

DOI: 10.32864/polymmattech-2018-3-4-6-28

УДК 622.276.6

КОМПОЗИЦИОННЫЕ МАТЕРИАЛЫ ВОДОИЗОЛЯЦИОННОГО НАЗНАЧЕНИЯ В ТЕХНОЛОГИЯХ НЕФТЕДОБЫЧИ (ОБЗОР)

А. В. АНТУСЕВА¹⁺, Е. Ф. КУДИНА^{2,3}, Л. В. САМУСЕВА³

¹РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» БелНИПИнефть, ул. Чонгарской дивизии, 18, 246007, г. Гомель, Беларусь

²Институт механики металлополимерных систем имени В. А. Белого НАН Беларуси, ул. Кирова, 32а, 246050, г. Гомель, Беларусь

³Белорусский государственный университет транспорта, ул. Кирова, д. 34, 246653, г. Гомель, Беларусь

В статье представлен обзор современных композиционных материалов и технологий, применяемых для повышения нефтеотдачи пластов. Приведена характеристика первичных, вторичных и третичных методов повышения нефтеотдачи. Представлена классификация третичных методов: тепловые, газовые, физические и физико-химические методы. Подробно рассмотрены физико-химические методы, основанные на применении композиционных материалов, закачиваемых в нефтеносный пласт. К таким методам относят, во-первых, технологии заводнения нефтеотмывающими реагентами: ПАВ, кислотами, щелочами, органическими растворителями и их композициями. Во-вторых, заводнение водоизолирующими реагентами: полимерное и щелочно-полимерное заводнение. На поздней стадии разработки месторождений используют потокоотклоняющие технологии, которые классифицируются: по химической природе реагента, по кратности применения, по механизму действия. Проведен анализ применяемых в потокоотклоняющих технологиях композиционных материалов. Сформулированы преимущества и недостатки осадкообразующих, пенообразующих, эмульсионных и гелеобразующих реагентов, а также технологий на основе промышленных отходов. Определены наиболее перспективные материалы. Представлены технологии с применением кремнийорганических композиционных материалов, эффективных на залежах, отличающихся средней проницаемостью и высокой температурой продуктивного пласта. Низкая вязкость композиционного состава обеспечивает хорошую фильтруемость в поровую среду. Закачанные в продуктивный пласт такие материалы превращаются в неорганические гидрогели с высокой прочностью, длительной термической стабильностью, стойкостью к биологическим воздействиям. Показана перспективность применения растворов дисперсных силикатов, модифицированных кислотными добавками, для создания новых водоизолирующих материалов.

Ключевые слова: нефтеотдача пластов, трудноизвлекаемые запасы, нефтеотмывающие реагенты, водоизолирующие реагенты, заводнение, потокоотклоняющая композиция, дисперсный гидросиликат натрия, гелеобразование, фильтрационные потоки, профиль приемистости.

COMPOSITIONAL MATERIALS OF WATER-ISOLATION PURPOSE IN THE TECHNOLOGIES OF OIL PRODUCTION (REVIEW)

A. V. ANTUSEVA¹⁺, E. F. KUDINA^{2,3}, L. V. SAMUSEVA³

¹RUE «Production Association «Belorusneft» BelNIPIneft, Chongar Division St., 18, 246007, Gomel, Belarus

²V. A. Belyi Metal-Polymer Research Institute of National Academy of Sciences of Belarus, Kirov St., 32a, 246050, Gomel, Belarus

³Belarusian State University of Transport, Kirov St., 34, 246653, Gomel, Belarus

The article presents an overview of modern composite materials and technologies used to increase oil recovery. The characteristic of the primary, secondary and tertiary methods of enhanced oil recovery is giv-

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

en. A classification of tertiary methods is presented: thermal, gas, physical, and physicochemical methods. Physico-chemical methods based on the use of composite materials injected into the reservoir are considered in detail. Such methods include, firstly, the technology of flooding with oil-washing reagents: surfactants, acids, alkalis, organic solvents and their compositions. Secondly, water flooding with water-resolving reagents: polymeric, alkaline-polymeric water flooding. At a late stage of field development, flow-diverting technologies are used, which are classified: by the chemical nature of the reagent, by the multiplicity of use, by the mechanism of action. The analysis of composite materials used in flow-diverting technologies was carried out. The advantages and disadvantages of sediment-forming, foaming, emulsion and gel-forming reagents, as well as technologies based on industrial waste are formulated. Identified the most promising materials. The technologies with the use of silicon-organic composite materials, effective on deposits, characterized by average permeability and high temperature of the productive formation are presented. The low viscosity of the composition provides good filterability in a porous medium. Pumped into the reservoir, such materials are converted into inorganic hydrogels with high strength, long-term thermal stability, resistance to biological effects. The prospects of using solutions of dispersed silicates modified with acid additives to create new waterproofing materials are shown.

Keywords: oil recovery, hard-to-recover reserves, oil-washing reagents, water-insulating reagents, flooding, flow deflection composition, dispersed sodium hydrosilicate, gelation, filtration flows, intake profile.

Введение

В настоящее время количество нефти, добываемой во всем мире, составляет лишь одну треть от общего объема доступной нефти [1–5]. Запасы нефти, которые могут быть извлечены с помощью первичных способов (при использовании естественной энергии пласта), составляют 5–15% от начальных геологических запасов. При вторичном извлечении, когда реализуются методы поддержания пластового давления путем закачки воды или газа, нефтеотдача достигает до 30% в зависимости от свойств нефти и пород резервуара. Использование современных методов повышения нефтеотдачи может способствовать дополнительному извлечению нефти в количестве 5–20% [6, 7]. Методы повышения нефтеотдачи в основном предназначены для извлечения нефти, обычно называемой остаточной нефтью [8].

Внимание к проблеме нефтеизвлечения не ослабевает уже несколько десятилетий на территории как ближнего, так и дальнего зарубежья. Интенсифицирование процессов внедрения современных технологий в развитых нефтедобывающих странах привело к медленному, но неуклонному росту средней нефтеотдачи пластов (отношения величины извлекаемых запасов к величине общих геологических запасов). Средняя проектная нефтеотдача в мире составляет 25–40%. В ведущих нефтедобывающих странах Латинской Америки и Юго-Восточной Азии она составляет 24–27%, в Иране — 16–17%, в США, Канаде и Саудовской Аравии — 33–37%, в странах СНГ — до 40%. Остаточные запасы нефти достигают в среднем 55–75 % от первоначальных запасов ее в недрах [1].

В настоящее время большинство крупнейших в мире разрабатываемых месторождений, в частности в Республике Беларусь, выходят на поздние стадии производства, а их остаточные запасы классифицируются как трудноизвлекаемые [2, 7, 9–12]. Положение усугубляется сложными геолого-физическими и геолого-промысловыми условиями нефтеносных за-

лежей, содержащих «трудноизвлекаемые запасы» (высокая фильтрационная неоднородность объектов со сложным строением пустотного пространства, включающего систему пор, каверн и трещин, запасы нефти в низкопроницаемых коллекторах, высоковязкие нефти и др.). Низкая эффективность работы воды как нефтевытесняющего агента из-за ее прорывов по высокопроницаемым каналам приводит к преждевременному обводнению продукции добывающих скважин и неравномерной выработке нефтяных запасов по площади и разрезу.

В настоящее время разработано достаточно большое количество составов и технологий, широко применяемых на практике в технологиях нефтедобычи. Однако современная нефтедобывающая отрасль предъявляет все более жесткие требования как к используемым составам и технологиям, так и к оценке эффективности их применения для «трудноизвлекаемых запасов» в условиях высоких температур, варьирования минерализации пластовых вод, неблагоприятности характеристик коллекторов (низкие значения коэффициентов пористости, нефтенасыщенности, проницаемости) и др.

Широкое внедрение новых водоограничивающих технологий сдерживается отсутствием эффективных и доступных по экономическим соображениям химических реагентов, что существенно ограничивает совершенствование и разработку потокоотклоняющих и водоизоляционных технологий.

Исходя из сказанного, разработка новых материалов и технологий, повышающих нефтеотдачу пластов, в настоящее время является востребованной практикой и актуальной.

Современные методы повышения нефтеотдачи пластов (ПНП)

Ведущие нефтегазовые компании нацелены на максимально возможное и экономически обоснованное извлечение углеводородного сырья. Поскольку масштабы применения современных мето-

дов повышения нефтеотдачи в мире непрерывно увеличиваются [14–19], то можно сделать вывод, что они способствуют эффективному ведению нефтегазового бизнеса.

В мировой практике насчитывается значительное количество различных видов технологий и материалов. При этом на смену первичным и вторичным методам увеличения нефтеотдачи пришли третичные, которые и стали основным объектом нашего обзора. К таким методам традиционно относят современные технологии (рис. 1) по увеличению нефтеотдачи — прежде всего тепловые, газовые, физические (гидроразрыв пласта; горизонтальные скважины; электромагнитное воздействие; волновое воздействие на пласт и другие аналогичные методы), микробиологические (улучшение нефтewытесняющих свойств закачиваемой воды с помощью микробных метаболитов) и физико-химические (вытеснение нефти водными растворами поверхностно-активных веществ (ПАВ); растворами полимеров; щелочными растворами; кислотами; композиционными материалами и т. д.) [20–25].

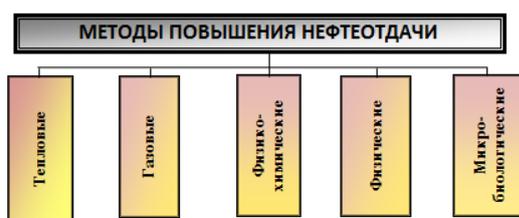


Рисунок 1 — Классификация методов повышения нефтеотдачи
Fig. 1 — Classification of enhanced oil recovery methods

Каждый из упомянутых методов имеет свои преимущества и недостатки. К последним можно отнести: сложность практической реализации предлагаемых решений и технологий, риск вызвать необратимые изменения в пласте и окружающей среде, дефицит или высокую стоимость химических реагентов, экологическую опасность.

Наиболее активно наращивают работы по применению методов увеличения нефтеотдачи страны, где структура запасов сложная (Беларусь, Россия, Украина и др.). Нужно отметить, что примеры достижения высокого потенциала нефтеизвлечения за счет применения современных методов увеличения нефтеотдачи имеются и на белорусских нефтяных месторождениях.

В Республиканском унитарном предприятии «Производственное объединение «Белоруснефть» геолого-технические мероприятия по повышению нефтеотдачи пласта начали проводиться в 80-е годы XX века. Они базировались, в основном, на методах физического, физико-химического воздействия на пласт и различных их комбинациях. В частности, широкое применение нашли физические методы обработки призабойной зоны пласта дренированием с помощью струйных насосов и гидроимпульсным воздействием, вторичное вскрытие и гидроразрыв пласта, бурение горизонтальных и боковых стволов, электро- и вибросейсмическое воздействие.

Из физико-химических наибольшее распространение получили методы увеличения охвата пластов заводнением путем закачки в нагнетательные скважины потокоотклоняющих реагентов, а также ограничения водопритока и регулирования работающей толщины пласта в высокообводненных добывающих скважинах, полимерное заводнение, глубокопроникающее воздействие на пласт водными растворами ПАВ для доотмыва нефти, интенсификация притока нефти в добывающие скважины с помощью многообъемных и направленных кислотных обработок призабойной зоны пласта [25–33].

Физико-химические методы ПНП основаны на применении химических реагентов, закачиваемых в нефтеносный пласт с целью наиболее полного извлечения из него нефти.

Применяемые физико-химические методы интенсификации нефтедобычи условно можно классифицировать по функциональному назначению применяемых реагентов. На рис. 2 представлены две группы реагентов.

К *первой* относятся нефтеотмывающие реагенты — ПАВ, кислоты, щелочи, органические растворители и их композиции. Они оказывают влияние на физико-химические взаимодействия на границах раздела фаз порода–нефть–вода и реологию пластовых флюидов, которыми называют смесь углеводородных и не углеводородных компонентов, находящихся в пластовых условиях в газовой или жидкой фазе (пластовый газ, пластовая нефть, пластовая вода и выпавший в пласте конденсат).

Вторая группа — водоизолирующие реагенты (водные растворы полимеров, геле- и осадкообразующие системы, обратные водонефтяные эмульсии, пены и др.). Эти реагенты избирательно ограничивают движение вод в обводненных зонах пласта.

Наибольшее распространение получили технологии заводнения с применением водных растворов поверхностно-активных веществ, закачиваемых в нагнетательные скважины, заводнение мицеллярными растворами ПАВ. Такие растворы сочетают в себе водозагущающее и нефтеотмывающее действие. Это обуславливает их высокую эффективность как нефтewытесняющих агентов [34–37].

С целью ПНП воздействуют на пласт растворами ПАВ и со стороны добывающих скважин. В этом случае используют ПАВ — гидрофобизаторы породы. Такие ПАВ, адсорбируясь на породе, изменяют условия избирательного смачивания поверхности на границе нефть–вода. Это приводит к интенсификации притока нефти.

Наиболее важная проблема применения водных растворов ПАВ на белорусских месторождениях состоит в выборе из их номенклатуры таких реагентов, которые были бы устойчивы в пластовых условиях, то есть в высокоминерализованных (до 300 г/л) хлорнатрий-магниевых водах при повышенных температурах (50–90 °C) [38–40].

Известен метод увеличения нефтеотдачи карбонатных коллекторов, содержащих вязкую нефть, с

применением технологий заводнения растворами кислот и их композиций, которые разрушают такие коллекторы [41–43]. Суть этой технологии состоит в том, что, с одной стороны, при взаимодействии кислоты с нефтью образуются ПАВ, способствующие нефтевытеснению. С другой, продуктами реакции кислоты с содержащимися в пласте солями кальция (карбонатами, хлоридами) являются малорастворимые осадки, которые могут блокировать обводненные зоны пласта, увеличивая его охват вытеснением. Кроме того, при смешивании кислоты с водой выделяется тепло, а в реакции с карбонатами — углекислый газ, что также стимулирует нефтеизвлечение. Однако, в связи с токсичностью и коррозионной агрессивностью кислот вызывает сомнение перспективность промышленного внедрения описываемого метода [44, 45].

Известны технологии щелочного заводнения, основанные на процессах вытеснения нефти щелочными растворами [46–48]. Реализуются закачиванием в пласт раствора натриевой (калиевой) щелочи с последующим нагнетанием воды. Увеличение нефтеотдачи происходит благодаря снижению поверхностного натяжения нефтевытесняющего раствора на границе с нефтью в результате химических реакций между нефтью и щелочью, приводящих к образованию в зоне их контакта поверхностно-активных натриевых мыл.

Применение в качестве щелочного реагента при заводнении фосфата натрия [49] основывается на его высокой нефтеотмывающей и смачивающей способности. При взаимодействии фосфата натрия с

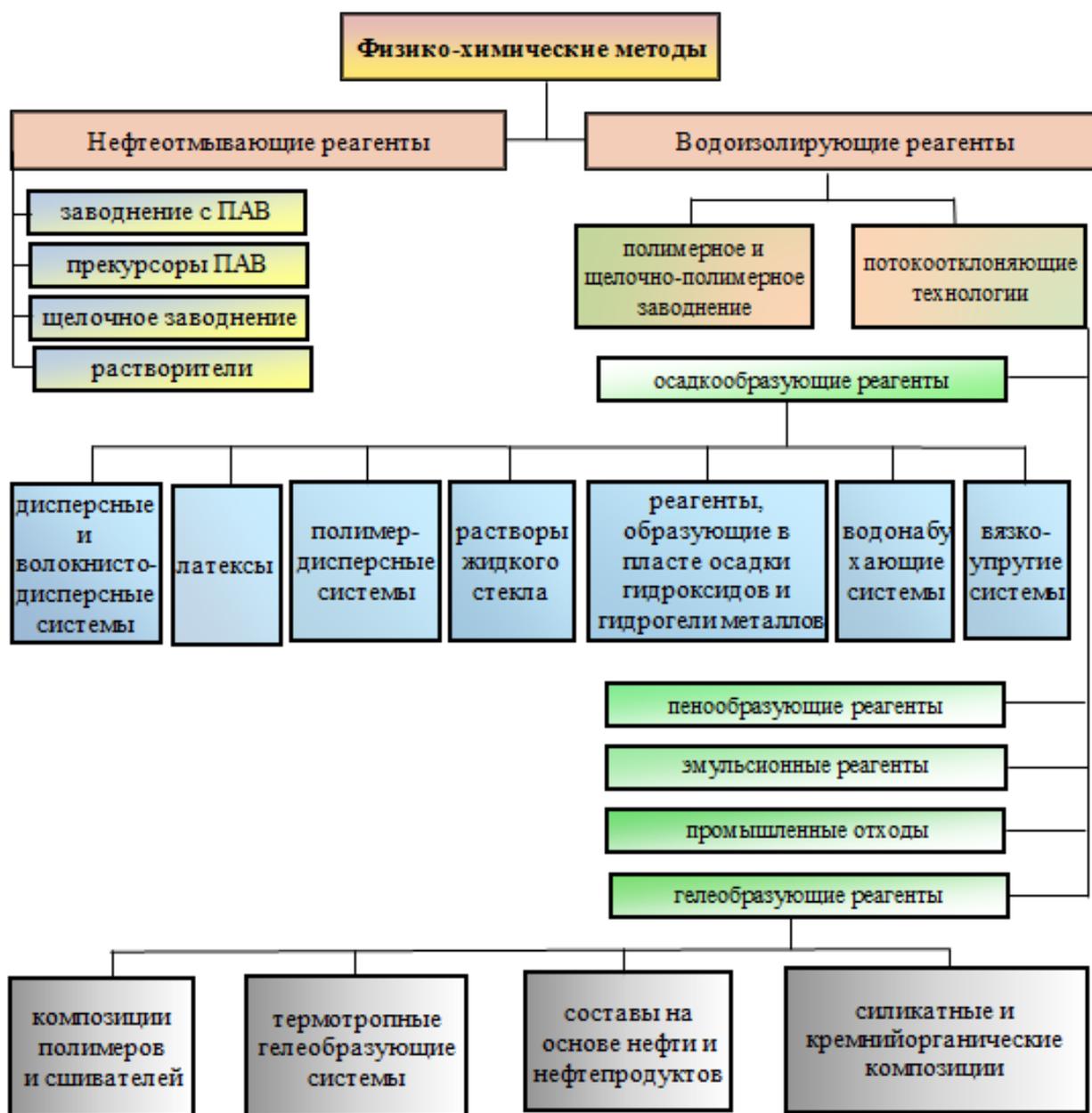


Рисунок 2 — Классификация физико-химических методов повышения нефтеотдачи
Fig. 2 — Classification of physical and chemical methods of oil recovery increase

солями кальция пластовой и закачиваемой вод может образовываться малорастворимый высокодисперсный осадок ортофосфата кальция, который увеличивает гидравлическое сопротивление фильтрации воды, способствуя повышению охвата пласта заводнением.

