

УДК 622.276.6

ПОТОООТКООНЮЮЩАА КОПООЗООЦООА ДЛЯ УВЕЛООЧЕОНА НЕФТЕООТДАЧИ ТРЕЩООНОВАТЫХ ПЛАСТОВ

**Г. Г. ПЕЧЕРСКОИ, Д. А. ГОСПОДАРЕВ, Ю. Р. КУСКОИЛЬДИНА,
А. В. АНТУСЕВА**

*РУП «Производственный объединение «Белоруснефть»,
БелНИПИнефть, г. Гомель*

Введение

Характерной особенностью современного этапа развития нефтедобывающей промышленности является существенное изменение структуры запасов в сторону увеличения трудноизвлекаемых нефтей. Это обусловлено вступлением большого числа месторождений в позднюю стадию разработки [1]. В настоящее время эффективность извлечения нефти промышленно применяемыми методами на поздней стадии разработки нефтяных месторождений во всем мире остается неудовлетворительной. Средняя нефтеотдача пластов составляет от 25 до 40 %. Таким образом, остаточными или неизвлекаемыми запасами остаются в среднем 60–75 % от первоначальных геологических запасов нефти [2], [3].

На протяжении нескольких последних десятилетий актуальной остается задача разработки новых методов и технологий нефтедобычи, позволяющих увеличить нефтеотдачу разрабатываемых месторождений, на которых традиционными методами извлечь остаточные запасы нефти уже невозможно. В РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» на большинстве месторождений с целью более полного извлечения остаточных запасов организованы системы поддержания пластового давления заводнением. В процессе проведения заводнения нефтяных пластов, особенно неоднородных, в них постепенно формируются системы фильтрационных каналов. Несмотря на большие объемы закачиваемой воды значительные запасы нефти остаются невовлеченными в процесс вытеснения вследствие непроизводительной фильтрации закачиваемой воды и ее преждевременным прорывом к забоям добывающих скважин.

Для вовлечения в разработку застойных, неохваченных заводнением зон пласта необходимо изменить общую гидродинамическую обстановку в нем таким образом, чтобы при переносе фронта нагнетания в пласте нагнетаемая вода проникала в малопроницаемые зоны и вытесняла из них нефть в зоны интенсивного движения воды. Изменение направления фильтрационных потоков возможно добиться за счет применения специальных потокоотклоняющих технологий [3], [4].

В РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» широкое применение находят методы увеличения охвата пластов заводнением, базирующиеся на закачке в нагнетательные скважины потокоотклоняющих композиций на основе низкоконцентрированных водных растворов анионных полиакрилоамидов (ПАА) и сшивателей (в частности ацетата хрома (АХ)).

Механизм образования в пластовых условиях водонепроницаемого экрана, способствующего перераспределению фильтрационных потоков, заключается в следующем: под влиянием повышенных пластовых температур происходит сшивка молекул ПАА (по карбоксилатным группам) ионами Cr^{3+} . В результате образуются

гидрогели, которые препятствуют фильтрации воды через промытые каналы. Однако для эффективного снижения водопроницаемости трещиноватых коллекторов гидрогелевые экраны должны обладать высокими структурно-механическими характеристиками. Добиться повышения прочности гидрогеля увеличением концентрации ПАА не всегда возможно из-за существенного возрастания вязкости исходной (закачиваемой в пласт) композиции. Другой путь – создание полимердисперсных систем на основе ПАА, ацетата хрома и твердого наполнителя. Увеличение прочностных характеристик таких систем обусловлено не только сшивкой макромолекул ПАА ацетатом хрома, но и распределением дисперсных частиц в среде гидрогеля.

Основная цель проведенных исследований заключалась в установлении зависимостей физико-химических свойств полимердисперсной композиции на основе водных растворов ПАА и АХ, модифицированных добавками тонкодисперсного твердого наполнителя, от концентрации входящих в их состав реагентов и порядка их смешения. На основе полученных данных проведена оптимизация эксплуатационных характеристик полимердисперсной композиции для обеспечения наибольшей эффективности ее применения в геолого-физических условиях белорусских нефтяных месторождений.

