

УДК 622.276.4

DOI: 10.15372/ChUR20190103

## Новые термотропные композиции МЕГА с двумя гелеобразующими компонентами для ограничения водопритока и увеличения нефтеотдачи

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

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

### Аннотация

Представлены результаты лабораторных испытаний разработанной в Институте химии нефти СО РАН термотропной композиции МЕГА для повышения нефтеотдачи и ограничения водопритока с двумя гелеобразующими компонентами – полимерным и неорганическим, на основе системы “соль алюминия – простой эфир целлюлозы – карбамид – вода”. Технология направлена на повышение коэффициента нефтеотдачи за счет увеличения охвата пласта при заводнении, паротепловом и пароциклическом воздействии и ограничение водопритока в широком температурном интервале (60–220 °С). В результате непосредственно в пласте образуется наноструктурированная система типа “гель в геле” с улучшенными структурно-механическими свойствами. Благодаря образующимся в пласте гелям сдерживается прорыв воды или пара из нагнетательных скважин в добывающие и перераспределяются фильтрационные потоки флюидов в нефтяном пласте, что приводит к стабилизации либо снижению обводненности продукции окружающих добывающих или пароциклических скважин, увеличению добычи нефти.

**Ключевые слова:** увеличение нефтеотдачи, ограничение водопритока, растворы, гели, кинетика, реология, полимеры, фильтрация.

### ВВЕДЕНИЕ

Значительная часть нефтяных месторождений России переходит в позднюю стадию разработки, характеризующуюся ростом обводненности скважин в результате прорыва пластовых и закачиваемых вод по отдельным высокопроницаемым каналам, а также снижением добычи нефти. При использовании методов полимерного или щелочного заводнения, которые основаны на выравнивании подвижности воды и нефти или образовании водоизолирующих осадков, закупоривающих промытые водой зоны пласта, необходимо закачивать большие объемы реагентов. В настоящее время предпочтение отдается технологиям с применением малообъемных закачек (оторочек). При этом создаются водоизолирующие экраны в призабойной зоне добывающих скважин или отклоняющие экраны в нагнетательных скважинах.

Для увеличения нефтеотдачи и ограничения водопритока для месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, в том числе залежей высоковязких нефтей, разрабатываемых как без теплового воздействия, так и с применением термических методов, используются термотропные наноструктурированные гели со сложной иерархической структурой.

В работах Института химии нефти (ИХН) СО РАН указанный подход реализуется путем создания “интеллектуальных” композиций, которые в поверхностных условиях представляют собой маловязкие водные растворы, а непосредственно в пласте образуют связнодисперсные наноразмерные структуры типа “гель в геле” [1 – 5].

Цель работы – разработка и лабораторные испытания термотропной композиции МЕГА с двумя гелеобразующими компонентами – полимерным и неорганическим – для повышения нефтеотдачи и ограничения водопритока.

## ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

Для ограничения водопритока и увеличения нефтеотдачи пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения при паротепловом и пароциклическом воздействии создана высокотемпературная (60–200 °С) наноструктурированная композиция с улучшенными реологическими характеристиками на основе двух гелеобразующих агентов – полимерного и неорганического.

С целью определения оптимального состава композиции исследовали кинетику гелеобразования и реологические свойства ее растворов до и после образования гелей. Исследование проводили методом вискозиметрии с помощью вибрационного вискозиметра “Реокинетика” с камертонным датчиком и ротационного вискозиметра HAAKE Viscotester iQ.

Образцы для анализа готовили следующим образом: растворы помещали в герметично закрывающиеся стальные ячейки, выдерживали в воздушном термостате при температурах 90, 120 или 150 °С; вынимали и охлаждали до комнатной температуры, а затем измеряли вязкость (при 20 °С) и рН растворов. Кислотность растворов определяли потенциометрическим методом с применением стеклянного электрода и микропроцессорного лабораторного рН-метра производства HANNA Instruments (Германия).

Изучение фильтрационных характеристик и нефтевытесняющей способности термотропной композиции МЕГА проводили на установке производства ООО “КАТАКОН” (Россия), состоящей из двух параллельных колонок с различной проницаемостью вместимостью 125 см<sup>3</sup>. Для исследования фильтрационных характеристик использовали насыпные модели пласта, приготовленные из дезинтегрированного кернового материала Усинского месторождения; пресную воду или модель пластовой воды с минерализацией 62.1–74.7 г/л; дегазированную нефть (термостабилизированная нефть с добавлением 30 % керосина). Проницаемость моделей находилась в пределах от 0.8 до 6.3 мкм<sup>2</sup>, проницаемость параллельных колонок различалась в 1.5–4 раза. Время термостатирования подобрано с учетом кинетики образования геля (24 ч), противодействие – 2 МПа.