Один из наиболее дешевых технологических вариантов щелочного заводнения базируется на применении в качестве щелочного раствора промышленного химического отхода — модифицированного щелочного стока производства капролактама (ЩСПК). Основным существенным недостатком ЩСПК и растворов на его основе является то, что при длительном термостатировании их при пониженных температурах происходит резкое увеличение вязкости, выпадение осадка и, как следствие, застывание растворов со ЩСПК [50].

Известны технологии добычи высоковязкой нефти, основанные на применении органических растворителей [51, 52]. Однако использование для извлечения нефти органических растворителей мало оправдано из-за их высокой стоимости, пожарной и экологической опасности.

Из второй группы методов ПНП наиболее интенсивное развитие получили полимерное заводнение и потокоотклоняющие технологии.

Полимерное заводнение — метод ПНП, основанный на закачке в нагнетательные скважины водных растворов полимеров с целью выравнивания профилей приемистости скважин путем снижения подвижности нефтевытесняющего агента. Обладая повышенной вязкостью, растворы полимеров обеспечивают снижение динамической неоднородности потоков нефтевытесняющего агента и, как следствие, рост охвата пластов заводнением [53]. Высокая эффективность метода подтверждена значительным количеством опубликованных результатов [53–56].

Реализация технологий полимерного заводнения на нефтяных залежах связана с рядом ограничений. Наиболее существенными из них являются высокие пластовая температура и минерализация пластовых вод, обусловленная содержанием хлоридов кальция и магния.

С целью достижения более высоких результатов технологии полимерного заводнения часто сочетают с другими методами ПНП. В частности, применяют технологии щелочно-полимерного заводнения, чередуют закачку растворов полимеров и нефтеотмывающих ПАВ [55–58] или раствора полимера, неконденсирующегося газа и пенообразующего состава, содержащего щелочь и ПАВ [59].

Наиболее эффективные физико-химические методы повышения нефтеотдачи неоднородных пластов на поздней стадии разработки месторождений основаны на применении потокоотклоняющих технологий.

Их суть состоит в перераспределении фильтрационных потоков в процессе заводнения пласта, в результате которого в разработку включаются застойные (относительно низкопроницаемые) нефте-

насыщенные зоны. С этой целью в нагнетательные скважины закачивают потокоотклоняющие реагенты, которые повышают вязкость нефтевытесняющей жидкости (воды) и образуют осадки, гели, пенные или эмульсионные «пробки» в промытых каналах пласта, снижая их проницаемость (рис. 3).

При необходимости потокоотклоняющие технологии сочетают с обработкой пласта водоизолирующими реагентами со стороны добывающих скважин, чтобы ограничить водоприток и снизить обводненность добываемой продукции. Достоинство потокоотклоняющих технологий — в их селективном воздействии на высокопроницаемые водонасыщенные зоны, при этом поверхность контакта с нефтью закачиваемых в пласт реагентов минимальна и их влияние на состав и свойства нефти незначительно [60].

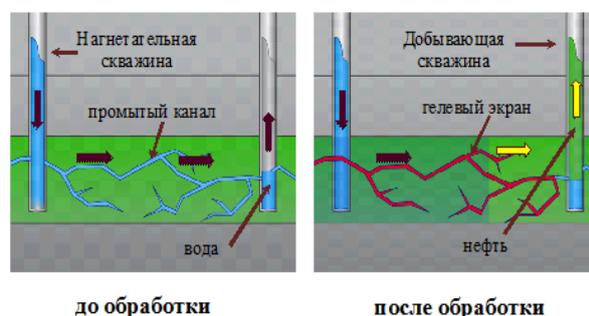


Рисунок 3 — Схема перераспределения фильтрационных потоков в структурно-неоднородном нефтяном пласте при обработке обводненной зоны потокоотклоняющей композицией

Fig. 3 — Scheme of the redistribution of filtration flows in a structurally inhomogeneous oil reservoir during the treatment of the watering zone with a flow diverting composition

В качестве потокоотклоняющих реагентов применяют разные химические вещества и их композиции, которые должны отвечать определенным требованиям:

- технологичность приготовления и закачивания раствора при низкой вязкости рабочих растворов реагентов;

- время начала функционального действия достаточно для введения в пласт, без преждевременного структурообразования смеси в трубах;

- солеустойчивость рабочих растворов и сформированных материалов;

- совместимость рабочих форм реагентов с пластовыми водой и нефтью;

- способность реагентов препятствовать образованию стойких эмульсий с пластовой нефтью (отсутствие выпадения асфальтосмолопарафинистых отложений и твердых осадков);

- термостойкость (стабильность структурно-механических характеристик материала в пластовых условиях);

- высокая прочность образующегося материала;

- морозоустойчивость;

- способность разрушаться при необходимости (наличие деструктора для материала);

- доступность и низкая стоимость;

- экологическая безопасность.

Анализ существующих потокоотклоняющих технологий показал, что в настоящее время существует более 400 технологий, но в основном используется около 100. В связи с тем, что количество технологий достаточно велико, существует несколько вариантов их классификаций [61]:

– по химической природе используемого реагента: неорганические, органические и органо-минеральные;

– по кратности применения: первичные и вторичные (промышленные отходы);

– по механизму действия технологии: осадко-, геле-, пенообразующие, эмульсионные и комбинированные.

Уже с начала 80-х годов прошлого века внедрение потокоотклоняющих технологий стало занимать важное место в мировой научно-технической отрасли. В короткие сроки были начаты новые или существенно расширены ранее апробированные опытные и промышленные работы по применению инновационных методов в различных нефтедобывающих странах [60].

Несмотря на то, что потокоотклоняющие технологии на месторождениях Республики Беларусь используются уже более 20 лет, широкое применение нашли только в последние годы.

Основные типы потокоотклоняющих реагентов и композиций для ПНП

Осадкообразующие реагенты обеспечивают формирование в промытых каналах пласта закупоривающих материалов (осадков) в виде твердого или гелеобразного вещества, отдельные частицы которого не связаны либо слабо связаны друг с другом. В большинстве случаев частицы осадка удерживаются в порах пласта механически. При наличии адсорбционных (хемосорбционных) взаимодействий между породой и частицами колюматрующего вещества осаждение последнего может происходить в виде пленки на поверхности породы, что приводит к сужению поровых каналов коллектора в местах образования осадка. К осадкообразующим относятся следующие группы реагентов.

1. Дисперсные системы (ДС) и волокнисто-дисперсные системы [62].

Первые — это дисперсии в воде микронных и субмикронных твердых частиц горных пород (глина, мел), соединений кремния (кремнезоли), серы, металлов, углерода, окисленного битума, водонерастворимых солей и т. п. Вторые — смеси первых с волокнистыми частицами (древесная мука, асбест и др.). Применение ДС основано на том, что фильтрация твердых коллоидных частиц в пористой среде зависит от их размера и структурно-механических свойств дисперсии. В частности, установлено, что в зависимости от диаметра глинистых частиц происходит или свободное перемещение глинистых частиц или колюматация пор. Оседание частиц в наиболее крупных порах приводит к увеличению охвата пластов воздействием за счет подключения в

работу неохваченных или слабоохваченных вытеснением нефтенасыщенных зон. При закачке в нагнетательные скважины ДС способствуют не только выравниванию профиля приемистости скважин, но и дополнительному нефтеизвлечению, поскольку движущиеся в поровых каналах частицы могут увлекать за собой глобулы нефти. Процесс можно регулировать подбором концентрации, формы и дисперсного состава частиц. Так, при использовании ВДС в пласт сначала закачивают дисперсию более крупных анизотропных волокнистых частиц, а затем суспензию глинистых (или других) частиц.

2. Латексы — водные дисперсии частиц синтетических полимеров (например, каучуков), стабилизируемые ПАВ [63].

В пласте происходит коагуляция латексов с образованием колюматрующего седиментационного осадка. Факторами, способствующими коагуляции, являются повышенные давление и температура, минерализация пластовых вод, изменение pH (в частности, путем закачки в пласт кислоты), наличие в составе латекса коагулянта. С целью увеличения вязкости и закупоривающей способности латексы загущают водными растворами полимеров (полиоксиэтилен и др.), вводят в них наполнители (опилки, резиновая крошка и др.) и структурообразователи (карбоксиметилцеллюлоза, окисленный петролатум и т. п.).

3. Полимер-дисперсные системы (ПДС) [64–69].

Их основными компонентами являются полимеры с флокулирующими свойствами (полиакриламид, полиоксиэтилен) и высокодисперсные частицы горных пород (глина, уголь, мел и др.). Водную суспензию частиц пород смешивают в пласте с водным раствором полимера-флокулянта, соблюдая последовательность закачки: раствор полимера, разделительная жидкость (вода), глинистая (или другая) суспензия. При постепенном смешении, которому благоприятствует разная скорость движения в пласте высоковязкого раствора полимера и низковязкой суспензии, происходит флокуляция (образование крупных хлопьев) и седиментация дисперсных частиц. Глино-полимерные агломераты, оседающие преимущественно в крупнопористых и трещиноватых обводненных зонах коллектора, образуют потокоотклоняющую массу.

Необходимо отметить, что стабилизация дисперсных систем обеспечивается силами взаимного притяжения между частицами. Образование вокруг коллоидных частиц адсорбционных слоев из молекул дисперсионной среды и растворенных в ней веществ ослабляет взаимное притяжение частиц дисперсной фазы, создавая механическое препятствие их сближению.

4. Растворы жидкого стекла (щелочных силикатов).

В последние годы все более широкое применение находят составы на основе натриевого жидкого стекла (ЖС) — водного раствора силиката натрия, высокомолекулярных растворимых стеклок, которые отличаются низкой стоимостью. Жидкое стекло при-

влекает внимание и тем, что оно многотоннажно выпускается рядом белорусских предприятий (ОАО «Домановский производственно-торговый комбинат», КУП «Оршанский комбинат строительных материалов», Борисовский завод бытовой химии, ОДО «Белхимстекло»).

При попадании в пласт растворы жидкого стекла вступают в обменную реакцию с солями поливалентных металлов, содержащихся в минерализованной пластовой воде или закачанных отдельной оторочкой (т. е. разделительной порцией, предназначенной для предотвращения преждевременного смешивания компонентов состава). В результате образуются водонерастворимые осадки силикатов (и гидроксидов) поливалентных металлов (преимущественно кальция и магния), закупоривающих поровые каналы промытых зон пласта [70–75]. Для предупреждения преждевременного гелеобразования применяется оторочка буферной жидкости, в качестве которой используют водный раствор карбоната натрия [76]. В нефтенасыщенной зоне структурообразования материала не происходит из-за отсутствия ионов двухвалентных металлов. Недостатком метода является образование твердой непроницаемой поверхности материала за счет мгновенной реакции с катионами поливалентных металлов минерализованной воды, при этом для большей части оторочки жидкого стекла отсутствует возможность образовать осадки. Использование подобной технологии может привести к ухудшению фильтрационно-емкостных характеристик коллекторов.

Известен способ ограничения притока вод в добывающую скважину [77], в котором в качестве водоизолирующего состава используется раствор силиката натрия и жидкость, представляющая раствор солей кальция и ПАВ. Способ предполагает раздельную закачку раствора силиката натрия в высокообводненную часть пласта, а раствор солей кальция и ПАВ — в продуктивную часть пласта. Раствор солей кальция способствует предотвращению проникновения раствора силиката натрия в малообводненную часть пласта или пропластка за счет образования непроницаемого экрана при контакте солей кальция с силикатом натрия. Недостатком состава являются отсутствие отвердителя, что снижает эффективность применения технологии в пластах с низкой минерализацией пластовых вод и отсутствие способа регулирования времени гелеобразования водоизоляционного состава в пластовых условиях.

В числе осадкообразующих с минерализованной пластовой водой реагентов, эффективно снижающих водопроницаемость пород, нашли применение композиции на основе полиакриламида и ЖС (ПСК-2) [78]. В этих композициях полиакриламидная добавка, выполняя функцию флокулирующего и структурообразующего модификатора, повышает седиментационную стабильность силикатных осадков, увеличивает и стабилизирует их объем во времени, снижает их подвижность [79, 80].

Для скважин с пресными и слабоминерализованными водами используется технология интерполимерного комплекса. Его действие основано на формировании гелеподобного осадочного экрана в результате разбавления исходных реагентов водой и уменьшения ионной силы их растворов. В качестве исходных реагентов применяют раствор полиакриламида и соль силиката натрия [81].

Существенным недостатком полимерно-силикатных композиций является недостаточная термостабильность при повышенных температурах.

Для пластов, сложенных терригенными породами, применим состав на основе последовательно закачивания натриевого жидкого стекла и осадкообразующего реагента алюмохлорида — отхода производства алкилирования бензола пропиленом со стадии отмывки реакционной массы. Данная технология позволяет получать кристаллические осадки с повышенной адгезией к породе [82].

Сущность метода [83] заключается в закачивании в скважину порции рабочей жидкости, в качестве которой используют щелочной сток производства капролактама или его рабочий раствор. Рабочую жидкость чередуют с порциями загустителя — силиката натрия через оторочки пресной воды. Рабочую жидкость закачивают с последовательно уменьшающейся концентрацией, а оторочки воды — с последовательно уменьшающимся объемом.

Необходимым условием для формирования потокоотклоняющего материала является полное смешивание порций реагентов, что невозможно прогнозировать в пластовых условиях.

Состав [84] применим для заводнения неоднородно-проницаемых нефтяных пластов, включает силикат натрия, оксиэтилцеллюлозу и минерализованную воду. Отличительной особенностью состава является наличие полимерной составляющей, стойкой к растворам хлоридов кальция и магния, присутствующих в закачиваемой воде. Ввод жидкого стекла в минерализованный раствор оксиэтилцеллюлозы приводит к формированию конденсационно-кристаллизационных структур силикатов кальция и магния в рабочем растворе, которые увеличивают закупоривающую способность состава по мере продвижения в высокопроницаемых обводненных порках.

5. Реагенты, образующие в пласте осадки гидроксидов и гидрогели металлов.

К таким реагентам относятся соли поливалентных металлов (например, подкисленные растворы солей алюминия и железа), а также щелочи [1, 13, 32, 85]. Первые (при нейтрализации кислоты породой) реагируют с водой, последние — с имеющимися в пластовой воде ионами поливалентных металлов (Ca^{2+} , Mg^{2+}). Результатом указанных взаимодействий является формирование в поровом пространстве пласта хлопьевидных или гелеобразных коагулирующих осадков гидроксидов металлов — $\text{Mg}(\text{OH})_2$, $\text{Al}(\text{OH})_3$, $\text{Fe}(\text{OH})_3$, $\text{Ca}(\text{OH})_2$. Щелочи дополнительно обладают нефтеотмыва-

ющими свойствами (описаны выше), поэтому их следует рассматривать как многофункциональные реагенты для ПНП.

