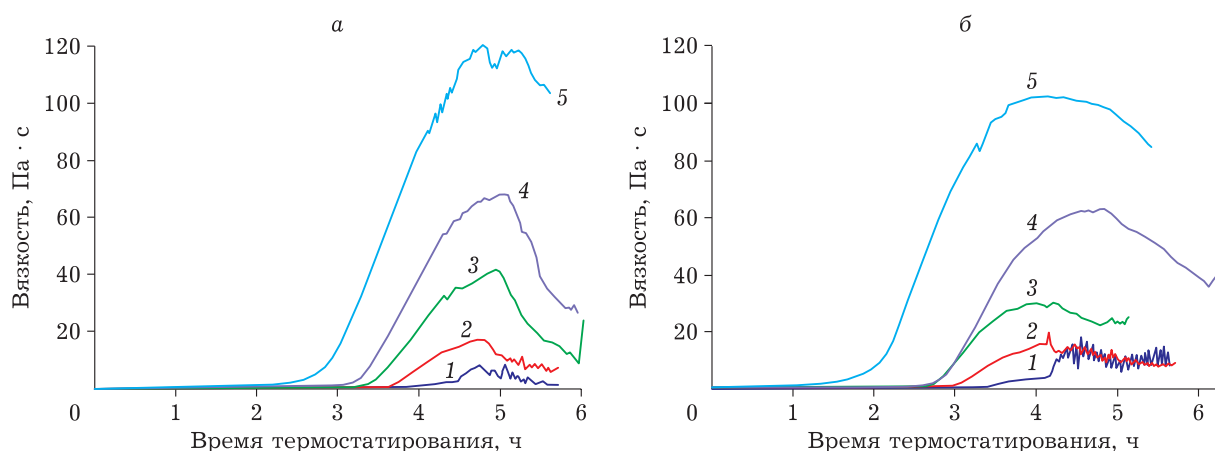


Рис. 2. Кинетика гелеобразования растворов композиции “ПВС – борная кислота – АА-30 – карбамид – ГМТА – глицерин” при 23 °С в зависимости от концентрации ПВС 0 (1), 1 (2), 2 (3), 3 (4) и 5 % (5) при концентрации глицерина 0 (а) и 20 % (б). Концентрации борной кислоты, АА-30, карбамида, ГМТА – 1, 6, 8, 6 % соответственно. Обозн. см. рис. 1.

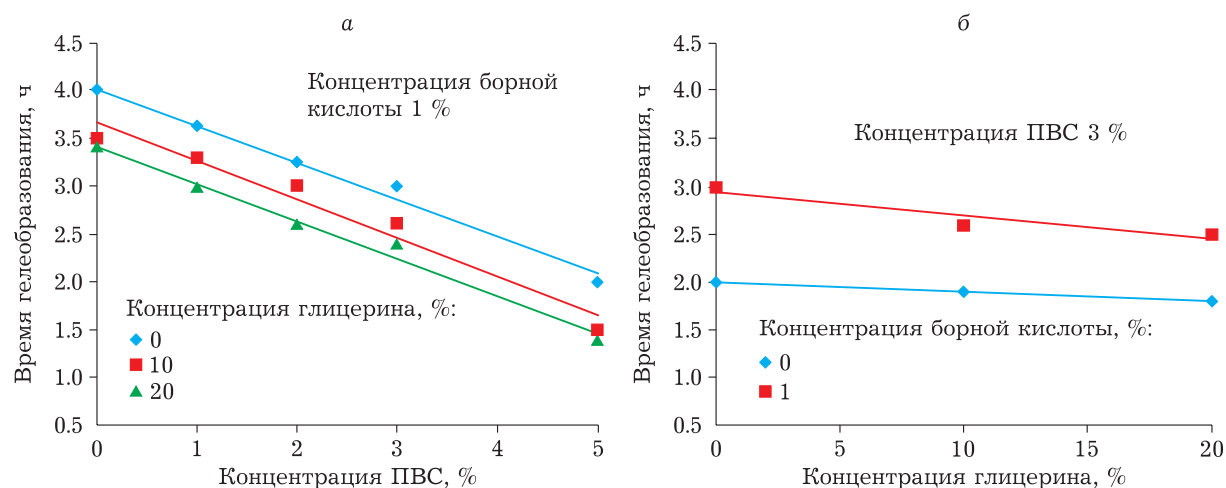


Рис. 3. Влияние концентраций компонентов композиции на время ее гелеобразования при 23 °С: борной кислоты – 1% (а); ПВС – 3% (б).