Нефтевытесняющую способность гелеобразующих композиций исследовали следующим образом. Сначала проводили вытеснение нефти водой из обеих колонок при температуре 150 °С до полной обводненности продукции. После чего в обе колонки одновременно закачивали оторочку гелеобразующей композиции, продвигали на заданное расстояние водой и термостатировали до образования геля, затем продолжали нагнетание воды. Температуру, давление на входе и вы-

ходе из колонок и объемы вытесненной нефти и воды фиксировали каждые 5–15 мин. Также на выходе из колонок измеряли рН жидкости и концентрацию карбамида, входящего в состав композиции. По полученным данным рассчитывали градиент давления, скорость фильтрации, подвижность жидкостей и абсолютный коэффициент вытеснения нефти составом и водой.

## РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ

Ранее коллективом авторов разработаны составы с одним неорганическим гелеобразующим компонентом на основе системы “соль алюминия – карбамид – вода” [6]. При температуре выше 70 °С в ней протекает гидролиз карбамида с образованием аммиака и углекислого газа, сопровождающийся постепенным увеличением рН раствора. При достижении порогового значения рН происходит практически мгновенное образование геля гидроксида алюминия сразу во всем объеме раствора. В зависимости от модификации он представляет собой псевдопластическую или вязкопластичную субстанцию коагуляционной структуры с резко выраженной тиксотропией. Если процесс гелеобразования осуществить в пористой среде пласта, то можно снизить фазовую проницаемость породы по жидкости. Гелеобразующие композиции представляют собой бесцветные прозрачные маловязкие растворы, не смешивающиеся с нефтью и не образующие с ней стойких эмульсий. Они не вызывают набухания глин, но способны, вследствие своей кислотности (в зависимости от концентрации соли алюминия рН 3–4), растворять карбонатные минералы породы нефтяного коллектора. Могут быть приготовлены с использованием воды любой минерализации.

Кроме того, был разработан метод повышения нефтеотдачи высоко неоднородных пластов за счет регулирования фильтрационных потоков и увеличения охвата пласта заводнением термобратимыми полимерными гелями. Их основой является полимерная система с нижней критической температурой растворения (НКТР). Гелеобразование в пластовых условиях обусловлено тепловой энергией пласта или закачиваемого теплоносителя: при повышении температуры происходит фазовый переход “раствор – гель”. Этот процесс обратим (при охлаждении гель разжижается) и воспроизводим многократно.

Наиболее перспективные полимеры с НКТР – полимеры на основе эфиров целлюлозы (ЭЦ). В интервале температур 20–120 °С вязкость растворов системы “простой эфир целлюлозы – карбамид – вода” имеет экстремальный харак-

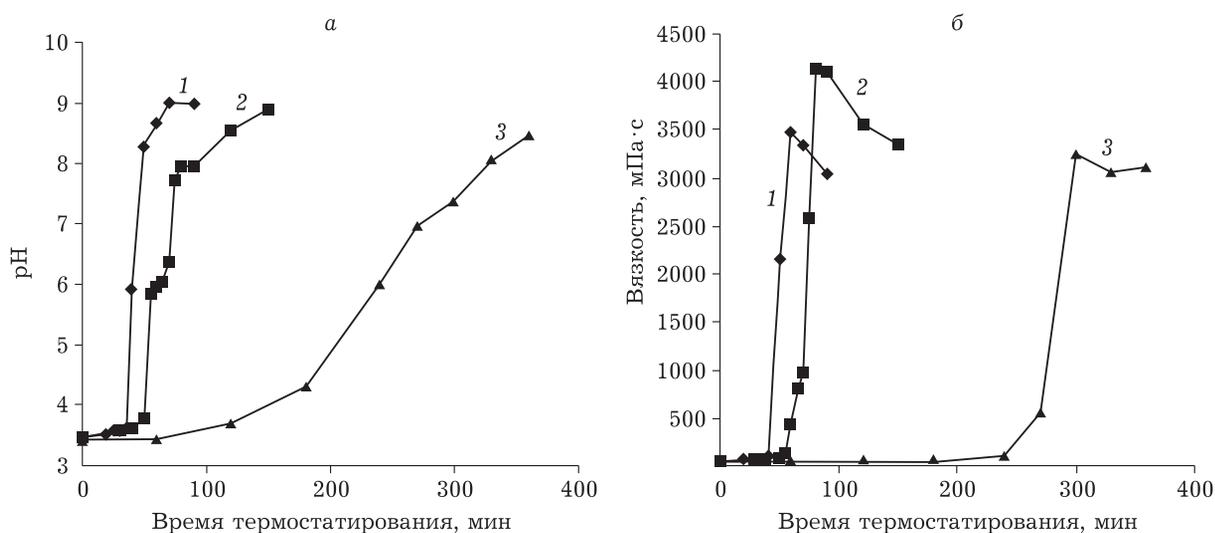


Рис. 1. Изменение pH (а) и вязкости (б) растворов композиции МЕГА после термостатирования при различных температурах, °С: 90 (1), 120 (2) и 150 (3).