Стоит отметить, что формирование водоизолирующего материала основано на мгновенной реакции реагентов, что может вызвать образование твердой непроницаемой поверхности изолирующего материала, препятствующего дальнейшей фильтрации раствора в пласт.

6. *Водонабухающие системы (ВНС)* — водные и неводные дисперсии водонабухающих полимеров и других веществ.

В процессе закачки ВНС в скважину частички дисперсной фазы (полиуретан, полимер АК-639, FS-305, целлюлоза, сшитые сополимеры и др.) разбухают под действием пластовой воды в обводненных каналах порового пространства коллектора и закупоривают их [86, 87]. Кинетика набухания полимера в воде характеризуется интенсивным поглощением в первые несколько часов и последующим медленным набуханием в течение более 24 ч. За время доставки водной дисперсии полимера к пласту он не успевает потерять всю водопоглощительную способность. Увеличение его объема в пласте может составлять ещё 20–30%, что повышает водоизоляционный эффект.

7. *Вязкоупругие системы.*

Их основу составляют двухкомпонентные порошкообразные композиции водорастворимого и сшитого (радиационно, химически) водонабухающего полимера (например, реагенты Темпоскрин, Ритин). Композицию смешивают с водой и перед закачкой в нагнетательную скважину выдерживают до набухания. При этом образуется седиментационно устойчивая гель-полимерная дисперсная система, состоящая из водного раствора полимера в качестве дисперсионной среды и дисперсной фазы — набухших в воде частиц сшитого полимера (гелеобразные частицы). В процессе закачивания в пласт набухшие частицы сшитого полимера (миллиметровых размеров) не входят в тонкопоровые каналы, но за счет вязкоупругих свойств проникают в крупнопоровые и трещиноватые зоны пласта и коагулируют их, создавая потокоотклоняющие экраны. Дисперсионная среда частично отфильтровывается в тонкопоровые нефтенасыщенные участки и работает как нефтевытесняющий агент [88–91].

Существенным недостатком применения полимерных систем выступает ограничение при использовании в условиях повышенных пластовых температур.

Пенообразующие реагенты генерируют пены [94]. Пенные системы в скважинных условиях обладают высокой закупоривающей способностью вследствие незначительной плотности и высоким значениям вязкости. К этому типу реагентов относят:

– аэрированные (газированные) растворы ПАВ (двухфазные и трехфазные пены, например, ИГС, ПОЖ), которые могут включать стабилизаторы, тонкодисперсные твердые наполнители и другие модификаторы;

– самогенерирующиеся пенные системы (например, составы на основе мочевины, нитрита щелочного или щелочноземельного металла, кислоты и ПАВ).

Однако лабораторные и промышленные исследования показывают [95], что пена проникает в пористую среду на незначительную глубину, и для дальнейшего ее проникновения необходимо приложить значительные градиенты давления.

Эмульсионные реагенты нашли применение в технологиях ПНП благодаря возможности регулирования их плотности, структурно-реологических и фильтрационных свойств, а также совместимости с пластовыми флюидами. Эмульсии подразделяют на прямые или гидрофильные, типа «масло в воде» (например, эмульсии полимеров в воде — ЭМКО, ЭПДС) [96] и инвертные (обратные) или гидрофобные, типа «вода в масле» (например, эмульсии воды в нефти [4, 15, 96–98]). Стабилизаторами эмульсий являются ПАВ. Изменение внешних условий или соотношения компонентов эмульсии может приводить к взаимопревращениям обратной эмульсии в прямую и существенно изменять свойства эмульсий (стабильность, термодинамическая устойчивость). При попадании в обводненные поровые каналы пласта и смешении с пластовой водой эмульсии структурируются и загустевают, приобретая свойства вязкопластичных систем, снижающих водопроницаемость. Кроме того, эмульсии обладают тиксотропными свойствами, которые обуславливают повышение вязкости эмульсионных систем после закачки в пласт. В контакте с нефтью эмульсии разжижаются и не препятствуют фильтрации нефтяного флюида в пласте. Недостатком технологии является непродолжительность воздействия.

Промышленные отходы заслуживают особого внимания как потенциальные реагенты для ПНП в свете решения проблем экологии, осуществления задач энерго- и ресурсосбережения. В их число входят отходы химических, нефтехимических и других производств, например: древесная мука, резиновая крошка (деревоперерабатывающая, резинотехническая отрасли промышленности); кремнегель, фосфогипс (производство фосфорных удобрений); кислый гудрон, алкилированная серная кислота, отработанные щелочи, растворы аммиака (кислотная и щелочная очистки нефтепродуктов, синтез капролактама и др.); лиголы — оксиалкилированные лигносульфонаты, сульфитный щелок (целлюлозно-бумажная промышленность); отходы производств натуральных и синтетических волокон; гидрофузы (крупнотоннажные отходы производства пищевых растительных масел) и др. Однако непостоянство химического состава реагентов на основе промышленных отходов вызывает сложности при прогнозировании результатов работ [99, 100].

Гелеобразующие реагенты способствуют формированию в обводненных зонах пласта монолитной потокоотклоняющей массы в виде малоподвижного пространственно-структурированного мате-

риала (геля), как правило, адгезионно связанного с породой. Гели обладают вязкоупругими и эластичными свойствами. В технологиях ПНП применяют гелеобразующие композиции на основе полимеров, солей алюминия, нефти, нефтепродуктов и силикатов.

1. *Композиции полимеров и сшивателей* — это составы на основе водных растворов полимерных гелеобразователей (чаще всего анионных полиэлектролитов) и сшивающих агентов.

В качестве первых могут выступать частично гидролизованные полиакриламиды и полиакрилонитрил (Гипан, ВПРГ, ОВП-1, ОВП-2), сополимеры акриловых кислот, эфиры целлюлозы (метил-, оксиэтил-, натрий-карбоксиметилцеллюлоза), поливиниловый спирт, полимер-лигносульфонаты (лигнопол, сополимеры лигносульфоната и акриловой кислоты), водорастворимые полисахариды (крахмал; ксантановые и гуаровые смолы; микробные полисахариды). Наиболее распространенные сшиватели — катионы поливалентных металлов, присутствующие в пластовых водах; специально вводимые в композиции или закачиваемые отдельно и смешиваемые с полимерным раствором в пласте соли хрома, железа, алюминия; формалин; уротропин; соединения бора и др. В результате взаимодействия гелеобразователей и сшивателей образуются сшитые полимерные системы (СПС), создающие в высокопроницаемых обводненных пропластках потокоотклоняющие экраны с заданными фильтрационными характеристиками [101, 102]. Ряд способов выравнивания профиля приемистости (характеристика скважины, показывающая возможность закачивания воды, газа, пара) нагнетательных скважин с помощью СПС предусматривает закачку в пласт порошкообразных смесей полимера и сшивателя в органической жидкости-носителе, например, в безводной нефти. Взаимодействие компонентов смеси происходит в процессе образования их водных растворов при попадании закачиваемого потока в обводненные зоны пласта [4].

2. *Термотропные гелеобразующие системы.*

Представляют собой неорганические или полимерные композиции, гелеобразование которых инициирует тепловая энергия пласта. Необходимым условием для формирования потокоотклоняющего материала является температура выше 90 °С. К неорганическим относятся, например, композиции ГАЛКА — водные растворы солей алюминия, карбамида и ПАВ; к органическим — композиции МЕТКА, РОМКА на основе эфиров целлюлозы. Гелеобразование первых происходит за счет гидролиза мочевины при повышенных температурах с выделением углекислого газа и аммиака, что сопровождается повышением pH растворов и гидролизом соли алюминия, в результате чего через некоторое время во всем объеме раствора формируется алюмогель. МЕТКА и РОМКА — это водные растворы полимеров с нижней критической температурой растворения. Их особенность состоит в том, что при низких температурах они имеют низкую вязкость, но набирают ее и превращаются в гели при повышенных

(пластовых) температурах. Причем этот процесс обратим — при последующем охлаждении гели могут разжижаться. Термотропные гели, модифицированные различными добавками (ПАВ, электролитами и др.), зарекомендовали себя как высокоэффективные средства перераспределения фильтрационных потоков при заводнении нефтяных пластов с целью увеличения их охвата воздействием на залежь нагнетанием воды [95, 98].

3. *Составы на основе нефти и нефтепродуктов.*

В эту группу реагентов входят [1, 103]:

– нефтесернокислотные смеси, содержащие нефть или нефтепродукты и алкилированную серную кислоту, при взаимодействии которых образуется кислый гудрон;

– соли нафтеновых кислот — нафтенат натрия (мылонафт) и продукты защелачивания нефтепродуктов (дистиллятов керосина, дизельного топлива, масел), которые реагируют с катионами поливалентных металлов, имеющимися в минерализованной пластовой или закачиваемой водах, с образованием гелеподобной вязкопластичной массы.

4. *Силикатные и кремнийорганические композиции.*

Широкие возможности применения силикатов обусловлены стабильностью свойств их водных растворов при высоких давлении и температуре. Это позволяет разрабатывать и внедрять силикатные композиции в технологиях добычи нефти из глубоководных высокотемпературных коллекторов.

Силикатные гели нашли применение в нефтяной промышленности, начиная с 1935 года, как добавки к цементным растворам, связывающим веществам, защитным покрытиям и др.

Силикатные композиции изготавливают с применением:

– кремнийорганических соединений (тетраэтоксисилан, этилсиликаты, органохлорсиланы, кремнийорганические олигомеры), которые образуют гели при взаимодействии с водой [105, 106] и выпускаются под торговыми марками ВТОКС, ВТС, АКОР, реагенты 119-204, 119-296 и т. п.;

– цеолитов (алюмосиликатов) и кислот [107, 108];

– жидкого стекла (силикатов натрия и калия) и гелеобразователей (соляная и другие кислоты; соли аммония, алюминия и т. п.), а также модифицирующих добавок [1, 109, 111].

Многотоннажное производство этиловых эфиров ортокремниевой кислоты: тетраэтоксисилана и продуктов его частичной конденсации (этилсиликаты ЭТС-16, ЭТС-40) освоено химической промышленностью Республики Беларусь. В композиции в качестве катализатора реакции гидролитической поликонденсации добавляют соляную кислоту. Кроме того, в качестве катализатора можно использовать органохлорсиланы. В этом случае при смешивании состава с водой в пластовых условиях в реакцию гидролиза вступают хлорсиланы, в результате чего выделяется соляная кислота, катализирующая дальнейший процесс гидролиза и поликонденсации тет-

разтоксисилана. Существенным недостатком данной технологии является высокая токсичность и коррозионная агрессивность, а также высокая взрыво- и пожароопасность компонентов состава [112].

Составы на основе этил- и метилсиликоната (ГКЖ-10, ГКЖ-11) нетоксичны, пожаровзрывобезопасны, характеризуются низкой коррозионной активностью. Однако образуемый на их основе гелеобразный материал обладает низкой изолирующей способностью при ликвидации притока пластовой воды [104].

Реагенты торговых марок ВТОКС, ВТС-1, ВТС-2 [105] образуют гелеобразный материал в контакте с пресной водой, характеризуются хорошей фильтруемостью в пласт, обладают высокими селективными свойствами. Основным недостатком систем является их многокомпонентность.

Реагент 119-204 [106] является продуктом гидролитической этерификации этанолом остатков производства органохлорсиланов. Продукт 119-204 представляет самокатализирующую систему за счет содержания в составе олигомеров остаточного хлора (4–8%). Поэтому продукт 119-204 является однокомпонентным, гомогенным, маловязким и применяется в товарном виде. При смешении состава 119-204 с водой образуются неплавкие и нерастворимые органохлорсилановые полимеры. Для предотвращения преждевременной полимеризации продукта в насосно-компрессорных трубах (НКТ) из-за контакта его с водой используют буферную жидкость — ацетон [113]. Продукт 119-204 относится к веществам малоопасным для здоровья обслуживающего персонала, но является легковоспламеняющейся жидкостью, поэтому необходимо строгое соблюдение противопожарных мер.

Для изоляции притока пластовых вод в настоящее время применяют водоизолирующий реагент — кремнийорганический продукт 119-296Т, созданный на основе малотоксичных, не содержащих хлора отходов производства алкоксисиланов и алкоксисилоксанов. В качестве кремнийорганических соединений используют смесь этилбутилэфиров ортокремниевой кислоты, а также смолу этилсиликата [114, 115].

Кремнийорганические водоизолирующие составы группы АКОР — это алкоксисодержащие кремнийорганические реагенты. АКОР имеет следующие особенности: растворяется и отверждается в воде любой минерализации. Образовавшийся полимер характеризуется высокими прочностными показателями, обладает селективными свойствами, нерастворим в пластовых жидкостях; в пористой среде отверждается в полном объеме и за более короткое время, чем в стволе скважины. На промыслах испытаны различные модификации состава АКОР: АКОР-1, АКОР-2 и АКОР-4, АКОР-Б, АКОР БН и др. [116, 117].

АКОР-1 — гомогенный раствор, состоящий из кремнийорганического эфира, кристаллогидрата хлорида железа и ацетона. Это маловязкая подвижная жидкость темного цвета. При повышенном содержании ацетона АКОР-1 может применяться в скважинах с пластовой температурой 120–150 °С.

АКОР-2 состоит из кремнийорганического

эфира и кристаллогидрата хлорида железа. АКОР-2 представляет собой маловязкую жидкость темного цвета. Отверждение состава происходит под действием пластовой воды.

АКОР-4 состоит из кремнийорганического эфира, кристаллогидрата хлорида железа и воды (водного раствора КСl или CaCl₂). Изменением соотношения АКОР-4:вода регулируют механические свойства отвержденного полимера, вязкость состава и время гелеобразования. Например, АКОР-4:вода = 1:1 образует твердый материал, от 1:4 до 1:10 — гели. Использование растворов КСl и CaCl₂ сокращает время отверждения на 20–25%.

Все перечисленные составы АКОР готовят из исходных компонентов, что вызывает определенные трудности на промыслах. Поэтому разработан и применяется однокомпонентный состав АКОР-Б. Его используют как в товарном виде, так и путем разбавления водой в 3–8 раз и более. Разработаны две модификации состава АКОР-Б: АКОР-Б/100 и АКОР-Б/300 соответственно для пластовых температур 100 и 300 °С.

Материалы группы АКОР-БН и АКОР БН-102 представляют жидкости от желто-коричневого до темно-коричневого цвета с динамической вязкостью 1–30 мПа·с (при 20 °С). В присутствии воды гидролизуются с образованием жидких водорастворимых продуктов, которые со временем гелируются [115–118].

Несмотря на широкое применение водоизолирующих технологий с использованием кремнийорганических соединений следует отметить, что исходные компоненты композиционных материалов токсичны, пожароопасны и коррозионноактивны (рН = 1–2). Композиционные материалы характеризуются повышенной чувствительностью к составу пластовых вод, который может привести к моментальному отверждению при взаимодействии даже с пленочной водой. Образующийся гель хрупок, продолжительность водоизолирующего эффекта низкая [118].

Известен способ обработки нефтяной залежи [120], согласно которому профиль приемистости нагнетательных скважин (характеристика скважины, показывающая возможность закачки рабочего агента (воды, газа, пара и др.) в пласт) предлагается выравнивать путем закачки в пласт водного раствора силиката натрия и структурообразующего агента — цеолитсодержащую породу, предварительно обработанную серной или соляной кислотами. Цеолитсодержащая порода представляет собой осадочную породу, содержащую от 4 до 95% микропористых цеолитов, алюмосиликаты, главным образом кальция или натрия, а также сопутствующие минералы, такие как полевошпат, кварц, слюда, глина [121]. Наличие в составе цеолитов ионов алюминия дает возможность использовать их в качестве гелеобразователей. Для выделения ионов алюминия из цеолитсодержащей породы ее предварительно обрабатывают слабыми растворами соляной или серной кислот. Недостатком данного состава является применение оторочки, содержащей взвешенные твер-

дые частицы, которые имеют низкую проникающую способность в породы пласта, отсутствие компонентов, регулирующих время гелеобразования, а также низкая эффективность состава в условиях низкой минерализации пластовых вод.

Известно [120, 121], что способность к гелеобразованию определяется содержанием оксидов кремния и алюминия, которые при растворении в неорганических кислотах образуют композиции. Взаимно коагулируя, они создают гели, состоящие из аморфных положительно заряженных оксидов алюминия и отрицательно заряженных поликремниевых кислот. Состав включает гелеобразующие компоненты: цеолитная составляющая, раствор соляной кислоты и катионно-активный ПАВ Катамин АБ в качестве регулятора скорости гелеобразования. Кроме этого, добавление в гелеобразующий состав ПАВ обеспечивает ингибирование металлического оборудования и насосно-компрессорных труб от активной коррозии при высоких температурах. ПАВ, адсорбируясь на поверхности оборудования, труб, поверхности порового пространства, образует пленку, снижающую смачиваемость породы соляной кислотой, уменьшающую скорость взаимодействия гелеобразующей композиции с породой пласта и снижающую реакцию соляной кислоты с металлом.