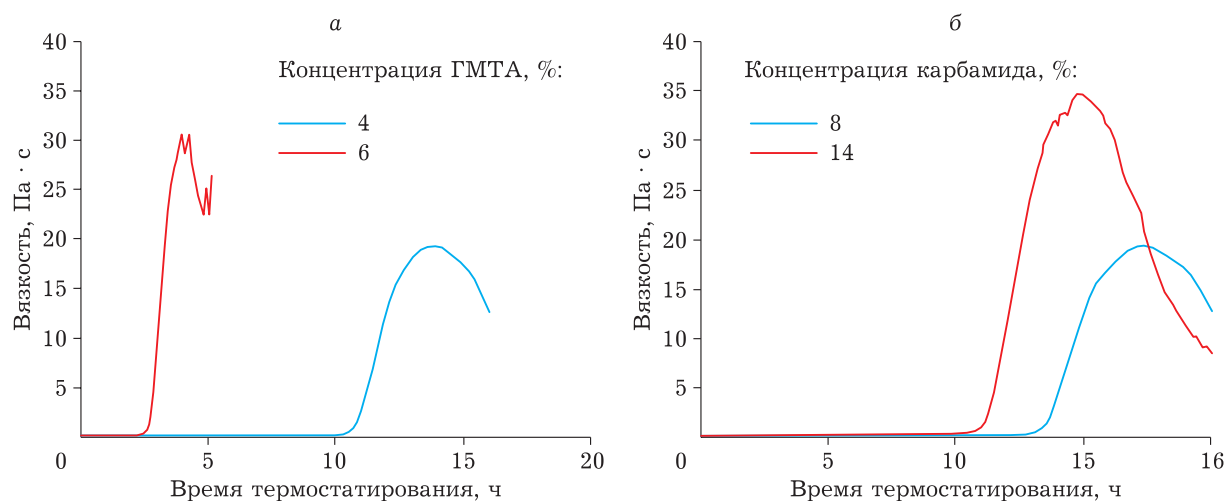


Рис. 4. Влияние концентраций ГМТА (а) и карбамида (б) на кинетику гелеобразования при 23 °С растворов композиции “ПВС – борная кислота – АА-30 – карбамид – ГМТА – глицерин”. Концентрации ПВС, борной кислоты, АА-30, глицерина – 2, 1, 6, 20 % соответственно. Концентрации карбамида – 8 % (а), ГМТА – 4 % (б). Обозн. см. рис. 1

концентрации ГМТА и карбамида равновесие в указанных реакциях смещается вправо, в сторону образования продуктов реакции, что отражается в увеличении вязкости гелей (см. рис. 4).

Исследования реологических свойств растворов гелеобразующей композиции различного состава методом вибрационной вискозиметрии сразу после образования геля, через 1 и 5 сут после гелеобразования показали, что при температуре 20–23 °С вязкость увеличивается с 5.8–210 до 2215–2996, 2700–5927 и 2892–5080 мПа·с соответственно (например, рис. 5, а), т. е. с течением времени гели упрочняются. При этом возрастают значения модуля упругости гелей: если сразу после гелеобразования (через 12–16 ч после приготовления раствора) модули упругости гелей составляли от 66 до 166 кПа, то через 5 сут – от 140 до 315 кПа (в качестве примера см. рис. 5, б).

Исследование упругих свойств гелей, полученных при 23 °С из растворов гелеобразующих композиций при различных концентрациях компонентов, выявило, что модуль упругости гелей повышается в 1.5–3 раза при увеличении концентрации ПВС и глицерина и в 1.7–2.3 раза – при добавление борной кислоты в композицию.