тер: при нагревании сначала происходит снижение вязкости, а затем ее увеличение – раствор превращается в гель [7]. Температуру и время гелеобразования можно регулировать с помощью неорганических и органических добавок электролитов и неэлектролитов. Действие добавок аддитивно. Гели устойчивы при температурах до 220 °С и могут использоваться как эффективное средство ограничения водопритока, предотвращения прорыва газа, ликвидации газовых конусов.

Для ограничения водопритока и увеличения нефтеотдачи пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения при паротепловом и пароциклическом воздействиях разработана композиция МЕГА с двумя гелеобразующими компонентами на основе системы “соль алюминия – простой эфир целлюлозы – карбамид – вода”. В пластовых условиях она образует связнодисперсные наноразмерные структуры типа “гель в геле”. При нагревании эфира целлюлозы выше НКТР в системе за счет обратимого фазового перехода сначала образуется полимерный гель, затем внутри него по механизму гидролитической поликонденсации, инициируемой продуктами гидролиза карбамида, – гель гидроксида алюминия. Благодаря этому улучшаются структурно-механические свойства геля, его вязкость и упругость кратно возрастают.

На рис. 1 приведены результаты исследования кинетики гелеобразования и водородного показателя растворов композиции МЕГА. После термостатирования при температурах 90, 120 и 150 °С щелочность растворов возрастает с pH 3.4–3.5 до pH 7.2–9.0, указывая на гидролиз карбамида, входящего в состав композиции.

Также происходит резкое повышение вязкости с 44.2–65.8 до 3200–4300 мПа · с, что свидетельствует об образовании геля.

Результаты исследования реологических свойств гелеобразующих композиций приведены на рис. 2. При скоростях сдвига в интервале от 0.1 до 500 с<sup>-1</sup> получены реологические кривые течения и определены значения вязкости растворов композиций до и после образования геля при различных температурах термостатирования. Растворы до перехода их в гель представляют собой псевдопластические жидкости: зависимость напряжения от скорости сдвига имеет

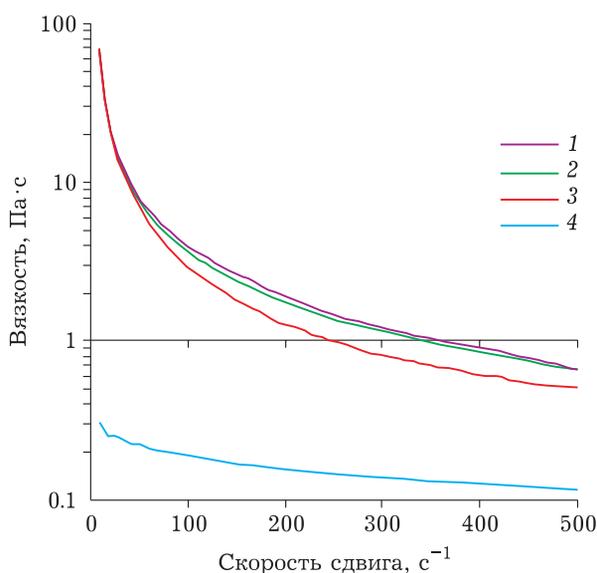


Рис. 2. Зависимость вязкости растворов композиций МЕГА от скорости сдвига до и после образования геля при различных температурах термостатирования, °С: 90 (1), 120 (2) и 150 (3), без термостатирования (4).

ТАБЛИЦА 1

Результаты исследования фильтрационных характеристик модели пласта пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения при использовании гелеобразующих композиций МЕГА

№ п/п	Газопроницаемость колонки, мкм <sup>2</sup>		Отношение проницаемостей	Отношение подвижностей		Коэффициент вытеснения нефти (%) из колонки				Прирост коэффициента вытеснения нефти, %	
	1-я	2-я		до закачки	после	водой		водой и композицией		1-я	2-я
						1-я	2-я	1-я	2-я		
1	1.5	0.8	2:1	3:1	1:1	29.8	32.2	47.5	54.1	17.7	21.9
2	1.8	0.9	2:1	1:1	30:1	33.6	28.8	55.6	41.7	20.0	12.9
3	1.4	3.4	1:2	1:36	1:3	2.7	47.2	41.9	53.2	39.2	6.0
4	2.0	1.4	2:1	1.5:1	1:1	50.7	58.1	79.8	73.6	29.1	15.5
5	6.3	1.5	4:1	4:1	1:4	34.3	20.1	44.5	28.1	10.2	8.0

нелинейный характер и вязкость зависит от скорости сдвига.