Основная часть

Для получения образцов гидрогелей использовали сульфонированный ПАА марки AN-125 (производитель – SNF Floerger, Франция), ацетат хрома (ТУ 0254-031-17197708–96, производитель ЗАО «Петрохим», РФ). В качестве тонкодисперсного твердого наполнителя использовали глинопорошок (ГП) марки ПБМВ (ТУ 2164-005-04002160, производитель – ЗАО «КЕРАМЗИТ», РФ). Данные компоненты полимердисперсных композиций выбраны из перечня химических реагентов, применяемых в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», которые прошли лабораторные исследования и допущены к применению в геолого-физических условиях белорусских месторождений (повышенные температуры, высокая минерализация пластовых вод и др.). Также применение данных реагентов обеспечивает высокую технико-экономическую эффективность использования композиций на их основе в промышленных масштабах.

Для определения влияния порядка смешения компонентов композиции готовили в следующих последовательностях (при этом учитывали реальность реализации рассматриваемых вариантов в промысловых условиях на устье скважины с использованием стандартного нефтепромыслового оборудования): № 1 – навеску ГП при интенсивном перемешивании медленно всыпали в водный раствор ПАА и АХ; № 2 – навеску ГП смешивали с частью воды, предназначенной для растворения ПАА, после чего совмещали с более концентрированным раствором ПАА и АХ; № 3 – навеску ГП при интенсивном перемешивании медленно всыпали в раствор ПАА, после чего смешивали с раствором АХ; № 4 – навеску ГП смешивали с частью воды, предназначенной для растворения ПАА, после чего совмещали с рассчитанным количеством АХ, затем смесь при интенсивном перемешивании прибавляли к раствору ПАА.

Для определения влияния добавок ГП на время гелеобразования композиций ПАА и АХ готовили ряд проб водных растворов ПАА концентрацией 0,2–0,3 % и АХ – 0,033–0,037 %. Одну часть проб испытывали без наполнителя, в другую вводили 1 и 2 % ГП (способ приготовления № 1). Пробы термостатировали при температуре 80 °С (температура, имитирующая пластовую температуру белорусских нефтяных месторождений, применительно к условиям которых оптимизировали композиции). Пробы периодически осматривали, оценивая изменение консистенции во времени. Полученные результаты представлены в табл. 1.

Таблица 1

Влияние добавок ГП и карбонатной породы на процесс гелеобразования композиций на основе ПАА и АХ при температуре 80 °С

Номер образца	Рецептура композиций, мас. %				Динамика гелеобразования, мин	
	ПАА	АХ	ГП	Вода	Начало гелеобразования	Гель сформирован
1	0,2	0,033	–	99,767	60	180 ¹
2	0,2	0,033	1	99,767	40	90 ²
3	0,2	0,033	2	99,767	45	95 ²
4	0,3	0,037	–	99,663	45	180 ¹
5	0,3	0,037	1	99,663	30	60 ²
6	0,2	0,033	К	99,767	40	120 ¹ 150 ²

Примечание: ¹ подвижный гель; ² малоподвижный гель; К – кубик доломита.

Анализ данных табл. 1 показал, что добавка ГП в гелеобразующие растворы на основе ПАА и АХ (образцы 2, 3, 5) приводила к ускорению гелеобразования: при прочих равных условиях, период времени до начала гелеобразования сокращался приблизительно на одну треть. Очевидно, в присутствии ГП, содержащего модификатор – кальцинированную соду (1–3 %), рН гелеобразующей смеси смещался в щелочную область, что приводило к росту скорости гелеобразования.