Таким образом, экспериментальные исследования реологических и упругих свойств комбинированных наноразмерных структур типа “гель в геле”, полученных из гелеобразующей композиции с двумя гелеобразующими компонентами (полимерным и неорганическим) показали, что такие композиции имеют более высокие значения вязкости (в 2.4–6.8 раза) и упругости (в 1.4–

2.3 раза) по сравнению с гелями, полученными из композиций с одним гелеобразующим компонентом.

Экспериментальные исследования фильтрационных характеристик и нефтевытесняющей способности ГННК на моделях неоднородных пластов в условиях, моделирующих пластовые пермокарбонатные залежи Усинского месторождения, при естественном режиме эксплуатации (20–23 °С), подтверждают, что использование этой композиции приводит к перераспределению (выравниванию) фильтрационных потоков и приросту коэффициента вытеснения нефти, особенно значительному в более низко проницаемых моделях пласта – до 50.8–52.4 % (табл. 1). О перераспределении (выравнивании) фильтрационных потоков свидетельствует изменение отношения подвижностей жидкости в колонках (колонка 1 : колонка 2) неоднородных моделей пласта максимально от 1240 : 1 до 1.0 : 1.2 (см. табл. 1).

В качестве примера на рис. 6 приведены результаты изучения влияния закачки ГННК на фильтрационные характеристики и коэффициент вытеснения нефти для модели неоднородного пласта 2 (см. табл. 1).

По результатам лабораторных исследований, при проведении экспериментов по вытеснению нефти на двух параллельных колонках с разной проницаемостью (с общим входом и отдельным выходом) при использовании гелеобразующей композиции зафиксировано не только общее увеличение коэффициента вытеснения нефти, но и выявлена связь начальной проницаемости

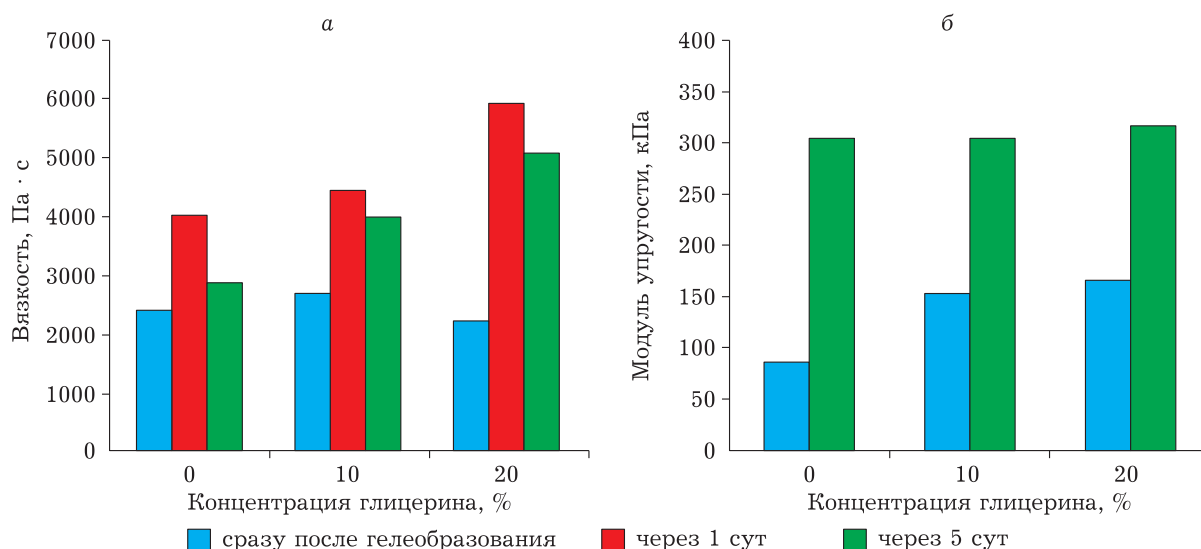


Рис. 5. Зависимости вязкости (а) и модуля упругости (б) гелей, полученных из композиции “ПВС – борная кислота – АА-30 – карбамид – ГМТА – глицерин”, при разных концентрациях глицерина от времени гелеобразования. Концентрации ПВС, борной кислоты, АА-30, карбамида, ГМТА – 3, 1, 6, 8, 6 % соответственно.