На основе силиката натрия разработана гелеобразующая система, представляющая собой кислый силикатный гель (СГС, УСГ-ИПП, ГОР), предполагающий закачку в пласт состава, содержащего соляную кислоту и силикат натрия с низким значением рН в качестве первой оторочки, с последующей закачкой отдельно концентрированного раствора силиката натрия для повышения рН до 5–8. Композиция успешно используется для обработки песчаных, известняковых и доломитовых пластов при температуре до 80 °С. Основным недостатком является низкая эффективность применения в условиях карбонатных коллекторов и повышенная кислотность композиции, поэтому в ее состав необходимо вводить ингибиторы коррозии для защиты скважинного оборудования [122–125].

Известна также технология, основанная на последовательной закачке двух оторочек растворов — силиката натрия и кислого агента, которые при смешении в пласте образуют гель. Но данная технология имеет существенный недостаток: в пористой среде растворы плохо перемешиваются, в результате гель не образуется или образуется не во всем объеме [124].

Известен состав для ограничения водопритока [126], содержащий жидкое стекло, уксусную кислоту и дополнительно многоатомный спирт для расширения диапазона рабочих температур.

Применение вязкоупругой коллоидной суспензии на основе жидкого стекла [126] предусматривает получение силикатного геля с использованием жидкого стекла и соляной кислоты в поверхностных условиях с последующим его закачиванием в пласт в виде водной суспензии.

Разработаны составы на основе жидкого стекла, ПАВ и карбамида (термогели, технология ВИС-2). В пласте при повышенной температуре происходит гидролиз карбамида с образованием угольной кислоты и аммиака, при этом происходит селективная изоляция в водонасыщенной части пласта. Присутствие угольной кислоты инициирует процесс гелеобразования и обеспечивает быстрое образование геля при повышенной температуре. Кроме того, при приготовлении состава на минерализованной воде введение карбамида предотвращает мгновенное выпадение осадка из частично коагулированного силиката натрия, который затрудняет закачку состава в пласт. Это объясняется тем, что карбамид образует с солями металлов, присутствующими в минерализованной воде, комплексные соединения, которые разлагаются только при повышенной температуре [13, 128, 129].

Состав [130] содержит силикат натрия, хлорид кальция (электролит), глицерин и древесную муку. Глицерин взаимодействует с катионами двухвалентных металлов Ca^{2+} , Mg^{2+} , Ba^{2+} , образуя продукты, подобные слабым комплексным соединениям, предотвращая процесс мгновенной коагуляции силиката натрия при взаимодействии с раствором хлорида кальция, приготовленного на минерализованной воде. Дисперсионную среду вводят в состав с целью увеличения охвата воздействием. Применение состава дает возможность на стадии закачки раствора в пласт закупорить трещиноватые и высокопроницаемые зоны, повысить фильтрационное сопротивление и увеличить охват воздействием. Однако данный состав недостаточно эффективен вследствие использования состава с содержанием реагентов с большими массовыми долями, а также его высокой стоимости при использовании для обработки нагнетательных скважин, где требуются большие объемы реагентов.

Для обработки водопроницаемых зон эффективно применяется состав [131], содержащий силикат натрия и лигносульфонаты. Низкая прочность и мгновенная коагуляция в минерализованной воде снижают технологичность состава.

СПГ — вязкопластичный материал, содержащий гипан, силикат натрия, соляную кислоту, наполнитель, добавку и воду. К недостаткам состава следует отнести многокомпонентность, затрудняющую приготовление состава композиции, а также недостаточную прочность геля и короткий индукционный период гелеобразования [132].

Высокоэффективными являются технологии воздействия на основе применения композиции гелеобразующих растворов (КОГОР), содержащих жидкое стекло и глинистую суспензию. В составе глинистая суспензия имеет двойное функциональное назначение: является активным наполнителем, обеспечивающим высокие структурно-механические свойства образующихся гелей, и одновременно является гелеобразующим агентом, участвующим в реакциях ионного обмена и структурирования с силика-

том натрия с образованием гелей с высокими прочностными свойствами [133–136].

Известен состав [136] на основе водного раствора силиката натрия и водной суспензии фосфогипса — отхода производства фосфорной кислоты. В способе разработки нефтяной залежи вязкость раствора силиката натрия подбирают таким образом, чтобы подвижность вытесняемого и вытесняющего агентов в начальный период воздействия была равна между собой, а затем снижают концентрацию связующего в растворе до нуля и проводят закачку инициатора гелеобразования.

По предлагаемой технологии [135] закачивание силиката натрия и глинистой суспензии происходит совместно с каучуком (бутадиен-стирольный, винилиденхлоридный). Эффективность водоизоляционных работ обеспечивается в результате структурирования силиката натрия с глинистой суспензией, а также за счет дополнительного связывания молекулами каучука, адсорбируемого на глинистых частицах.

Известен способ выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин и ограничения водопритока в добывающие скважины [137, 138], включающем его закачку в пласт гелеобразующего состава, содержащего силикат натрия и водный раствор ацетата хрома (SPMI-1). Ацетат хрома известен в нефтедобывающей отрасли как эффективный сшиватель полиакриламида и нашел широкое применение в технологиях повышения нефтеотдачи и ограничения водопритока. При этом перед закачкой готового состава в скважины применяют оторочку пресной воды.

Находят применение гелеобразующие составы на основе жидкого стекла и азотной кислоты, жидкого стекла и спиртового раствора хлорида кальция [139]. При взаимодействии нитрата аммония и параформа образуется азотная кислота, а при взаимодействии жидкого стекла с кислотой или со спиртовым раствором хлорида кальция происходит формирование гелеобразного материала.

В качестве модификаторов жидкого стекла для получения гелеобразующих составов эффективно применение азотсодержащих реагентов [140]. Системы жидкое стекло–азотсодержащие реагенты (капролактамы, сульфат аммония, высокодисперсный анилин и др.) могут использоваться в качестве составов для получения стабилизированных смесей с низкой вязкостью, способных формировать гомогенные гели.

Эффективным является состав на основе золя кремниевой кислоты (кремнезоль), который под воздействием температуры в присутствии электролитов формирует прочный гель. Для создания гелеобразующих композиций на основе кремнезоля могут использоваться хлорид, тетраборат или ацетат натрия. Гелеобразующие композиции на основе нанодисперсного кремнезоля [141] предназначены для создания водоизолирующих материалов и рекомендованы к использованию в низкопроницаемых коллекторах.

Известен состав на основе жидкого стекла и фторосиликатов лития и аммония в качестве неорга-

нических отвердителей [142]. Недостатком состава является быстрая коагуляция кремниевой кислоты из раствора жидкого стекла, что не позволяет регулировать сроки образования водоизоляционного материала.

Использование в качестве модификатора жидкого стекла кремнефтористого натрия [143] позволяет получить гелеобразный материал с высокими прочностными характеристиками, хорошей адгезией к породам нефтяного коллектора. Недостатком модифицирующего компонента состава является его высокая седиментационная неустойчивость, что приводит к осаждению при прокачивании раствора смеси и забивке насосно-компрессорных труб.

Известен состав на основе жидкого стекла и органического растворителя — этилацетата [144]. Расслоение силиказоля, наблюдаемое в процессе гелеобразования ЖС этилацетатом, препятствует установлению четкого времени гелеобразования, однако при введении в состав ПАВ неонол АФ9-12 недостаток устраняется при значительном удорожании состава.

Наибольший практический интерес представляют щелочные гибридные гелеобразующие составы на основе силиката натрия, в которых процесс гелеобразования композиционного раствора при участии добавок функционально активных модификаторов обусловлен понижением рН смеси из сильнощелочной области до нейтральной или слабокислой [110, 145–158]. В результате протекания серии физико-химических процессов с участием активных силанольных групп образуются гели с прочными силоксановыми связями [145]. Перспективность использования составов на основе силиката натрия и кислотных модификаторов обусловлена технологичностью приготовления растворов с низкой вязкостью, селективностью водоизоляционных работ, высокими структурно-механическими характеристиками материала, способностью разрушаться под действием щелочного реагента и др. К их достоинствам также относятся высокая термостойкость (в отличие от применяемых в указанных технологиях водорастворимых полимеров, склонных к термоокислительной деструкции при температурах выше 90 °С) и экологичность, а к недостаткам — сложность регулирования времени образования геля при нагревании, а также затруднения при обращении, транспортировке и хранении в холодное время года водного раствора связующего композиции.

Для преодоления указанных недостатков перспективным представляется применение в качестве силикатсодержащего связующего силиката натрия в порошкообразном товарном виде. Для иницирования процесса гелеобразования приготовленный водный раствор связующего модифицируют кислотными агентами, что позволяет регулировать показатель кислотности раствора гидросиликата натрия — параметр рН, обуславливающий скорость гелеобразования. При введении композиции на основе дисперсного гидросиликата натрия в пласт и нагревании под действием повышенной пластовой температуры модификаторы инициируют процесс

гелеобразования раствора смеси. Температура нагрева раствора, содержащего инициатор гелеобразования, определяет кинетику процесса его структурообразования. В результате протекающих в смеси физико-химических взаимодействий формируется твердый гидрогель, характеризующийся однородной структурой во всем объеме с высокой плотностью упаковки молекул гелеобразователя.

В таблице приведены физико-химические показатели гелеобразующих композиций на основе водного раствора дисперсного гидросиликата натрия и исследуемых инициаторов гелеобразования. В таблице приведено сравнение характеристик гелеобразующих составов и полученных гелей. [159–163].

В результате проведенных испытаний установлено [157, 159–163], что использование в качестве эффективного модификатора для дисперсного гидросиликата натрия сульфаминовой кислоты позволяет получить наиболее прочные гели [159].

Для определения эффективности потокоотклоняющего действия гелеобразующей композиции с оптимизированным (по ряду технических критериев) составом выполнена серия фильтрационных экспериментов на водонасыщенных керновых моделях терригенного и карбонатного пласта (значения коэффициента проницаемости составили $(0,3–30) \times 10^{-3}$ мкм²). Согласно экспериментальным данным гидроэкраны, сформировавшиеся в моделях пласта после обработки композицией на основе дисперсного гидросиликата натрия, обеспечивают высокое остаточное фильтрационное сопротивление (ОФС = 33,0–203,4) и препятствуют фильтрации воды при довольно высоких градиентах давления (45,8–490,8 МПа/м).

Фильтрационные эксперименты на моделях низкопроницаемого пласта, с коэффициентом проницаемости $(0,3–0,7) \times 10^{-3}$ мкм², показали, что при

закачке композиции на основе раствора дисперсного силиката натрия происходило резкое увеличение градиента давления до недопустимых пределов. Это указывает на неприменимость композиции для обработки низкопроницаемых пластов. Вместе с тем, экспериментально установлено, что разработанный состав пригоден для воздействия на пласты со средней и высокой проницаемостью (0,02 мкм² и более).

Очевидно, максимального эффекта можно ожидать, если использовать адресный подход к выбору рецептуры композиции с учетом многообразия геолого-физических характеристик объектов воздействия (температура, проницаемость и т. п.).

Испытания потокоотклоняющей технологии ПНП с применением разработанного состава выполнены в период 2012–2015 гг. через нагнетательные скважины Восточно-Первомайского, Тишковского, Речицкого и Золотухинского месторождений [163]. Нагнетание композиций в скважину в каждом случае сопровождалось постепенным ростом давления, что свидетельствовало о формировании в пласте потокоотклоняющего экрана, оказывающего сопротивление фильтрации воды.

Заключение

Таким образом, в настоящее время существует большое количество композиционных материалов, которые успешно применяются для увеличения нефтеотдачи пластов и наиболее полного извлечения нефти. Эффективность материала определяется компонентным составом и используемой для увеличения нефтеотдачи технологией.

Основой выбора того или иного способа воздействия является соответствие критериям применимости состава к геолого-физическим особенностям конкретного пласта.

Таблица — Физико-химические показатели гелеобразующих композиций на основе дисперсного гидросиликата натрия и кислотных инициаторов гелеобразования

Table — Physical and chemical characteristics of gel-forming compositions based on dispersed sodium hydrosilicate and acidic gel initiators

Инициатор гелеобразования	pK _a	Соотношение частей КМ/ГСН*	Физико-химические показатели композиции		
			Плотность, г/см ³	Динамическая вязкость, мПа·с	Прочность** геля, кПа
Соляная кислота	–7,00	0,15:1	1,013	1,08	1,015
Метансульфоновая кислота	–1,90	0,40:1	1,017	1,11	0,952
Сульфаминовая кислота	1,01	0,40:1	1,015	1,11	1,029
Уксусная кислота	4,75	0,25:1	1,015	1,09	0,940
Адипиновая кислота	4,42 5,28	0,30:1	1,017	1,12	0,884
Янтарная кислота	4,19 5,48	0,25:1	1,013	1,07	0,774
Бензойная кислота	5,79	0,51:1	1,020	1,12	0,751

* кислотный модификатор/гидросиликат натрия, расчет на основное вещество

** пенетрометрическая прочность геля при 90 °С после выдержки пробы 24 ч при 90 °С

На современном этапе развития нефтедобычи наиболее интенсивно развиваются физико-химические методы повышения нефтеотдачи, в которых для вытеснения нефти используются химические реагенты. Наиболее перспективными реагентами представляются поверхностно-активные вещества, растворы полимеров, щелочные растворы, кислоты, а также различные сочетания данных реагентов и композиционные материалы на их основе. Широкое распространение в технологиях повышения нефтеотдачи пластов получили составы на основе разбавленных водных растворов как органических (полиакриламид, алкоксисодержащие кремнийорганические реагенты, полисахариды, полимер-лигносульфонаты и др.), так и неорганических полимеров (поликремниевая кислота, полисиликат натрия и др.).

Перспективным методом воздействия на залежи, эксплуатирующие глубокозалегающие высокотемпературные породы-коллекторы, содержащие трудноизвлекаемые запасы, является обработка их экологически безопасными неорганическими гелеобразующими составами на основе недорогого дисперсного гидросиликата натрия и сульфаминовой кислоты в качестве кислотного модификатора. Такие составы способны обеспечить технологичность и высокую эффективность методов ПНП на залежах, отличающихся средней проницаемостью и высокой температурой продуктивного пласта. Низкая вязкость композиционного состава, соизмеримая с вязкостью воды, обеспечивает композиции хорошую фильтруемость в поровую среду. Под действием повышенных пластовых температур в присутствии модификаторов изначально низковязкие растворы постепенно превращаются в неорганические гидрогели, которые характеризуются достаточно высокой прочностью, длительной термической стабильностью, а также стойкостью к биологическим воздействиям. Аprobация этих материалов в конкретных условиях подтверждает их эффективность.

Обозначения

ВДС — волокнисто-дисперсные системы; ВНС — водонабухающие системы; ДС — дисперсные системы; ЖС — жидкое стекло; ОФС — остаточное фильтрационное сопротивление; ПАА — полиакриламид; ПАВ — поверхностно-активные вещества; ПДС — полимер-дисперсные системы; ПНП — повышение нефтеотдачи пластов; СПС — сшитые полимерные системы; ЩСПК — щелочной сток производства капролактама.