Сделано предположение, что аналогичный характер влияния на рН и, соответственно, на время гелеобразования композиций на основе ПАА и АХ может оказывать карбонатная порода, с которой композиция будет контактировать при закачке в нефтяной пласт. С учетом данного предположения оценено время гелеобразования пробы композиции (объемом 30 мл), в которую поместили кубик доломита размерами (1 × 1 × 1) см. Установлено, что введение в композицию (в отсутствие ГП) карбонатной породы также приводило к сокращению времени гелеобразования (табл. 1, образец 6).

Вместе с тем, динамика гелеобразования в объеме проб, содержащих ГП и кубик доломита, была разной. В то время как добавка ГП ускоряла процесс гелеобразования и способствовала формированию малоподвижного геля во всем объеме композиции (рис. 1, образцы 2 и 3), в присутствии кубика доломита гель формировался в разных частях пробы с разной скоростью. Первоначально гелеобразная масса появлялась на поверхности кубика, затем во всем объеме (рис. 1, образец 6).

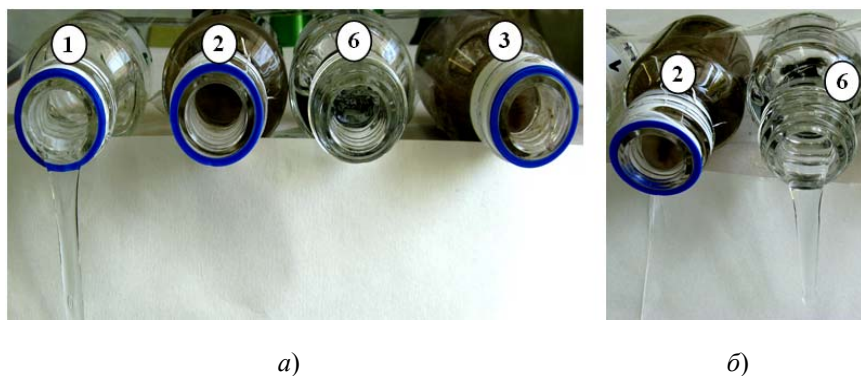


Рис. 1. Изменение характера истечения образцов гидрогелей из флаконов при увеличении угла наклона (а, б), отражающее влияние добавок глинопорошка и карбонатной породы на консистенцию гелей после 8 ч термостатирования при температуре 80 °С композиции на основе ПАА и АХ. Нумерация образцов соответствует табл. 1

Сравнение изображений на рис. 1 показывает, что после 8 ч термостатирования самую низкую вязкость имел образец 1 (без наполнителей) – при незначительном наклоне флакона он вытек почти полностью (рис. 1, *a*). Образцы 2 и 3 имели значительно более вязкую консистенцию геля и, соответственно, были менее текучие. Относительно образца 6, гелеобразование которого протекало в присутствии кубика доломита, следует отметить, что способность последнего стимулировать гелеобразование не проявилась в полной мере из-за малой площади контакта гелеобразующей композиции по сравнению с ГП.

В промышленных условиях на устье скважины от момента приготовления композиции и до начала ее закачки в скважину может пройти значительное время (до нескольких часов), что связано с особенностями проведения конкретных геолого-технологических мероприятий (ГТМ). С учетом данного факта важной характеристикой используемых композиций является их седиментационная устойчивость. В табл. 2 систематизированы данные, позволяющие проследить зависимости седиментационной устойчивости и времени гелеобразования исследуемых композиций от способа введения ГП. Для оценки седиментационной устойчивости свежеприготовленные пробы композиций выдерживали в покое при комнатной температуре в течение 7 ч, при этом регистрировали скорость оседания глинистых частиц и объем отделившегося осадка (в % к объему пробы). Для завершения процессов гелеобразования композиции выдерживали при пластовой температуре 80 °С в течение 17 ч.