ТАБЛИЦА 1

Влияние гелеобразующей композиции на характеристики вытеснения нефти из неоднородных моделей пласта в условиях, моделирующих пластовые пермокарбонатные залежи Усинского месторождения при естественном режиме эксплуатации

Модель	Газопроницаемость, мкм^2		Коэффициент вытеснения нефти водой, %		Прирост коэффициента вытеснения нефти, %		Отношение подвижностей жидкости (колонка 1 : колонка 2)	
	Номер колонки		1	2	1	2	до закачки	после закачки
	1	2						
1	2.468	1.053	49.50	49.20	5.71	34.13	11.0 : 1.0	1.0 : 1.1
2	3.343	1.179	68.80	55.30	23.10	52.40	36.0 : 1.0	1.0 : 1.2
3	3.240	1.500	87.65	51.80	16.95	50.80	1240 : 1	1.0 : 1.2
4	0.844	0.447	47.10	37.70	9.72	4.27	5.2 : 1.0	3.0 : 1.0

колонок с приростом коэффициента вытеснения нефти (рис. 7). Полученная зависимость – линейная, с величиной достоверности аппроксимации – 0.9214.

Для более проницаемых моделей прирост коэффициента вытеснения нефти существенно увеличивается, что позволяет предположить высокую эффективность применения композиции при наличии высокопроницаемых разломов, трещин и промытых каналов. Поэтому

предполагается применение данной композиции на холодных добывающих и нагнетательных скважинах со сложным геологическим строением пласта, наличием высокопроницаемых разломов и трещин.

После закачки в пласт композиции с двумя гелеобразующими агентами на основе системы “ПВС – борная кислота – соль алюминия – карбамид – ГМТА – полиол – вода” при пластовой температуре 20–23 °С сначала образуется необ-