Литература

1. Хисамов Р. С., Газизов А. А., Газизов А. Ш. Увеличение охвата продуктивных пластов воздействием. М.: ВНИИОЭНГ, 2003. 568 с.
2. Лисовский Н. Н. Вовлечение в разработку трудноизвлекаемых запасов нефти // Повышение нефтеотдачи пластов и интенсификация добычи нефти: материалы 10-ой юбилейной международной научно-практической конференции. Самара, 2006. С. 22–25.
3. Приоритетные методы увеличения нефтеотдачи пластов и

- роль супертехнологий: труды научно-практической конференции, посвященной 50-летию открытия девонской нефти Ромашкинского месторождения (Бугульма, 25–26 ноября 1997 г.). Казань: Новое Знание, 1998. 360 с.
4. ОТО 2006. Нефтесервис: комплексные решения: рекламная информация. М.: Oil Technology Overseas, 2006. 60 с.
 5. Басарыгин Ю. М., Булатов А. И., Дадька В. И. Материалы и реагенты для ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах. М.: Недра-Бизнесцентр, 2004. 349 с.
 6. Жданов С. А., Крянев Д. Ю. Эффективные технологии разработки залежей углеводородов // Проблемы и перспективы нефтедобычи в мире: тезисы докладов Международной научно-практической конференции (Речица, 1–4 октября 2013 г.). Речица, 2013. С. 5–9.
 7. Боксерман А. А., Гришин П. А., Исаев А. В. Интеграция методов увеличения нефтеотдачи для повышения их эффективности // Проблемы и перспективы нефтедобычи в мире: тезисы докладов Международной научно-практической конференции (Речица, 1–4 октября 2013 г.). Речица, 2013. С. 21–26.
 8. Борисов Д., Белоглазова О. Применение современных МУН в России: Важно не упустить время // Нефтегазовая вертикаль. 2013. № 23–24. С. 62–69.
 9. Бескопильный В. Н., Демяненко Н. А., Карташ Н. К., Кибаш М. Ф. Проблемы разработки месторождений нефти и пути их решения в Беларуси // Нефтяное хозяйство. 2004. № 11. С. 20–21.
 10. Повжик П. П., Кудряшов А. А., Огнев А. Г. Результаты внедрения передовых технологий разработки залежей углеводородов Беларуси // Проблемы и перспективы нефтедобычи в мире: тезисы докладов Международной научно-практической конференции (Речица, 1–4 октября 2013 г.). Речица, 2013. С. 20–24.
 11. Бескопильный В. Н. Главные задачи поисков и разработки залежей углеводородов Беларуси на 2007–2015 годы // Эффективные пути поисков, разведки и разработки залежей нефти Беларуси: материалы научно-практической конференции (Гомель, 2006). Гомель: Белоруснефть, 2007. С. 7–32.
 12. Махнач А. С., Гарецкий Р. Г., Матвеев А. В. Геология Беларуси. Минск: Институт геологических наук НАН Беларуси, 2001. 815 с.
 13. Кудинов В. И., Сучков Б. М. Новые технологии повышения добычи нефти. Самара: Самарское книжное издательство, 1998. 368 с.
 14. Басарыгин Ю. М., Дадька В. И. Материалы и реагенты для ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах. М.: Недра-Бизнесцентр, 2005. 349 с.
 15. Ибатуллин Р. Р., Ибрагимов Н. Г., Тахаутдинов Ш. Ф., Хисамов Р. С. Увеличение нефтеотдачи на поздней стадии разработки месторождений. Теория. Методы. Практика. М.: Недра-Бизнесцентр, 2004. 292 с.
 16. Ибрагимов Г. З., Фазлутдинов К. С., Хисамутдинов Н. И. Применение химических реагентов для интенсификации добычи нефти: справочник. М.: Недра, 1991. 384 с.
 17. Сургучев М. Л., Горбунов А. Т., Забродин Д. П. Методы извлечения остаточной нефти. М.: Недра, 1991. 347 с.
 18. Гуров А. Ю. Анализ результатов повышения нефтеотдачи карбонатных коллекторов Ново-Елховского месторождения на основе применения щелочно-кислотной композиции // Нефтепромысловое дело. 2005. № 12. С. 35–38.
 19. Ленченкова Л. Е. Повышение нефтеотдачи пластов физико-химическими методами. М.: Недра, 1998. 394 с.
 20. Ибрагимов Г. З., Сорокин В. А., Хисамутдинов Н. И. Химические реагенты для добычи нефти: справочник рабочего. М.: Недра, 1986. 240 с.
 21. Грачев С. И., Черняев А. В., Шнуров И. В. Совершенствование разработки коллекторов Юрских отложений // Нефть и газ. 2012. № 4. С. 53–57.
 22. Мерзляков В. Ф. Обоснование и совершенствование технологий разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. М.: Недра-Бизнесцентр, 2003. 267 с.
 23. Маньшин В. Н., Швецов И. А. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи при заводнении. Самара: Самарский дом печати, 2002. 392 с.
 24. Сургучев М. Л., Горбунов А. Т., Забродин Д. П., Зискин Е. А., Малютин Г. С. Методы извлечения остаточной

- нефти. М.: Недра, 1991. 347 с.
25. Seright R. S. Potential for Polymer Flooding Reservoirs with Viscous Oils. SPE paper 129899 presented at SPE Improved Oil Recovery Symposium (24–28 April 2010, Tulsa, Oklahoma, USA). doi.org/10.2118/129899-PA
 26. Леонов В. В., Загидуллина Л. Н., Васильева Ю. М. О механизме повышения нефтеотдачи при микробиологическом воздействии на пласт. Микробиологическая десорбция нефти с твердой поверхности // Нефтепромысловое дело. 2000. № 1. С. 6–9.
 27. Юлбарисов Э. М., Рамазанов Р. Г., Рахмангулов К. Х., Жуков В. А. Применение биогеотехнологии увеличения нефтеотдачи в высокотемпературных пластах Западно-Сибирской плиты // Интервал. 2000. № 4–5. С. 16–18.
 28. Пат. 2178069 РФ, МПК Е 21 В 43/22. Способ разработки нефтяного месторождения / Лозин Е. В., Симаев Ю. М., Хаймуллин Ф. Х. N 2000127700; заявл. 04.11.2000; опубл. 10.02.2002.
 29. Юлбарисов Э. М. Микробиологический метод увеличения нефтеизвлечения // Нефтяное хозяйство. 1991. № 1. С. 28–30.
 30. Мерзляков В. Ф. Совершенствование технологий разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. М.: Недра–Бизнесцентр, 2004. 97 с.
 31. Пирожков В. В., Пысенков В. П., Демяненко Н. А. Эффективность новых технологий ограничения водопритока, опробованных на нефтяных месторождениях РУП ПО «Белоруснефть» в 2002–2003 гг. // Поиски и освоение нефтяных ресурсов Республики Беларусь: сб. научных трудов: в 2 ч. Гомель: БелНИПИнефть, 2004. Ч. 2. С. 305–308.
 32. Сафонов Е. Н., Лозин Е. В. Методы увеличения нефтеотдачи: реальность, перспективы, научные проблемы // Нефтяное хозяйство. 2003. № 4. С. 46–48.
 33. Макаревич А. В., Господарёв Д. А., Гилязитдинов Т. Д. Композиции для увеличения добычи нефти в условиях месторождений Припятского прогиба // Нефтяник Полесья. 2013. № 1 (23). С. 88–94.
 34. Хабиров Р. А., Фридман Г. Б., Вердеревский Ю. Л. Создание композиций ПАВ для повышения нефтеотдачи пластов // Достижения в области получения и применения ПАВ для повышения нефтеотдачи пластов: сб. науч. трудов. Белгород, 1989. С. 84–92.
 35. Бабалян Г. А., Леви Б. И., Тумасян А. Б., Халимов Э. М. Разработка нефтяных месторождений с применением поверхностно-активных веществ. М.: Недра, 1983. 216 с.
 36. Шакиров А. Н., Козин В. Г., Башкирцева Н. Ю., Гараев Л. А. Применение водных мицеллярных растворов для повышения нефтеотдачи пластов // Нефтяное хозяйство. 2003. № 4. С. 79–81.
 37. Заявка 2178519 РФ, МПК Е 21 В 43/27. Реагент для повышения нефтеотдачи пласта / Тахаутдинов Ш. Ф., Муслимов Р. С., Хисамов Р. С. N 2000123406; заявл. 13.09.2000; опубл. 20.01.2002.
 38. Крицкая В. И., Печерский Г. Г., Кускильдина Ю. Р., Антусёва А. В. Разработка ПАВ-полимерных композиций для комплексной технологии повышения нефтеотдачи пластов // Новые горизонты-2015: материалы Белорусско-Китайского молодежного форума (Минск, 26–27 ноября 2015 г.). Минск, 2015. С. 200–201.
 39. Кускильдина Ю. Р., Антусёва А. В., Казак М. В., Печерский Г. Г. Исследование эксплуатационных характеристик новой линейки ПАВ для технологий ПАВ-полимерного заводнения нефтяных пластов // Практические аспекты нефтепромысловой химии: материалы V Всероссийской научно-практической конференции (Уфа, 20–21 мая 2015 г.). Уфа: БашНИПИнефть, 2015. С. 18–22.
 40. Кускильдина Ю. Р., Антусёва А. В., Печерский Г. Г. Выбор поверхностно-активного вещества для ПАВ-полимерной технологии // Нефть и газ 2016: материалы 70-й международной молодежной научной конференции (Москва, 18–20 апреля 2016 г.). Москва, 2013. С. 111–112.
 41. Кравченко И. И., Бабалян Г. А. Адсорбция ПАВ в процессах добычи нефти. М.: Недра, 1971. 160 с.
 42. Ланге К. Р. Поверхностно-активные вещества: синтез, свойства, анализ, применение: пер. с англ. СПб.: Профессия, 2005. 240 с.
 43. Бабалян Г. А., Леви Б. И., Тумасян А. Б., Халимов Э. М. Разработка нефтяных месторождений с применением поверхностно-активных веществ. М.: Недра, 1983. 216 с.
 44. Iglauer S., Wu Y., Shuler P. J., Tang Y., Blanco M., Goddard W. A. Alkyl Polyglycoside Surfactants for Improved Oil Recovery. SPE paper 89472 presented at SPE/DOE 14th Symposium on Improved Oil Recovery (17–21 April 2004, Tulsa, Oklahoma, USA). doi.org/10.2118/89472-MS
 45. Ганиев Р. Р., Хлебников В. Н., Ленченкова Л. Е., Андреева А. А. Разработка и испытание технологии повышения нефтеотдачи с применением композиции НПРАВ для месторождения Жанатап // Нефтепромысловое дело. 1996. № 2. С. 16–20.
 46. Горбунов А. Т., Бученков Л. Н. Щелочное заводнение. М.: Недра, 1989. 330 с.
 47. Муслимов Р. Х. Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения: учебное пособие. Казань: Издательство Казанского университета, 2003. 596 с.
 48. Мурзагулова Д. Р. Применение щелочных композиций для повышения нефтеотдачи пластов месторождений Башкортостана // Интервал. 2005. № 6 (77). С. 17–18.
 49. Заявка 2003113183 РФ, МПК Е 21 В 43/22. Способ разработки обводненной нефтяной залежи / Газимов Р. Р., Лыткин А. Э., Прохоров Н. Н., Мазаев В. В. N 2003113183/03; заявл. 16.06.2000; опубл. 10.07.2002.
 50. Заявка 2003113183 РФ, МПК Е 21 В 43/32. Способ разработки нефтяного пласта / Хисамов Р. С., Газизов А. Ш., Газизов А. А. N 2003113183/03; заявл. 05.05.2003; опубл. 27.02.2005.
 51. Рузин Л. М., Чупров И. Ф. Технологические принципы разработки залежей аномально вязких нефтей и битумов. М.: Недра, 2007. 244 с.
 52. Roschin P. V. Experimental investigation of heavy oil recovery from fractured-porous carbonate core samples by secondary surfactant-added injection // SPE Reservoir Engineering, 2013, no. 2, pp. 34–39.
 53. Швецов И. А., Кабаев Г., Кабо В. Состояние и перспективы применения полимерного воздействия на пласт // Нефтяное хозяйство. 1994. № 1. С. 37–44.
 54. Sheng J. Modern Chemical Enhance Oil Recovery: Theory and Practice. United State: Gulf Professional Publ., 2010. 617 p.
 55. Lake L. W. Enhanced Oil Recovery. Englewood Cliffs, N. J.: Prentice Hall Publ., 1989. 550 p.
 56. Печерский Г. Г., Кускильдина Ю. Р., Макаревич А. В. Разработка ПАВ-полимерной композиции для комплексной технологии ПНП на задонской залежи VIII пачка Речицкого месторождения // Инженерная практика. 2013. № 8. С. 112–113.
 57. Алмаев Р. Х. Применение композиций полимеров и НПРАВ для вытеснения нефти // Нефтяное хозяйство. 1993. № 12. С. 22–24.
 58. Littmann W. Polymer Flooding. Canada: Elsevier Science Publ., 1988. 212 p.
 59. Заявка 2190091 РФ, МПК Е 21 В 43/32. Способ вытеснения пеной / Исаев Р. Ж., Байрамова Ш. С. N 2190091/03; заявл. 06.04.1998; опубл. 27.09.2002.
 60. Хисамов Р. С. Особенности геологического строения и разработки многопластовых нефтяных месторождений. Казань: Мониторинг, 1996. 288 с.
 61. 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.
 62. Газизов А. Ш., Боровиков Г. Г. Влияние полимердисперсных систем на выработку продуктивных пластов // Нефтяное хозяйство. 1991. № 4. С. 21–24.
 63. Кирпичников П. А., Корней И. В. Свойства латексов на основе винилхлорида и бутадиена. М.: ЦНИИТнефтехим, 1981. 50 с.
 64. Радченко С. С., Зельцер П. С., радченко Ф. С. Применение состава на основе полимер-коллоидных комплексов в телеобразующих композициях для изоляции водопритока в добывающих скважинах // Нефть. Газ. Новации. 2012. № 7. С. 64–69.
 65. Радченко Э. М. Эффективность применения ПДС на Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения // Нефтепромысловое дело. 1996. № 11. С. 8–10.
 66. Огородов А. В. Перспективы применения метода увеличения нефтеотдачи пластов на основе закачки полимердис-