Таблица 2

Влияние способа совмещения компонентов композиции, мас. %, ПАА (0,2), АХ (0,033), ГП (1) на показатели седиментационной устойчивости при 20 °С и динамику гелеобразования при 80 °С

Номер образца	Способ приготовления, №	Динамика гелеобразования		Седиментационная устойчивость	
		Начало гелеобразования, мин	Гель сформирован, ч	время, ч	осадок, % об.
1*	–	60	3 ¹	–	–
2	1	40	1,2 ²	1	16
3	3	95	17 ²	1	94
				2	80
				3	66
				7	50
4	4	55	17 ¹	7	98
5	2	55	17 ¹	7	98

Примечание: *без ГП; ¹подвижный гель; ²малоподвижный гель.

Из данных табл. 2 следует, что в композициях, в которые вводили ГП в сухом виде (образцы 2 и 3), время начала гелеобразования уменьшилось относительно контрольного образца (без ГП). Сшитые гели обладали высокой вязкостью, однако исходные композиции имели низкую седиментационную устойчивость, что может осложнить приготовление и использование потокоотклоняющих композиций в реальных условиях.

ГП, введенный в композицию в гидратированном состоянии, равномерно распределялся в виде взвеси частиц во всем объеме композиции, и в течение времени наблюдений седиментационная стабильность композиций сохранялась (образцы 4 и 5). При введении в состав композиций гидратированного ГП ускорение процессов гелеобразования было менее выраженным по сравнению со способами дозировки сухого ГП. Но образующиеся гидрогели в первом случае (образцы 4 и 5) обладали более низкими прочностными характеристиками, чем во втором (образцы 2 и 3).

Важной характеристикой гелеобразующих композиций являются структурно-реологические показатели гидрогеля, образующегося в каналах пласта под воздействием повышенной температуры. Исследования реологических характеристик сшитых гелей проводили осцилляционным методом с помощью реометра Physica MCR 301 в режиме развертки по угловой частоте колебаний от 0,1 до 100 рад/с при постоянной величине деформации $\gamma = 1\%$. Испытаниям подвергали образцы после термостатирования при температуре 80 °С в течение 8 ч. Полученные результаты представлены на рис. 2 и 3.

Величина модуля упругости G' характеризует прочность материала. Как видно из рис. 2, при частоте 0,1 рад/с модуль упругости сшитых гелей имел следующие значения, Па: без добавок – 0,01; в присутствии карбонатной породы – 2; с добавкой 1 % ГП – 3,5; с добавкой 2 % ГП – 6. Следует, что наиболее высокую прочность имел гидрогель, содержащий 2 % ГП. Угол наклона кривой модуля упругости в области частот $\omega < 1$ рад/с характеризует поведение материала при малых сдвиговых нагрузках либо в состоянии, близком к состоянию покоя. Чем меньше угол, тем выше упругость. Из рис. 2 следует, что наибольшей упругостью обладали образцы гелей, содержащие в своем составе кубик карбонатной породы (табл. 1, образец № 6; рис. 2, кривые 2) и добавку 2 % ГП (табл. 1, образец № 3; рис. 2, кривые 4).

Для установления зависимости структурно-реологических характеристик сшитых гелей от способа введения ГП в состав композиции исследовали реологические показатели полученных при температуре 80 °С в течение 17 ч образцов гидрогелей осцилляционным методом с помощью реометра Physica MCR 301. Результаты представлены на рис. 3.

Анализ полученных данных показал (рис. 3), что в области постоянства вязкоупругости (при $\gamma < 0,1\%$) модуль упругости геля на основе композиции, в которую ГП вводили в сухом виде (образец 4), имеет наиболее высокие значения. На порядок ниже этот показатель, а значит, и прочность образцов 2 и 3, когда в гелеобразующую композицию дозировали гидратированный ГП. Еще ниже (в два раза) – модуль упругости геля без наполнителя (образец 1).