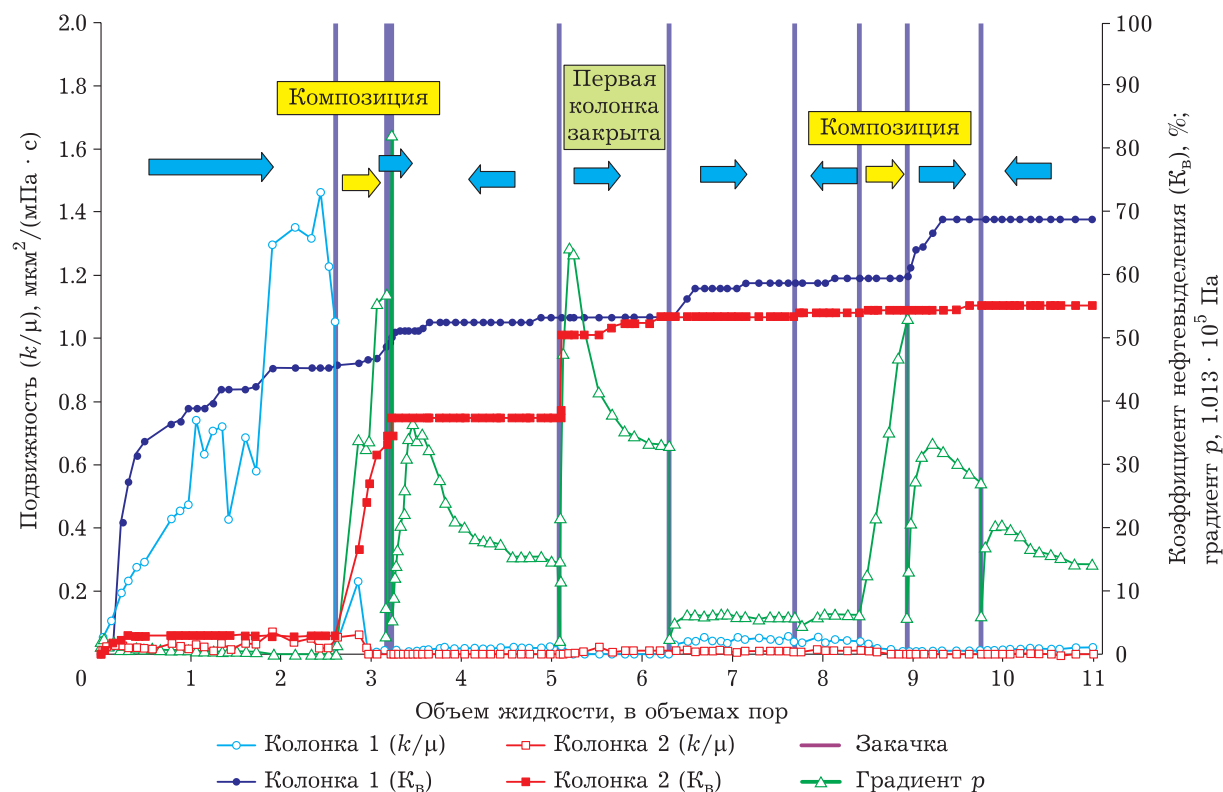


Рис. 6. Перераспределение (выравнивание) фильтрационных потоков и доотмыв остаточной нефти после закачки гелеобразующей низкотемпературной наноструктурированной композиции в модель неоднородного пласта пермокарбонатной залежи Усинского месторождения из дезинтегрированного ядерного материала. Проницаемость колонок 1 и 2 равна 3.343 и 1.179 мкм^2 соответственно. Температура 18 °С.

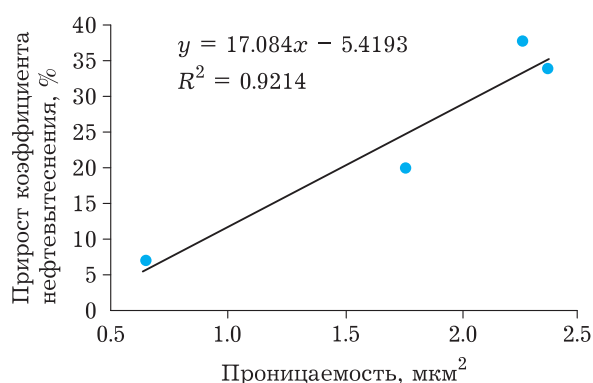


Рис. 7. Экспериментальная зависимость среднего прироста коэффициента нефтевытеснения для моделей пласта пермокарбонатной залежи Усинского месторождения от средней проницаемости моделей.

ратимый неорганический гель гидроксида алюминия, а затем, через определенное время, внутри неорганического геля образуется обратимый полимерный гель на основе ПВС. В результате непосредственно в пласте образуется связнодисперсная наноразмерная структура типа “гель в геле”, улучшаются структурно-механические свойства геля, его вязкость и упругость кратно возрастают. Комбинированные наноразмерные структуры типа “гель в геле”, полученные из гелеобразующей композиции с двумя гелеобразующими агентами (полимерным и неорганическим) будут иметь: лучшее сцепление с карбонатным коллектором, чем гели гидроксида алюминия; более высокие значения вязкости и упругости по сравнению с гелями, образованными из композиций с одним гелеобразующим компонентом. Данная композиция перспективна для создания противofильтрационных барьеров и экранов в нефтяных пластах с целью увеличения нефтеотдачи и изоляции водопритоков.