- персных систем в пласты Ново-Покурского месторождения // Нефтепромысловое дело. 2013. № 10. С. 81–83.
67. Хисамов Р. С., Газизов А. А., Газизов А. Ш. Научно-технологические основы применения полимердисперсных систем для увеличения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство. 2002. № 11. С. 52–56.
68. Ахмадеев Р. Г., Уляшева Н. М. Исследование флокуляции глин полимерами // Нефть и газ. 1983. № 12. С. 23–25.
69. Дузбаев С. К., Мирсаатов О. М., Утегалиев С. А. Опыт применения модифицированных ПДС для повышения нефтеотдачи пластов, насыщенных высокоминерализованными пластовыми водами // Современные наукоемкие технологии. 2005. № 9. С. 93–95.
70. Клещенко И. И., Григорьев А. В., Телков А. П. Изоляционные работы при закачивании и эксплуатации нефтяных скважин. М.: Недра, 1998. 267 с.
71. Осипов П. В., Крупин С. В. Использование высокомолекулярных растворимых стекол для увеличения охвата нефтяного пласта воздействием // Нефть и газ. 2008. № 1. С. 11–15.
72. Кадыров Р. Р., Хасанова Д. К. Применение жидкого стекла с повышенным модулем при ограничении притока вод в скважину // Нефтяное хозяйство. 2006. № 3. С. 62–63.
73. Мазиллов М. Г. Технология проведения ремонтно-изоляционных работ с применением состава на основе жидкого стекла // Вузовская наука — Северо-Кавказскому региону: материалы X региональной научно-технической конференции. Ставрополь: СевКавГТУ, 2006. С. 260–261.
74. Кудина Е. Ф. Гелеобразующая композиция на основе жидкого стекла для ограничения водопритока в скважину // Вопросы химии и химической технологии. 2009. № 2. С. 125–130.
75. Сидорчик В. В. Жидкое стекло для нефтяников // Вестник Белнефтехима. 2012. № 6. С. 41–42.
76. Заявка 2160127622 РФ, МПК Е 21 В 43/32. Изоляционный раствор и способ изоляции притока пластового флюида газа / Матрос Е. Г., Григорьев В. А., Федоров Ю. В. N 2160127622/03; заявл. 20.10.2013.
77. Заявка 2456439 РФ, МПК Е 21 В 43/32. Способ выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин и ограничения водопритока в добывающие скважины / Никитин М. Н., Петухов А. В. N 2456439; заявл. 11.01.2011; опубл. 20.07.2012.
78. Фролов Ю. Г. Курс коллоидной химии. Поверхностные явления и дисперсные системы. М.: Химия, 1988. 464 с.
79. Пат. 2250983 РФ, МПК Е 21 В 33/138. Состав для ремонтно-изоляционных работ в скважинах / Ф. З. Исмагилов, Ю. Р. Стерлядев, И. Н. Файзуллин, Р. Р. Кадыров, А. К. Сахапова, Ф. И. Юсупов, Е. Л. Михайлов; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть». N 2003130283/03; заявл. 13.10.03; опубл. 27.04.05, Бюл. N 12.
80. Каушанский Д. А., Винницкий М. М., Галустяц В. А. Технология воздействия на продуктивные пласты полимерно-гелевой системы «Темпоскрин» // Нефтегазовые технологии. 1999. № 3. С. 24–26.
81. Осипов П. В. Анализ эффективности гелеобразующих составов на основе высокомолекулярных растворимых стекол, применяемых в ОАО «Татнефть» // Нефтяное хозяйство. 2007. № 6. С. 58–63.
82. Заявка 2114992 РФ, МПК Е 21 В 43/32. Способ изоляции проницаемого пласта, сложенного терригенными и карбонатными породами / Пестерников Г. Н., Максютин А. С., Свиридов С. И. N 97108519/03; заявл. 05.06.1997; опубл. 10.07.1998.
83. Заявка 2245987 РФ, МПК Е 21 В 33/13. Способ изоляции зоны поглощения в скважине / Хисметов Т. В., Хасаев Р. А. N 2004113125/03; заявл. 29.04.2004; опубл. 10.05.2005.
84. Заявка 2160363 РФ, МПК Е 21 В 43/22. Состав для заводнения неоднородно-проницаемых нефтяных пластов / Матющенко Б. Е., Сидоров Л. С., Валева Г. Х. N 99126828/03; заявл. 20.09.1999; опубл. 10.12.2000.
85. Сафонов Е. Н., Исхаков И. А., Гайнуллин К. Х. Применение новых методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях Башкортостана // Нефтяное хозяйство. 2002. № 4. С. 38–40.
86. Курочкин Б. М., Хисамов Р., Ахметов Н. З. Опытное применение водонабухающего полимера при очаговом заводнении // Нефтяное хозяйство. 2003. № 7. С. 68–72.
87. Pat. US5735349, USA IPK 21 В 33/138. Compositions for regulating the permeability of underground formations / J. C. Dawson, Y. Le, S. Kesavan. 1998.
88. Хасанов М. М., Исмагилов Т. А., Мангазев В. П. Применение шитых полимерно-гелевых составов для повышения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство. 2002. № 7. С. 110–112.
89. Патент 2159325 РФ, МПК Е 21 В 43/22. Нефтьвытесняющий реагент для неоднородных обводненных пластов / Гайфер В. И., Владимиров А. И., Винокуров В. А.; заявитель и патентообладатель АО «Российская инновационная топливно-энергетическая компания». N 2000102316/03; заявл. 01.02.2000; опубл. 20.11.2000, Бюл. N 32.
90. Патент 2175383 РФ, МПК Е 21 В 43/22. Способ заводнения нефтяного пласта / Гайфер В. И., Захаренко Л. Т., Лисовский С. Н.; заявитель и патентообладатель ОАО «Российская инновационная топливно-энергетическая компания». N 2000116983/03; заявл. 30.06.2000; опубл. 27.10.2001, Бюл. N 30.
91. Каушанский Д. А., Винницкий М. М., Галустяц В. А. Технология воздействия на продуктивные пласты полимерно-гелевой системы «Темпоскрин» // Нефтегазовые технологии. 1998. № 2. С. 14–18.
92. Патент 2272899 РФ, МПК Е 21 В 43/22. Способ выбора полимерной гелеобразующей композиции для повышения нефтеотдачи пластов и водоизоляционных работ / Румянцев Е. А., Назарова А. К., Акимов Н. И., Дягилева И. А. N 2004125301/03; заявл. 18.08.2004; опубл. 27.03.2006.
93. Патент 2244821 РФ, МПК Е 21 В 43/32, 33/138. Состав для изоляции притока пластовых вод / М. И. Старшов, Н. Н. Ситников, Р. С. Хисамов. N 2003123142/03; заявл. 22.07.2003; опубл. 20.01.2005.
94. Алтунина Л. К., Кувшинов В. А. Увеличение нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей физико-химическими методами // Повышение нефтеотдачи пластов и интенсификация добычи нефти: материалы 10-ой юбилейной международной научно-практической конференции. Самара, 2006. С. 45–49.
95. Алтунина Л. К., Кувшинов В. А. Применение термотропных гелей для повышения нефтеотдачи // Нефтеотдача. 2002. № 5. С. 28–35.
96. Береговой А. Н., Амерханов М. И., Рахимова Ш. Г., Васильев Э. П. Применение инвертных эмульсий для увеличения охвата неоднородных пластов заводнением // Нефтяное хозяйство. 2010. № 8. С. 116–118.
97. Собанова О. В., Фридман Г. Б., Былинкин Р. А., Любимцева О. Г. Эмульсионные системы на основе углеводородных композиций ПАВ для ограничения водопритоков в добывающих скважинах // Нефтепромысловая химия: материалы III Всероссийской научно-практической конференции. Москва, 2007. С. 80–81.
98. Алтунина Л. К., Кувшинов В. А. Применение на месторождениях России физико-химических технологий увеличения нефтеотдачи, разработанных институтом химии нефти СО РАН (обзор) // Территория НЕФТЕГАЗ. 2003. № 1. С. 22–32.
99. Макаревич А. В., Пушнова Г. М., Гильзитдинов Т. Д., Шаррапов А. В. Инновационная технология переработки нефтешламов в водную дисперсию для повышения нефтеотдачи пластов // Инженерная практика. 2013. № 8. С. 110–111.
100. Лазарев Н. В. Вредные вещества в промышленности Т. 2. Органические вещества. М.: Химия, 1976. 624 с.
101. Герашенко Г. И., Зайцев Ю. В., Кукин В. В. Применение полимеров в добыче нефти. М.: Недра, 1978. 213 с.
102. Хлебников В. Н., Алмаев Р. Х., Базекина Л. В. Тестирование полимеров для повышения нефтеотдачи // Нефтепромысловое дело. 1999. № 2. С. 9–12.
103. Газизов А. Ш., Газизов А. А., Смирнов С. Р. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на основе ограничения непродуцирующей фильтрации закачиваемых пластовых вод по промытым зонам пласта // Нефтепромысловое дело. 2000. № 7. С. 2–10.
104. Кадыров Р. Р., Жиркеев А. С. Разработка тампонирующих составов на основе кремнийорганических соединений и исследование их свойств // Нефтяное хозяйство. 2005. № 7. С. 12–14.
105. Рябконов С. А., Скородиевская Л. А. Ограничение водопритоков в скважины с использованием состава АКОР МГ // Нефтяное хозяйство. 2002. № 7. С. 120–124.

106. Кадыров Р. Р., Калашников Б. М., Хисамов Р. С. Эффективность обработок скважин кремнийорганическим продуктом 119-296Т // Нефтяное хозяйство. 2001. № 4. С. 63–65.
107. Сафонов Е. Н., Лозин Е. Н. Методы увеличения нефтеотдачи: реальность, перспективы, научные проблемы // Нефтяное хозяйство. 2003. № 4. С. 46–48.
108. Кононова Т. Г., Сафин С. Г., Гаркот О. В. Предварительные результаты испытаний цеолитовой композиции на сутроминском месторождении // Нефтепромысловое дело. 1997. № 10–11. С. 19–20.
109. Густов Б. М., Хатмуллин А. М., Асмоловский В. С. Промысловые испытания гелевых технологий // Нефтяное хозяйство. 1996. № 2. С. 38–45.
110. Патент 2204704 РФ, МПК Е 21 В 43/22. Способ разработки нефтяного месторождения / А. В. Старковский. N 2001124745; заявл. 11.09.2001; опубл. 20.05.2003.
111. Kudina E. F., Pechersky G. G. Nanostructured Organosilicate Composites: Production, Properties, Application // Resin Composites: Properties, Production and Application / ed. Deborah B. Song. New York: Nova Science Publishers, 2011, pp. 101–128.
112. Рябоконт С. А., Скородиевская Л. А. Ограничение водопритока в скважины с использованием состава АКОР МГ // Нефтяное хозяйство. 2002. № 7. С. 120–124.
113. Курочкин Б. М. Новые технологии и материалы для РИР в скважинах // НефтеГазоПромысловый Инжиниринг. 2003. № 2. С. 125–132.
114. Кадыров Р. Р., Жиркеев А. С., Калашников Б. М. Перспективы использования кремнийорганического продукта 119-296Т при ограничении водопритока в добывающих скважинах // Нефть Татарстана. 2001. № 3. С. 38–42.
115. Пат. 2071548 РФ, МПК7 Е21В33/138. Состав для изоляции водопритока в скважине / Р. Р. Кадыров, М. Х. Салимов, С. С. Латыпов, Б. М. Калашников; заявитель Товарищество с ограниченной ответственностью "Намус". N 94042310/03; заявл. 25.11.1994; опубл. 10.01.1997.
116. Строганов В. М., Строганов А. М. Кремнийорганические тампонажные материалы АКОР: пути и перспективы развития // Интервал. 2006. №6. С. 93–96.
117. 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.
118. Алонов А. А., Бобриков С. В. Опыт применения материала АКОР-БН 102 на Злодаревском месторождении // Интервал. 2006. № 6. С. 80–84.
119. Лымарь И. В., Пирожков В. В., Пысенков В. Г. Анализ проведения ремонтно-изоляционных работ на нефтяных месторождениях РУП "ПО "Белоруснефть" с использованием составов на основе АКОР-БН 102 // Интервал. 2007. № 6. С. 50–55.
120. Ленченкова Л. Е., Ленченкова Н. С., Акчурин Х. И. Прогнозирование времени гелеобразования неорганических составов на основе нефелина с помощью метода нейтронных сетей // Нефтепромысловое дело. 2011. № 3. С. 328–336.
121. Пат. 2157451 РФ, МПК Е 21 В 43/22. Способ разработки нефтяной залежи / Н. С. Гатиятуллин, И. А. Бареев, С. Н. Головкин. N 98115476/03; заявл. 12.08.1998; опубл. 10.10.2000.
122. Гафаров Ш. А., Кононова Т. К., Салех С. К. Использование катионоактивных ПАВ для регулирования времени гелеобразования // Интервал. 2005. № 7–8. С. 45–47.
123. Пат. 2078919 РФ, МПК Е 21 В 43/32. Состав для ограничения притока пластовых вод / С. В. Гусев, В. В. Мазаев, Я. Г. Коваль. N 95101530/03; заявл. 01.02.95; опубл. 10.05.97.
124. Тахаутдинов Ш. Ф., Гильденберг Е. З., Нафиков А. З. Использование управляемого силикатного геля для создания метода увеличения нефтеотдачи обводненных нефтяных месторождений // Приоритетные методы увеличения нефтеотдачи пластов и роль супертехнологий: материалы научно-практической конференции (Уфа, 12–15 мая 1998 г.). Уфа, 1998. С. 361–363.
125. Kudina E. F., Ermolovich O. A., Pecherskii G. G. Study and Development of Gel-like Formulations Based on Liquid Glass // Russian Journal of Applied Chemistry, 2009, vol. 82, no.12, pp. 2105–2112.
126. Галыбин А. М., Сорокин А. Я., Каримов В. Г. Результаты применения силиката натрия для ограничения водопритока на месторождениях Удмуртии. М.: Недра, 1988. 115 с.
127. Пат. 1423726 РФ, МПК Е 21 В 33/13. Способ временной изоляции призабойной зоны пласта / А. Б. Сулейманов, Б. М. Халилов, Т. Б. Геокчаев, Р. А. Дашдиев, С. В. Маггермова. N 4132999/22-03; заявл. 28.08.86; опубл. 15.09.88.
128. Пат. 2397195 РФ, МПК С09К8/575. Гелеобразующие составы для ограничения водопритока в скважину / Е. Ф. Кудина, Г. Г. Печерский. N 2009101573/03; заявл. 19.01.2009; опубл. 20.08.2010.
129. Ганеева З. М., Хисаметдинов М. Р., Ризванов Р. З. Развитие технологий повышения нефтеотдачи, основанных на применении силикатного геля, в ОАО «Татнефть» // Нефтяное хозяйство. 2013. № 8. С. 82–84.
130. Пат. 2376337 РФ, МПК С09К8/506. Состав для изоляции пластовых вод в высокотемпературных нефтяных и газовых скважинах / Л. А. Магадова, М. А. Силин, Е. Г. Гаевой. N 2008129789/03; заявл. 22.07.2008; опубл. 20.12.2009.
131. Пат. 2067157 РФ, МПК Е21В33/138. Состав для изоляции пластовых вод / Н. Р. Старкова, В. С. Антипов, О. И. Рубинштейн. N 94030107/03; заявл. 11.08.94; опубл. 27.09.96.
132. Пат. 2081297 РФ, МПК Е21В33/138. Состав для изоляции притока в скважину / Л. С. Бриллиант, В. С. Антипов, Н. Р. Старкова. N 95105806/03; заявл. 14.04.1995; опубл. 10.06.1997.
133. Пат. 2127802 РФ, МПК Е21В33/138. Способ разработки нефтяных месторождений / Ю. Л. Вердеревский, М. И. Залалиев, С. Н. Головкин, Ю. Н. Арефьев. N 95105806/03; заявл. 22.07.1997; опубл. 20.03.1999.
134. Пат. 2070282 РФ, МПК Е 21 В 43/22. Способ разработки нефтяного пласта / М. М. Мусин, Р. Х. Муслимов, А. В. Фомичев, Р. Х. Ахметзянов. N 5028013/03; заявл. 21.02.1992; опубл. 10.12.1996.
135. Пат. 2142558 РФ, МПК Е21В33/138. Состав для регулирования профиля приемистости нагнетательных скважин / Б. Е. Доброскок, Н. Н. Кубарева. N 95105806/03; заявл. 22.07.1997; опубл. 20.03.1999.
136. Абызбаев И. И., Малишевская Л. В. Применение технологии повышения нефтеотдачи на основе композиции осадкогелеобразующих растворов // Нефтяное хозяйство. 2005. № 6. С. 100–103.
137. Пат. 2222689 РФ, МПК Е21В33/138. Состав для изоляции водопритока в скважину / Р. Х. Мусабилов, Б. Е. Доброскок. N 2002106558/03; заявл. 14.03.2002; опубл. 27.10.2003.
138. Кадыров Р. Р., Жиркеев А. С. Новые технологии изоляции зон поглощений при ремонте скважин // Нефтяное хозяйство. 2010. № 12. С. 113–115.
139. Никитин М. Н., Петухов А. В. Гелеобразующий состав на основе силиката натрия для ограничения водопритока в сложнопостроенных трещиноватых коллекторах // Нефтегазовое дело. 2011. № 5. С. 143–153.
140. Пат. 2456439 РФ, МПК Е21В43/22. Способ выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин и ограничения водопритока в добывающие скважины / М. Н. Никитин, А. В. Петухов. N 2011100355/03; заявл. 11.01.2011; опубл. 20.07.2012.
141. Фиркович Т. Ф. Способы изоляции воды в нефтяных и газовых скважинах. Обзор отечественных и иностранных изобретений. М.: ВНИИОЭНГ, 1986. 116 с.
142. Кудина Е. Ф., Смурутова Е. В., Печерский Г. Г. О влиянии азотсодержащих реагентов на свойства водных растворов щелочных силикатов // Материалы. Технологии. Инструменты. 2007. № 1. С. 63–68.
143. Дигенс В. Ю., Магадова Л. А., Ефимов Н. Н. Исследование гелеобразующих композиций на основе нанодисперсного кремнезема для изоляции водопритоков в добывающих скважинах // Нефтепромысловая химия: материалы VIII Всероссийской научно-практической конференции. М., 2013. С. 17–19.
144. Пат. 2178068 РФ, МПК Е 21 В 43/22. Состав для повышения нефтеотдачи пластов / Ш. Ф. Тахаутдинов, Р. С. Муслимов, Р. С. Хисамов. N 2000123467; заявл. 13.09.2000; опубл. 10.01.2002.
145. Patent US 6405799. The way downhole enrichment of heavy hydrocarbons / Vallejos C., Vasquez T., Siachoque G., Laytisse I. no. 605074, 2002.
146. Булатов А. И., Макаренко П. П., Будников В. Ф., Басаргин Ю. М. Теория и практика закачивания скважин: в 5 т. Т. 3. М.: Недра, 1998. 375 с.