Предел текучести, характеризующий величину усилия, необходимого для перевода геля в текучее состояние, рассчитывали для точки пересечения амплитудных кривых модуля упругости и модуля потерь $G' = f(\gamma)$ и $G'' = f(\gamma)$, используя программное обеспечение реометра Physica MCR 301. Значения предела текучести (τ) составили соответственно 0,2 Па; 0,33 и 2,53 Па для образцов 2–4. Следовательно, наиболее высокий предел текучести (и соответственно, прочность) имел образец геля, полученный из композиции, в которую ГП вводили в сухом виде (образец 4).

Установлено, что из испытанных образцов наилучшими структурно-реологическими характеристиками (высокими прочностью и упругостью) обладали гидрогели на основе композиций, полученных введением сухого ГП в раствор ПАА. Однако такие композиции являются седиментационно неустойчивыми, что может осложнить процесс их приготовления и закачки в скважину в реальных промышленных условиях. Такую композицию необходимо постоянно перемешивать в ходе закачки, что возможно осуществить при ее приготовлении в смесительной установке ЦС либо с использованием автоматизированной установки типа КУДР. Способ введения ГП в гидратированном виде позволяет обеспечить высокую седиментационную устойчивость композиции, однако образующийся гидрогель имеет более низкие структурно-механические показатели. Кроме того, для предварительной гидратации ГП требуется дополнительная операция – диспергирование ГП в пресной воде. Учитывая потреб-

ность дополнительного промышленного оборудования и стоимость проведения работ для двух рассматриваемых вариантов, более предпочтительным является способ приготовления композиции с введением в нее сухого ГП.

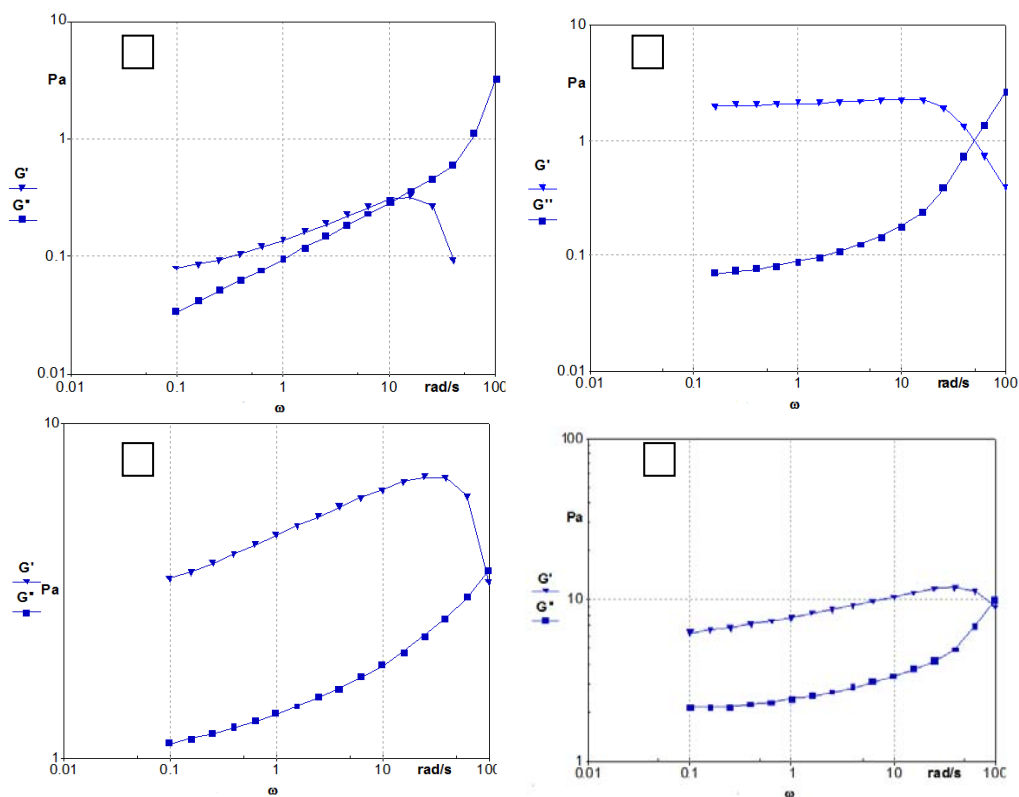


Рис. 2. Зависимости модуля упругости (G') и модуля потерь (G'') от частоты деформации сшитых гелей после выдержки в течение 8 ч при температуре 80 °С: 1 – без добавок; 2 – в присутствии карбонатной породы; 3 – 1 % ГП; 4 – 2 % ГП