Образование геля непосредственно в пласте приведет к селективному ограничению водопритока, изменению направления фильтрационных потоков, снижению обводненности, ограничению прорывов закачиваемого рабочего агента в добывающие скважины. Ожидаемый результат: прирост коэффициента извлечения нефти, снижение обводненности продукции и интенсификация добычи нефти.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате экспериментальных исследований физико-химических, реологических и филь-

трационных характеристик в системе “ПВС – борная кислота – соль алюминия – карбамид – ГМТА – полиол – вода” создана низкотемпературная композиция с двумя гелеобразующими компонентами, генерирующая непосредственно в пласте термотропный наноструктурированный “гель в геле” с улучшенными реологическими и структурно-механическими свойствами. Полученная синергетическая связнодисперсная наноразмерная структура типа “гель в геле” при температуре 20–23 °С имеет повышенные значения вязкости (в 2.4–6.8 раза) и упругости (в 1.4–2.3 раза) по сравнению с гелями с одним гелеобразующим компонентом. Ожидается, что образование геля непосредственно в пласте приведет к селективному ограничению водопритока, изменению направления фильтрационных потоков, снижению обводненности продукции добывающих скважин, приросту коэффициента извлечения нефти и интенсификации ее добычи.

Установлено, что прирост коэффициента вытеснения нефти существенно увеличивается с повышением проницаемости моделей, что позволяет предположить высокую эффективность применения композиции в неоднородных пластах, имеющих высокопроницаемые разломы, трещины и промытые каналы. Поэтому данную композицию рекомендуется использовать на холодных добывающих и нагнетательных скважинах (20–23 °С) со сложным геологическим строением пласта, наличием высокопроницаемых разломов и трещин.

Работа выполнена в рамках государственного задания ИХН СО РАН, финансируемого Министерством науки и высшего образования Российской Федерации.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Рузин Л. М., Морозюк О. А., Дуркин С. М. Особенности и инновационные направления освоения ресурсов высоковязких нефтей // Нефтяное хозяйство. 2013, № 8. С. 51–53.
- 2 Romero-Zeron L. Chemical Enhanced Oil Recovery (сEOR). A Practical Overview. InTech, 2016. 200 p.
- 3 Wang Y., Hou J., Song Z., Yuan D., Zhang J., Zhao T. A case study on simulation of *in-situ* CO₂ huff-‘n’-puff process // SPE Res. Eval. & Eng. 2018. Vol. 21, No. 01. P. 109–121.
- 4 Hascakir B. Introduction to thermal enhanced oil recovery (EOR) special issue // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2017. Vol. 154. P. 438–441.
- 5 Sheng J. J. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery. Gulf Publishing, 2011. 617 p.
- 6 Xiaohu Donga, Huiqing Liua, Zhangxin Chena, Keliu Wua, Ning Lua, Qichen Zhanga. Enhanced oil recovery techniques for heavy oil and oilsands reservoirs after steam injection // Applied Energy. 2019. Vol. 239, Issue C. P. 1190–1211.

- 7 Алтунина Л. К., Кувшинов В. А., Стасьева Л. А., Кувшинов И. В. Тенденции и перспективы развития физико-химических методов увеличения нефтеотдачи месторождений тяжелой нефти (обзор) // *Химия уст. разв.* 2018. Т. 26, № 3. С. 261–277.
- 8 Алтунина Л. К., Кувшинов В. А., Кувшинов И. В., Стасьева Л. А., Чертенков М. В., Шкрабюк Л. С., Андреев Д. В. Физико-химические и комплексные технологии увеличения нефтеотдачи пермокарбоневой залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения // *Нефтяное хозяйство.* 2017. № 7. С. 26–29.
- 9 Altunina L. K., Kuvshinov V. A., Kuvshinov I. V., Chertentkov M. V., Ursegov S. O. Pilot tests of new EOR technologies for heavy oil reservoirs // *Proceedings of SPE Russian Petroleum Conference.* Moscow, October 26–28, 2015. Paper 176703-MS.
- 10 Кувшинов И. В., Алтунина Л. К., Кувшинов В. А. Комбинированная обработка скважин химическими композициями различного назначения в сочетании с термическим воздействием // *Журн. СФУ. Химия.* 2019. Т. 12, № 4. С. 473–482.
- 11 Пат. RU 1229647 G 01, 2016.