147. Господарёв Д. А., Антусёва А. В., Мельгуй А. В., Макаревич А. В. Регулирование заводнения структурно-неоднородных нефтяных пластов с применением полимерных и силикатных гелей // Инженерная практика. 2013. № 8. С. 106–108.
148. Булгаков Р. Т., Газизов А. Ш. Ограничение притока пластовых вод в нефтяные скважины. М.: Недра, 1976. 174с.
149. Старковский А. В., Рогова Т. С. Эффективность применения силикатного геля // Нефтяное хозяйство. 2004. № 4. С. 42–44.
150. Айлер Р. К. Химия кремнезема. М.: Мир, 1982. 382 с.
151. Клещенко И. И. Гелеобразующие составы на основе силиката щелочного металла // Нефтепромышленное дело. 1997. № 8–9. С. 15–16.
152. Поддубный Ю. А., Сазонова В. М., Сидоров И. А. Применение новых водоизолирующих материалов для ограничения водопритока в нефтяные скважины // Нефтепромышленное дело. 1977. № 5. С. 63–69.
153. Старковский А. В., Старковский В. А. Изоляция притока воды в нефтяных скважинах щелочными силикатными гелями // Нефтяное хозяйство. 2008. № 9. С. 34–36.
154. Девятов В. В., Алмаев Р. Х. Исследование эффективности применения нефтесветящих композиций на основе силиката натрия // Нефтепромышленное дело. 1996. № 3–4. С. 31–33.
155. Рогова Т. С. Обоснование технологии выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин на нефтяных месторождениях композициями на основе щелочных силикатно-полимерных гелей: автореферат дис. канд. техн. наук: 25.00.17. М., 2007. 25 с.
156. Баранов Ю. В., Маликов М. А., Нигматуллин И. Г. О некоторых аспектах повышения эффективности водоизоляционных работ // Нефтяное хозяйство. 2000. №11. С. 72–78.
157. Pechersky G. G., Kudina N. F. Multifunctional Hybrid Organosilicate Materials Prepared by the Sol-Gel Method // Glass Physics and Chemistry, 2011, vol. 37, no. 6, pp. 583–589.
158. Кудина Е. Ф. Органосиликатные материалы (обзор) // Материалы, технологии, инструменты. 2013. Т. 18, № 4. С. 31–42.
159. Антусёва А. В., Кудина Е. Ф., Печерский Г. Г. Гелеобразующие материалы для повышения нефтеотдачи пластов в условиях высокотемпературных коллекторов // Нефтяник Полесья. 2018. № 2 (34). С. 68–75.
160. Антусёва А. В., Господарёв Д. А. Опыт применения силикатных гелеобразующих композиций для повышения нефтеотдачи пластов на месторождениях РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» // Добыча, подготовка, транспорт нефти и газа: тезисы докладов 6-ой Всероссийской научно-практической конференции (Томск, 24–26 сентября 2013 г.). Томск, 2013. С. 12–14.
161. Антусёва А. В., Печерский Г. Г., Макаревич А. В. Неорганические гелеобразующие композиции для повышения нефтеотдачи низкопроницаемых и высокотемпературных пластов месторождений ПО «Белоруснефть» // Нефтяник Полесья. 2014. № 2. С. 20–30.
162. Антусёва А. В., Кудина Е. Ф., Печерский Г. Г., Кусильдина Ю. Р. Влияние минерализации воды затворения на процессы гелеобразования неорганического полимера // Полимерные материалы и технологии. 2017. № 3. С. 6–17.
163. Совершенствование химических средств и технологий увеличения нефтедобычи: отчет о НИР / БелНИПИнефть; руководители: В. Г. Пысенков. Дог. 74.2012 (закл. заключ.). Гомель, 2012. 271 с.
- oil recovery and the role of supertechnology”]. Kazan, 1998, 360 p.
4. OTO 2006. *Nefseservis: kompleksnye resheniya: reklamnaya informacija* [UTO 2006. Oilfield Services: Integrated Solutions: Advertising Information]. Moscow: Oil Technology Overseas, 2006. 60 p.
5. Basarygin Ju. M., Bulatov A. I., Dadyka V. I. *Materialy i reagenty dlja remontno-izoljacionnyh rabot v nefjnyh i gazovyh skvazhinah* [Materials and reagents for repair and insulation works in oil and gas wells]. Moscow: Nedra-Biznescentr Publ., 2004. 349 p.
6. Zhdanov S. A., Krjanec D. Ju. *Jeftivnyye tehnologii razrabotki zalezhej uglevodorodov* [Efficient technologies for the development of hydrocarbon deposits]. *Materialy Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoj konferencii “Problemy i perspektivy nefedobychi v mire”* [Materials of the International Scientific and Practical Conference “Problems and prospects of oil production in the world”]. Rechitsa, 2013, pp. 5–9.
7. Bokserman A. A., Grishin P. A., Isaev A. V. *Integracija metodov uvelichenija nefteotdachi dlja povyshenija ih jeftivnosti* [Integrating enhanced oil recovery methods to increase their efficiency]. *Trudy Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoj konferencii “Problemy i perspektivy nefedobychi v mire”* [Proc. of the International Scientific and Practical Conference “Problems and prospects of oil production in the world”]. Rechitsa, 2013, pp. 21–26.
8. Borisov D., Beloglazova O. *Primenenie sovremennyh MUN v Rossii: Vazhno ne upustit' vremja* [The use of modern MUN in Russia: It is important not to lose time]. *Neftegazovaja vertikal'* [Oil and gas vertical], 2013, no. 23–24, pp. 62–69.
9. Beskopyl'nyj V. N., Demjanenko N. A., Kartash N. K., Kibash M. F. *Problemy razrabotki mestorozhdenij nefi i puti ih reshenija v Belarusi* [Problems of oil field development and their solutions in Belarus]. *Nefjanoe hozjajstvo* [Oil industry], 2004, no. 11, pp. 20–21.
10. Povzhik P. P., Kudrjashov A. A., Ognev A. G. *Rezultaty vnedrenija peredovyh tehnologij razrabotki zalezhej uglevodorodov Belarusi* [The results of the introduction of advanced technologies for the development of hydrocarbon deposits in Belarus]. *Trudy Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoj konferencii “Problemy i perspektivy nefedobychi v mire”* [Proc. of the International Scientific and Practical Conference “Problems and prospects of oil production in the world”]. Rechitsa, 2013, pp. 20–24.
11. Beskopyl'nyj V. N. *Glavnye zadachi poiskov i razrabotki zalezhej uglevodorodov Belarusi na 2007–2015 gody* [The main tasks of the exploration and development of hydrocarbon deposits of Belarus for 2007–2015]. *Materialy nauchno-prakticheskoj konferencii “Jeftivnyye puti poiskov, razvedki i razrabotki zalezhej nefi Belarusi”* [Materials of the scientific-practical conference “Effective ways of prospecting, exploration and development of oil deposits of Belarus”]. Gomel, 2006, pp. 7–32.
12. Mahnach A. S., Gareckij R. G., Matveev A. V. *Geologija Belarusi* [Geology of Belarus]. Minsk: Institut geologicheskikh nauk NAN Belarusi Publ., 2001. 815 p.
13. Kudinov V. I., Suchkov B. M. *Novye tehnologii povyshenija dobychi nefi* [New technologies to increase oil production]. Samara: Samarskoe knizhnoe izdatel'stvo Publ., 1998. 368 p.
14. Basarygin Ju. M., Dadyka V. I. *Materialy i reagenty dlja remontno-izoljacionnyh rabot v nefjnyh i gazovyh skvazhinah* [Materials and reagents for repair and insulation works in oil and gas wells]. Moscow: Nedra-Biznescentr Publ., 2005. 349 p.
15. Ibatullin R. R., Ibragimov N. G., Tahautdinov Sh. F., Hisamov R. S. *Uvelichenie nefteotdachi na pozdnej stadii razrabotki mestorozhdenij. Teorija. Metody. Praktika* [Increased oil recovery at a late stage of field development. Theory. Methods Practice]. Moscow: Nedra-Biznescentr Publ., 2004. 292 p.
16. Ibragimov G. Z., Fazlutdinov K. S., Hisamutdinov N. I. *Primenenie himicheskikh reagentov dlja intensivizacii dobychi nefi: spravochnik* [The use of chemical reagents for the intensification of oil production: a guide]. Moscow: Nedra Publ., 1991. 384 p.
17. Surguchev M. L., Gorbunov A. T., Zabrodin D. P. *Metody izvlechenija ostatochnoj nefi* [Residual oil recovery methods]. Moscow: Nedra Publ., 1991. 347 p.
18. Gutorov A. Ju. *Analiz rezul'tatov povyshenija nefteotdachi karbonatnyh kollektorov Novo-Elhovskogo mestorozhdenija na osnove primenenija shhelochno-kislotnoj kompozicii* [Analysis of the results of enhanced oil recovery of carbonate reservoirs of the Novo-Elkhovsky field based on the use of an alkaline-acid composition]. *Neftepromyslovoe delo* [Oilfield], 2005, no. 12, pp.35–38.

References

1. Hisamov R. S., Gazizov A. A., Gazizov A. Sh. *Uvelichenie ohvata produktivnyh plastov vozdejstviem* [Increase in coverage of productive layers by exposure]. Moscow: VNIIOJENG Publ., 2003. 568 p.
2. Lisovskij N. N. *Vovlechenie v razrabotku trudnoizvlekaemyh zapasov nefi* [Involvement in the development of tight oil reserves]. *Materialy 10 jubilejnoy mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoj konferencii “Povyshenie nefteotdachi plastov i intensivizacija dobychi nefi”* [Proc. 10th Int. Symp. “Increased oil recovery and intensification of oil production”]. Samara, 2006, pp. 22–25.
3. *Materialy nauchno-prakticheskoj konferencii “Prioritetnye metody uvelichenija nefteotdachi plastov i rol' supertehtnologij”* [Proc. of the scientific-practical conf. “Priority methods for enhanced

19. Lenchenkova L. E. *Povyshenie nefteodachi plastov fiziko-himicheskimi metodami* [Increased oil recovery by physico-chemical methods]. Moscow: Nedra Publ., 1998. 394 p.
20. Ibragimov G. Z., Sorokin V. A., Hisamutdinov N. I. *Himicheskie reagenty dlja dobychi nefiti: spravochnik rabocheho* [Chemical reagents for oil production: a reference book]. Moscow: Nedra Publ., 1996. 240 p.
21. Grachev S. I., Chernjaev A. V., Shnurov I. V. *Sovershenstvovanie razrabotki kollektorov Jurskih otlozhenij* [Improving the development of Jurassic reservoirs]. *Neft' i gaz* [Oil and gas], 2012, no. 4, pp. 53–57.
22. Merzljakov V. F. *Obosnovanie i sovershenstvovanie tehnologij razrabotki mestorozhdenij s trudnoizvlekaemymi zapasami* [Justification and improvement of technologies for the development of deposits with hard-to-recover reserves]. Moscow: Nedra-Biznescentr Publ., 2003. 267 p.
23. Manyrin V. N., Shvecov I. A. *Fiziko-himicheskie metody uvelichenija nefteodachi pri zavodnenii* [Physico-chemical methods of enhanced oil recovery in water flooding]. Samara: Samarskij dom pečhati Publ., 2002. 392 p.
24. Surguchev M. L., Gorbunov A. T., Zabrodin D. P., Ziskin E. A., Maljutina G. S. *Metody izvlechenija ostatochnoj nefiti* [Residual oil recovery methods]. Moscow: Nedra Publ., 1991. 347 p.
25. Seright R. S. Potential for Polymer Flooding Reservoirs with Viscous Oils. *SPE paper 129899 presented at SPE Improved Oil Recovery Symposium, 2010, Tulsa, Oklahoma, USA*. doi.org/10.2118/129899-PA
26. Leonov V. V., Zagidullina L. N., Vasil'eva Ju. M. O mehanizme povyshenija nefteodachi pri mikrobiologicheskom vozdeystvii na plast. Mikrobiologicheskaja desorbicija nefiti s tverdoj poverhnosti [On the mechanism of enhanced oil recovery during microbiological effects on the formation. Microbiological desorption of oil from a solid surface]. *Neftepromyslovoe delo* [Oilfield], 2000, no. 1, pp. 6–9.
27. Julbarisov Je. M., Ramazanov R. G., Rahmangulov K. H., Zhukov V. A. *Primenenie biogeotehnologii uvelichenija nefteodachi v vysokotemperaturnyh plastah Zapadno-Sibirskoj plity* [Application of biogeotechnology to increase oil recovery in high-temperature formations of the West Siberian Plate]. *Interval* [Interval], 2000, no. 4–5, pp. 16–18.
28. Lozin E. V., Simaev Yu. M., Haimullin F. H. *Sposob razrabotki nefljanogo mestorozhdenija* [Method of developing an oil field]. Patent RF, no. 2178069, 2002.
29. Julbarisov Je. M. Mikrobiologicheskij metod uvelichenija nefteizvlechenija [Microbiological method of increasing oil recovery]. *Neftjanoe hozjajstvo* [Oil industry], 1991, no. 1, pp. 28–30.
30. Merzljakov V. F. *Sovershenstvovanie tehnologij razrabotki mestorozhdenij s trudnoizvlekaemymi zapasami* [Improving the technology of development of deposits with hard to recover reserves]. Moscow: Nedra-Biznescentr Publ., 2004. 97 p.
31. Pirozhkov V. V., Pysenkov V. P., Demyanenko N. A. *Effektivnost' novykh tehnologij ogranicheniya vodopritoka, oprobovannykh na neftyanykh mestorozhdeniyakh RUP PO "Belorusneft" v 2002–2003 gg.* [Efficiency of new water restriction technologies tested in oil fields of the Republican Unitary Enterprise Production Association Belorusneft in 2002–2003]. *Sbornik nauchnykh trudov "Poiski i osvoenie neftyanykh resursov Respubliki Belarus"* [Collection of scientific papers "Search and development of oil resources of the Republic of Belarus"], 2004, pp. 305–308.
32. Safonov E. N., Lozin E. V. *Metody uvelichenija nefteodachi: real'nost', perspektivy, nauchnye problem* [Methods of enhanced oil recovery: reality, prospects, scientific problems]. *Neftjanoe hozjajstvo* [Oil industry], 2003, no. 4, pp. 46–48.
33. Makarevich A. V., Gospodar'ov D. A., Giljazitdinov T. D. *Kompozicii dlja uvelichenija dobychi nefiti v uslovijah mestorozhdenij Pripjatskogo progiba* [Compositions to increase oil production in the conditions of deposits of the Pripyat Trough]. *Neftjanik Poles'ja* [Oilman Polesia], 2013, no. 1 (23), pp. 88–94.
34. Habirov R. A., Fridman G. B., Verderevskij Ju. L. *Sozdanie kompozicij PAV dlja povyshenija nefteodachi plastov* [Creation of surfactant compositions for enhanced oil recovery]. *Sbornik nauchnykh trudov "Dostizhenija v oblasti poluchenija i primeneniya PAV dlja povyshenija nefteodachi plastov"* [Collection of scientific papers "Achievements in the field of production and use of surfactants for enhanced oil recovery"], 1989, pp. 84–92.
35. Babaljan G. A., Levi B. I., Tumasjan A. B., Halimov Je. M. *Razrabotka nefljanых mestorozhdenij s primeneniem poverhnostno-aktivnyh veshhestv* [Development of oil fields using surfactants]. Moscow: Nedra Publ., 1983. 216 p.
36. Shakirov A. N., Kozin V. G., Bashkirceva N. Ju., Garaev L. A. *Primenenie vodnyh micelljarnyh rastvorov dlja povyshenija nefteodachi plastov* [The use of aqueous micellar solutions for enhanced oil recovery]. *Neftjanoe hozjajstvo* [Oil industry], 2003, no. 4, pp. 79–81.
37. Tahautdinov Sh. F., Muslimov R. S., Hisamov R. S. *Reagent dlja povyshenija nefteodachi plasta* [Reagent for enhanced oil recovery]. Patent RF, no. 2178519, 2002.
38. Krickaja V. I., Pecherskij G. G., Kuskil'dina Ju. R., Antusjova A. V. *Razrabotka PAV-polimernyh kompozicij dlja kompleksnoj tehnologii povyshenija nefteodachi plastov* [Development of surfactant-polymer compositions for complex technology of enhanced oil recovery]. *Materialy Belorussko-Kitajskogo molodezhnogo foruma "Novye gorizonty-2015"* [Materials of the Belarusian-Chinese Youth Forum "New Horizons-2015"]. Minsk, 2015, pp. 200–201.
39. Kuskil'dina Ju. R., Antusjova A. V., Kazak M. V., Pecherskij G. G. *Issledovanie jekspluatacionnyh harakteristik novoj linijki PAV dlja tehnologii PAV-polimernogo zavodnenija nefljanых plastov* [Investigation of the performance characteristics of a surfactant line for technologies for surfactant-polymer flooding of oil reservoirs]. *Materialy V Sverossijskoj nauchno-prakticheskoj konferencii "Prakticheskie aspekty neftepromyslovoj himii"* [Materials in the all-russian scientific practical conference "Practical Aspects of Oilfield Chemistry"]. Ufa, 2015, pp. 18–22.
40. Kuskil'dina Ju. R., Antusjova A. V., Pecherskij G. G. *Vybor poverhnostno-aktivnogo veshhestva dlja PAV-polimernoj tehnologii* [The choice of surfactant for surfactant-polymer technology]. *Materialy 70-j mezhdunarodnoj molodezhnoj nauchnoj konferencii "Neft' i gaz 2016"* [Materials of the 70th International Youth Scientific Conference "Oil and Gas 2016"]. Moscow, 2013, pp. 111–112.
41. Kravchenko I. I., Babaljan G. A. *Adsorbicija PAV v processah dobychi nefiti* [The adsorption of surfactants in oil production processes]. Moscow: Nedra Publ., 1971. 160 p.
42. Lange K. P. *Poverhnostno-aktivnye veshhestva: sintez, svoystva, analiz, primeneniye: per. s angl* [Surface-active substances: synthesis, properties, analysis, application]. Saint-Petersburg: Professija Publ., 2005. 240 p.
43. Babaljan G. A., Levi B. I., Tumasjan A. B., Halimov Je. M. *Razrabotka nefljanых mestorozhdenij s primeneniem poverhnostno-aktivnyh veshhestv* [Development of oil fields using surfactants]. Moscow: Nedra Publ., 1983. 216 p.
44. Iglauer S., Wu Y., Shuler P. J., Tang Y., Blanco M., Goddard W. A. *Alkyl Polyglycoside Surfactants for Improved Oil Recovery. SPE paper 89472 presented at SPE/DOE 14th Symposium on Improved Oil Recovery. Tulsa, Oklahoma, USA, 2004*. doi.org/10.2118/89472-MS
45. Ganiev P. P., Hlebnikov V. N., Lenchenkova L. E., Andreeva A. A. *Razrabotka i ispytanie tehnologii povyshenija nefteodachi s primeneniem kompozicii NPAV dlja mestorozhdenija Zhanatalap* [Development and testing of enhanced oil recovery technology using the composition of nonionic surfactants for the Zhanatalap field]. *Neftepromyslovoe delo* [Oilfield], 1996, no. 2, pp. 16–20.
46. Gorbunov A. T., Buchenkov L. N. *Shhelochnoe zavodnenie* [Alkaline flooding]. Moscow: Nedra Publ., 1989. 330 p.
47. Muslimov R. H. *Sovremennye metody upravlenija razrabotkoj nefljanых mestorozhdenij s primeneniem zavodnenija: uchebnoe posobie* [Modern methods of managing the development of oil fields using flooding: a tutorial]. Kazan: Kazanskiy universitet Publ., 2003. 596 p.
48. Murzagulova D. R. *Primenenie shhelochnyh kompozicij dlja povyshenija nefteodachi plastov mestorozhdenij Bashkortostana* [The use of alkaline compositions to enhance the oil recovery of deposits of Bashkortostan]. *Interval* [Interval], 2005, no. 6 (77), pp. 17–18.
49. Gazimov R. R., Lytkin A. Ye., Prohorov N. N., Mazaev V. V. *Sposob razrabotki obvodnennoj nefljanoy zalezhi* [Method for developing a flooded oil reservoir]. Patent RF, no. 2003113183, 2002.