Образующиеся гели обладают вязкопластичными свойствами и способны к упругому восстановлению формы после снятия напряжения. Для них характерна пространственная структура, которая сохраняется под действием сдвигового напряжения до тех пор, пока величина последнего не превысит значение критического (предельного), после чего происходит ее разрушение. Предельное напряжение сдвига для композиций МЕГА находится в интервале от 433 до 590 Па, что в 1.6–2 раза выше, чем для гелей на основе одного неорганического компонента.

Для физического моделирования процесса ограничения водопритока и увеличения нефтеотдачи было приготовлено пять моделей неоднородного пласта. Каждая состояла из двух параллельных колонок с различной проницаемостью. Модели предварительно насыщали моделью пластовой воды, а затем моделью нефти Усинского месторождения, таким образом получали системы с известной начальной нефтенасыщенностью.

Результаты экспериментов по моделированию процесса нефтевытеснения приведены в табл. 1. Модель воды фильтровали через модель пласта при комнатной температуре со скоростью нагнетания 1 см<sup>3</sup>/мин. Этот процесс приводил к вытеснению нефти, количество которой фиксировалось. Фильтрацию продолжали до полной обводненности продукции. По полученным данным рассчитывался коэффициент нефтевытеснения каждой колонки. Затем в модель пласта закачивали гелеобразующую наноструктурированную композицию МЕГА в объеме, равном половине объема пор модели неоднородного пласта и подвергали пароциклическому воздействию при температуре 150 °С. Фильтрацию возобновляли после термостати-

рования в течение 12 часов. В результате обработки композицией МЕГА наблюдалось перераспределение (выравнивание) фильтрационных потоков внутри модели неоднородного пласта и изменение отношения подвижностей жидкости в колонках. Градиент давления, требуемый для прорыва гелевого экрана, составлял 6–14 МПа/м. Наблюдался значительный прирост коэффициентов нефтевытеснения от 6.0 до 39.2 %.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработанные композиции с улучшенными структурно-механическими свойствами перспективны для создания отклоняющих экранов в нефтяных пластах, перераспределения фильтрационных потоков, увеличения нефтеотдачи и ограничения водопритока, а также для гидроизоляции подземных выработок и гидротехнических сооружений.

Исследования кинетики гелеобразования и реологических свойств растворов и гелей показали, что полученная связнодисперсная наноразмерная структура типа “гель в геле” имеет повышенную вязкость и упругость по сравнению с гелями с одним гелеобразующим компонентом. Предельное напряжение сдвига гелей, полученных из растворов наноструктурированных композиций, составляет от 433 до 590 Па.

Серия экспериментов на неоднородных моделях пласта в условиях, моделирующих пластовые, показала, что закачка композиции МЕГА приводит к выравниванию фильтрационных потоков, увеличению охвата пласта и дополнительному нефтевытеснению. Прирост коэффициента вытеснения в среднем по моделям составляет 9–23 %. Образующиеся гели могут блокировать прорыв воды или пара в добываю-

щих скважинах с температурой 60–220 °С, выдерживая градиенты давления 6–14 МПа/м.

В 2016–2017 гг. на добывающих скважинах пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения при пароциклической обработке и в зоне площадной закачки пара успешно проведены опытно-промышленные работы по технологии ограничения водопритока и увеличения нефтеотдачи с применением гелеобразующей наноструктурированной композиции МЕГА.

Работа выполнена в рамках проекта “Физическая химия и реология нефти и полидисперсных нефтесодержащих систем в процессах увеличения нефтеотдачи пластов и транспорта нефти” (№ 0370-2018-0007).

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Алтунина Л. К., Кувшинов В. А. // Успехи химии. 2007. Т. 76, № 10. С. 1034–1052.
- 2 Altunina L. K., Kuvshinov V. A. // Oil & Gas Sci. and Technol. 2008. Vol. 63, No. 1. P. 37–48.
- 3 Altunina L. K., Kuvshinov V. A., Chertenkov M. V., Ursegov S. O. // Abstract Book of the 21st World Petroleum Congress. Moscow, June 15–19. 2014. P. 10–11.
- 4 Алтунина Л. К., Кувшинов В. А., Кувшинов И. В. // Нефть и Газ. Алматы, 2015. Т. 87, № 3. С. 31–50.
- 5 Алтунина Л. К., Кувшинов В. А., Кувшинов И. В. // Геомодель 2015: матер. 17 Междунар. науч.-практ. конф. по вопр. геологоразв. и разраб. месторожд. нефти и газа. Геленджик, 7–10 сент. 2015 г. Flash-карта.
- 6 Алтунина Л. К., Кувшинов В. А., Стасьева Л. А. // Химия уст. разв. 2011. Т. 19, № 2. С. 127–136.
- 7 Altunina L. K., Stasyeva L. A., Kozlov V. V., Kuvshinov V. A. // AIP Conference Proceedings. 2015. Vol. 1683, No. 1.