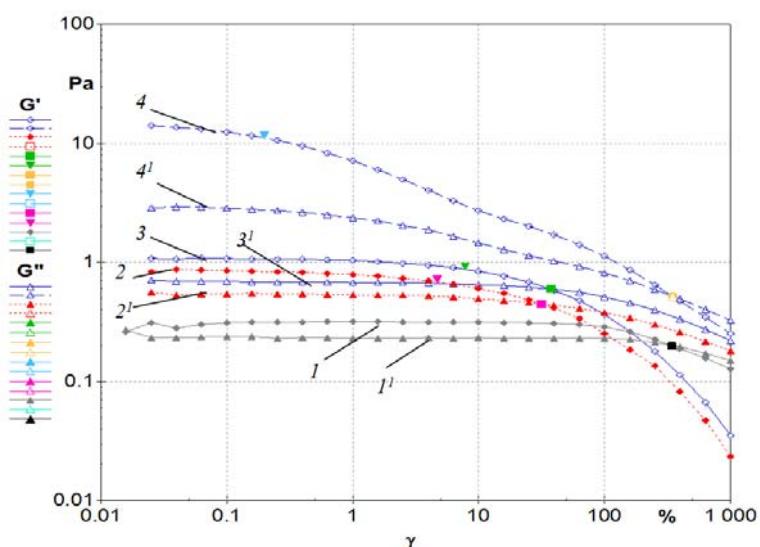


Рис. 3. Зависимости модуля упругости G' (1, 2, 3, 4) и модуля потерь G'' (1', 2', 3', 4') от амплитуды колебаний (γ) (при частоте $f=1$ Гц) сшитых гелей после выдержки 17 ч при 80 °С композиций на основе ПАА (0,2 %), АХ (0,033 %) и ГП (1 %) в зависимости от способа введения ГП:

1 – контрольный без ГП; 2, 3 – в гидратированном виде; 4 – в сухом

Следующий этап исследований направлен на оптимизацию рецептуры потокоотклоняющей композиции применительно к условиям Осташковичского месторождения РУП «Производственное объединение «Белоруснефть». Выбранный объект воздействия на данном месторождении характеризуется сравнительно низкими значениями давлений закачки воды в систему ППД (не более 1 МПа), что указывает на наличие в пласте высокопроницаемых каналов фильтрации. С учетом данного факта необходимо оптимизировать состав разработанной композиции с целью образования в пластовых условиях гелевых экранов с более высокими структурно-механическими характеристиками. Для достижения поставленной задачи проанализировали влияние каждого компонента композиции на прочностные характеристики образующегося геля.

Так, увеличение концентрации ПАА позволяет увеличить прочность формирующихся гелей, однако требует одновременного повышения концентрации АХ и приводит к резкому возрастанию вязкости исходной композиции. Увеличение концентрации ПАА приведет к значительному повышению стоимости готовой композиции и возникновению сложностей при ее закачке в скважину, что делает использование данной композиции затруднительным и экономически нецелесообразным в промышленных масштабах. К сходным эффектам приведет и увеличение концентрации ГП. Единственным возможным вариантом оставалось варьировать прочностные характеристики образующегося материала концентрацией АХ, так как его концентрация на порядок ниже концентрации ПАА и не влияет на вязкость исходной композиции.

Из литературных источников известно, что глины обладают высокой адсорбционной способностью [5], [6]. Следовательно, при введении в гелеобразующую композицию ГП происходит адсорбция АХ на значительной площади поверхности глинистых частиц, при этом раствор «обедняется» ионами хрома, что напрямую влияет на сшивку молекул ПАА и, следовательно, прочностные характеристики формирующихся гелей. В результате содержание в растворе АХ может быть недостаточным для образования высокопрочного геля. Для подтверждения данного предположения в испытуемых образцах увеличили концентрацию АХ на 10 и 20 %: ПАА (0,3 %); ГП (1 %); АХ (0,045; 0,06 %) соответственно.

В результате проведенных исследований установлено, что композиции, содержащие АХ в увеличенных концентрациях, образуют гидрогели с улучшенными структурно-механическими характеристиками. Установлено, что для достижения оптимальных эксплуатационных характеристик потокоотклоняющих композиций применительно к условиям Осташковичского месторождения необходимо увеличить концентрацию АХ до 0,06 %.

Опытная партия оптимизированной потокоотклоняющей композиции (ПАА (0,3 %); ГП (1 %); АХ (0,06 %)) в количестве 2000 м³ испытана при проведении ГТМ по повышению нефтеотдачи пластов в скважине 83 Осташковичского месторождения. Ее закачка в скважину сопровождалась двукратным возрастанием давления нагнетания (от 1 до 2 МПа). Это свидетельствует о формировании в высокопроводящих каналах призабойной зоны пласта потокоотклоняющего материала с высокими структурно-механическими характеристиками. Эффект от проведения работ составил 1126 т дополнительно добытой нефти.

Заключение

В результате проведенных лабораторных исследований установлено:

– введение в композицию на основе ПАА и АХ глинопорошка или карбонатной породы ускоряет процесс гелеобразования;

– время начала гелеобразования и реологические характеристики гелей зависят от способа введения ГП в композицию; добавка сухого ГП ускоряет процесс гелеобразования в большей степени, чем гидратированного, и способствует формированию гидрогеля с более высокими структурно-механическими характеристиками;

– седиментационная устойчивость композиций зависит от состояния вводимого ГП (сухой или гидратированный); седиментационная устойчивость композиций ниже при введении в нее сухого ГП;

– оптимальными показателями эксплуатационных характеристик с учетом всех требований, предъявляемых к реагентам и композициям, используемым при проведении ГТМ по повышению нефтеотдачи пластов, обладает композиция ПАА (0,3 %); ГП (1 %); АХ (0,06 %).

Литература

1. Москальчук, А. В. Применение ПАВ для увеличения нефтеотдачи пластов с трудноизвлекаемыми запасами нефти / А. В. Москальчук, Ю. В. Пахаруков // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 10. – С. 69–73.
2. Боксерман, А. А. Потенциал современных методов повышения нефтеотдачи пластов / А. А. Боксерман, И. Т. Мищенко // Технологии ТЭК. – 2006. – № 12. – С. 30–38.
3. Увеличение нефтеотдачи на поздней стадии разработки месторождений. Теория. Методы. Практика / Р. Р. Ибатуллин [и др.]. – М. : Недра-Бизнесцентр, 2004. – 292 с.
4. Юшков, И. Р. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений : учеб.-метод. пособие / И. Р. Юшков, Г. П. Хижняк, П. Ю. Илюшин. – Пермь : Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2013. – 177 с.
5. Алтунина, Л. К. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов нефтяных месторождений / Л. К. Алтунина, В. А. Кувшинов // Успехи химии. – 2007. – Т. 76. – № 10. – С. 1034–1052.
6. Радченко, С. С. Применение состава на основе полимер-коллоидных комплексов в гелеобразующих композициях для изоляции водопритока в добывающих скважинах / С. С. Радченко, П. С. Зельцер, Ф. С. Радченко // Нефть. Газ. Новации. – 2012. – № 7. – С. 64–69.

Получено 19.07.2016 г.