50. Hisamov R. S., Gazizov A. Sh., Gazizov A. A. Sposob razrabotki nefljanogo plasta [The way to develop oil reservoir]. Patent RF, no. 2003113183, 2005.
51. Ruzin L. M., Chuprov I.F. *Tehnologicheskie principy razrabotki zalezhej anomal'no vjazkih neftej i bitumov* [Technological principles for the development of deposits of abnormally viscous oils and bitumens]. Moscow: Nedra Publ., 2007. 244 p.
52. Roschin P. V. Experimental investigation of heavy oil recovery from fractured-porous carbonate core samples by secondary surfactant-added injection. *SPE Reservoir Engineering*, 2013, no. 2, pp. 34–39.
53. Shvecov I. A., Kabaev G., Kabo V. Sostojanie i perspektivy primeneniya polimernoj vozdejstvija na plast [State and prospects of application of polymer impact on the formation]. *Neftjanoe hozjajstvo* [Oil industry], 1994, no. 1, pp. 37–44.
54. Sheng J. *Modern Chemical Enhance Oil Recovery: Theory and Practice*. United State: Gulf Professional Publ., 2010. 617 p.
55. Lake L. W. *Enhanced Oil Recovery*. Englewood Cliffs, N.J.: Prentice Hall Publ., 1989. 550 p.
56. Pecherskij G. G., Kuskil'dina Ju. R., Makarevich A. V. Razrabotka PAV-polimernoj kompozicii dlja kompleksnoj tehnologii PNP na zadonskoj zalezhi VIII pachka Rechickogo mestorozhdenija [Development of surfactant-polymer composition for complex technology EOR on Zadonsk deposits VIII pack of the Rechitsky field]. *Inzhenernaja praktika* [Engineering practice], 2013, no. 8, pp. 112–113.
57. Almaev R. H. Primenenie kompozicij polimerov i NPAV dlja vytesnenija nefti [The use of compositions of polymers and nonionic surfactants to displace oil]. *Neftjanoe hozjajstvo* [Oil industry], 1993, no. 12, pp. 22–24.
58. Littmann W. *Polymer Flooding*. Canada: Elsevier Science Publ., 1988. 212 p.
59. Isaev R. Zh., Bairamova Sh. Z. Sposob vytesnenija penoj [Foam extrusion method]. Patent RF, no. 21990091, 2002.
60. Hisamov P. C. *Osobennosti geologicheskogo stroenija i razrabotki mnogoplastovyh nefljanyh mestorozhdenij* [Features of the geological structure and development of multilayer oil fields]. Kazan: Monitoring Publ., 1996. 288 p.
61. Gavriljuk O. V., Glazkov O. V., Kuznecov I. A., Terent'ev A. A. Fil'tracionnye issledovanija potokootklonjajushhh tehnologij na modeljah terrigenykh plastov nefljanyh mestorozhdenij Tomskoj oblasti [Filtration studies of flow-diverting technologies on models of terrigenous strata of oil fields in the Tomsk region]. *Neftjanoe hozjajstvo* [Oil industry], 2012, no. 11, pp. 44–47.
62. Gazizov A. Sh., Borovikov G. G. Vlijanie polimerdispersnyh sistem na vyrabotku produktivnykh plastov [Influence of polymer-dispersed systems on the production of productive layers]. *Neftjanoe hozjajstvo* [Oil industry], 1991, no. 4, pp. 21–24.
63. Kirpichnikov P. A., Kornej I. V. *Svojsstva lateksov na osnove vinilhlorida i butadiene* [Properties of latexes based on vinyl chloride and butadiene]. Moscow: CNII Neftehim Publ., 1981. 50 p.
64. Radchenko S. S., Zel'cer P. S., Radchenko F. S. Primenenie sostava na osnove polimer-kolloidnyh kompleksov v geleobrazujushhh kompozicijah dlja izoljacii vodopritoka v dobyvajushhh skvazhinah [The use of the composition based on polymer-colloidal complexes in gel-forming compositions for isolating water inflow in production wells]. *Neft' Gaz. Novacii* [Oil. Gas. Innovations], 2012, no. 7, pp. 64–69.
65. Tazieva Je. M. Jefferktivnost' primeneniya PDS na Abdrakmanovskoj ploshhadi Romashkinskogo mestorozhdenija [The effectiveness of the use of the PDS at the Abdrakmanovskaya area of the Romashkinskoye field]. *Neftpromyslovoe delo* [Oilfield], 1996, no. 11, pp. 8–10.
66. Ogorodov A. V. Perspektivy primeneniya metoda uvelichenija nefteotdachi plastov na osnove zakachki polimerdispersnyh sistem v plasty Novo-Pokurskogo mestorozhdenija [Prospects for the use of enhanced oil recovery based on polymer-dispersed systems injection into the layers of the Novo-Pokursky field]. *Neftpromyslovoe delo* [Oilfield], 2013, no. 10, pp. 81–83.
67. Hisamov R. S., Gazizov A. A., Gazizov A. Sh. Nauchno-tehnologicheskie osnovy primeneniya polimerdispersnyh sistem dlja uvelichenija nefteotdachi [Scientific and technological basis for the use of polymer-dispersed systems for enhanced oil recovery]. *Neftjanoe hozjajstvo* [Oil industry], 2002, no. 11, pp. 52–56.
68. Ahmadeev R. G., Uljasheva N. M. Issledovanie flokuljacii glin polimerami [The study of clay flocculation polymers]. *Neft' i gaz* [Oil and gas], 1983, no. 12, pp. 23–25.
69. Duzbaev S. K., Mirsaetov O. M., Utegaliyev S. A. Opyt primeneniya modifitsirovannykh PDS dlja povyshenija nefteotdachi plastov, nasyshhennykh vysokominalizovannymi plastovymi vodami [Experience of using modified polymer-dispersed systems to enhance oil recovery of reservoirs saturated with highly mineralized reservoir waters]. *Sovremennye naukoemkie tehnologii* [Modern high technologies], 2005, no. 9, pp. 93–95.
70. Kleshhenko I. I., Grigor'ev A. V., Telkov A. P. *Izoljacionnye raboty pri zakachivanii i jekspluatacii nefljanyh skvazhin* [Insulation work during the injection and operation of oil wells]. Moscow: Nedra Publ., 1998. 267 p.
71. Osipov P. V., Krupin S. V. Ispol'zovanie vysokomodul'nykh rastvorimyh stekol dlja uvelichenija ohvata nefljanogo plasta vozdejstviem [The use of high modulus soluble glasses to increase the coverage of the oil reservoir by the impact]. *Nefi' i gaz* [Oil and gas], 2008, no. 1, pp. 11–15.
72. Kadyrov R. R., Hasanova D. K. Primenenie zhidkogo stekla s povyshennym modul'em pri ogranichenii pritoka vod v skvazhinu [The use of liquid glass with a higher module while limiting the flow of water into the well]. *Neftjanoe hozjajstvo* [Oil industry], 2006, no. 3, pp. 62–63.
73. Mazilov M. G. Tehnologija provedeniya remontno-izoljacionnyh rabot s primeneniem so-stava na osnove zhidkogo stekla [The technology of repair and insulation works with the use of a composition based on liquid glass]. *Materialy X regional'noj nauchno-tehnicheskoy konferencii "Vuzovskaja nauka — Severo-Kavkazskomu regionu"* [Materials of the X Regional Scientific and Technical Conference "University Science — North Caucasus Region"]. Stavropol, 2006, pp. 260–261.
74. Kudina E. F. Geleobrazujushhaja kompozicija na osnove zhidkogo stekla dlja ogranichenija vodopritoka v skvazhiny [Liquid-based gel-forming composition for restricting water inflow into wells]. *Voprosy himii i himicheskoy tehnologii* [Questions of chemistry and chemical technology], 2009, no. 2, pp. 125–130.
75. Sidorchik V. V. Zhidkoe steklo dlya neftyanikov [Liquid glass for oil industry workers]. *Vestnik Belneftekhima* [Belneftekhim Bulletin], 2012, no. 6, pp. 41–41.
76. Matros E. G., Grigor'ev V. A., Fedorov Yu. V. Izoljacionnyj rastvor i sposob izoljacii pritoka plastovogo fljuida gaza [Insulation solution and method for isolating the flow of gas formation fluid]. Patent RF, no. 2160127622, 2013.
77. Nikitin M. N., Petuhov A. V. Sposob vyravnivaniya profila priemistosti nagnetatel'nykh skvazhin i ogranichenija vodopritoka v dobyvajushhh skvazhinah [The method of leveling the profile of injectivity of injection wells and limiting water inflow into producing wells]. Patent RF, no. 2456439, 2012.
78. Frolov Ju. G. *Kurs kolloidnoj himii. Poverhnostnye javlenija i dispersnye sistemy* [The course of colloid chemistry. Surface Phenomena and Disperse Systems]. Moscow: Himija Publ., 1988. 464p.
79. Ismagilov F. Z., Sterljadev Yu. R., Faizullin I. N., Kadyrov R. R., Sahapova A. K., Yusupov F. I., Mihailov E. L. Sostav dlya remontno-izoljatsionnykh rabot v skvazhinakh [Composition for repair and insulation work in wells]. Patent RF, no. 2250983, 2005.
80. Kaushanskij D. A., Vinnickij M. M., Galustjanc V. A. Tehnologija vozdejstvija na produktivnye plasty polimerno-gelevoj sistemy "Temposkrin" [Technology impact on productive layers of the polymer-gel system "Temposkrin"]. *Neftegazovyje tehnologii* [Oil and gas technology], 1999, no. 3, pp. 24–26.
81. Osipov P. V. Analiz jefferktivnosti geleobrazujushhh sostavov na osnove vysokomodul'nykh rastvorimyh stekol, primenjaemykh v OAO "Tatneft" [Analysis of the effectiveness of gel-forming compositions based on high modulus soluble glasses used in "TATNEFT"]. *Neftjanoe hozjajstvo* [Oil industry], 2007, no. 6, pp. 58–63.
82. Pesternikov G. N., Maksyutin A. S., Sviridov S.I. Sposob izoljacii pronicaemogo plasta, slozhennogo terrigenymi i karbonatnymi porodami [The method of isolation of the permeable reservoir, composed of terrigenous and carbonate rocks]. Patent RF, no. 2114992, 1998.
83. Hismetov T. V., Hasaev R. A. Sposob izoljacii zony pogloshhenija v skvazhine [The method of isolation of the absorption zone in the well]. Patent RF, no. 2245987, 2005.
84. Matjushhenko B. E., Sidorov L. S., Valeeva G. H. Sostav dlja

- zavodnenija neodnorodno-pronicaemykh nefjtjanyh plastov [Composition for flooding of non-uniformly permeable oil reservoirs]. Patent RF, no. 2160363, 2000.
85. Safonov E. N., Ishakov I. A., Gajnullin K. H. Primenenie novyh metodov uvelichenija nefteotdachi na mestorozhdenijah Bashkortostana [Application of new methods to increase oil recovery in the fields of Bashkortostan]. *Nefjtjanoe hozjajstvo* [Oil industry], 2002, no. 4, pp. 38–40.
 86. Kurochkin B. M., Hisamov R., Ahmetov N. Z. Opytnoe primenenie vodonabuhajushhego polimera pri ochagovom zavodnenii [Experimental use of water-swellaible polymer in focal water flooding]. *Nefjtjanoe hozjajstvo* [Oil industry], 2003, no. 7, pp. 68–72.
 87. Dawson J. C., Le Y., Kesavan S. Compositions for regulating the permeability of underground formations. Pat. USA, no. US5735349, 1998.
 88. Hasanov M. M., Ismagilov T. A., Mangazeev V. P. Primenenie sshityh polimerno-gelevykh sostavov dlja povyshenija nefteotdachi [The use of cross-linked polymer gel compositions for enhanced oil recovery]. *Nefjtjanoe hozjajstvo* [Oil industry], 2002, no. 7, pp. 110–112.
 89. Gajfer V. I., Vladimirov A. I., Vinokurov V. A. Neftevytesnjajushhij reagent dlja neodnorodnykh obvodnennykh plastov [Oil-displacing reagent for heterogeneous flooded reservoirs]. Patent RF, no. 2159325, 2000.
 90. Gajfer V. I., Zaharenko L. T., Lisovskii S. N. Sposob zavodnenija nefjtjanogo plasta [The method of waterflooding oil reservoir]. Patent RF, no. 2175383, 2001.
 91. Kaushanskij D. A., Vinnickij M. M., Galustjanc V. A. Tehnologija vozdeystvija na produktivnye plasty polimerno-gelevoy sistemy "Temposkrin" [Technology impact on productive layers of the polymer-gel system "Temposkrin"]. *Neftegazovye tehnologii* [Oil and gas technology], 1998, no. 2, pp. 14–18.
 92. Rumjanceva E. A., Nazarova A. K., Akimlov N. I., Djagileva I. A. Sposob vybora polimerno-gelevykh kompozitsij dlja povyshenija nefteotdachi plastov i vodoizoljacionnykh rabot [Method for selection of polymer gel-forming composition for enhanced oil recovery and waterproofing works]. Patent RF, no. 2272899, 2006.
 93. Starshov M. I., Sitnikov N. N., Hisamov R. S. Sostav dlja izoljatsii pritoka plastovykh vod [Composition for isolation of formation water inflow]. Patent RF, no. 2244821, 2005.
 94. Altunina L. K., Kuvshinov V. A. Uvelichenie nefteotdachi zalezhej vysokovjazkikh neftej fiziko-himicheskimi metodami [Increased oil recovery of high-viscosity oil deposits by physicochemical methods]. *Materialy 10-oy jubilejnoj mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii "Povyshenie nefteotdachi plastov i intensifikacija dobychi nefti"* [Proceedings of the 10th Anniversary International Scientific and Practical Conference "Enhanced Oil Recovery and Intensification of Oil Production"]. Samara, 2006, pp. 45–49.
 95. Altunina L. K., Kuvshinov V. A. Primenenie termotropnykh gelej dlja povyshenija nefteotdachi [The use of thermotropic gels to enhance oil recovery]. *Nefteotdacha* [Oil recovery], 2002, no. 5, pp. 28–35.
 96. Beregovoj A. N., Amerhanov M. I., Rahimova Sh. G., Vasil'ev Je. P. Primenenie invertnykh jemul'sij dlja uvelichenija ohvata neodnorodnykh plastov zavodneniem [The use of invert emulsions to increase the coverage of heterogeneous reservoirs flooding]. *Nefjtjanoe hozjajstvo* [Oil industry], 2010, no. 8, pp. 116–118.
 97. Sobanova O. V., Fridman G. B., Bylinkin R. A., Ljubimceva O. G. Jemul'sionnye sistemy na osnove uglevodorodnykh kompozitsij PAV dlja ogranichenija vodopritokov v dobyvajushhikh skvazhinah [Emulsion systems based on hydrocarbon surfactant compositions to limit water inflows in producing wells]. *Materialy III Vserossijskoj nauchno-prakticheskoy konferencii "Neftepromyslovaja himija"* [Materials of the III All-Russian Scientific Practical Conference "Oilfield Chemistry"]. Moscow, 2007, pp. 80–81.
 98. Altunina L. K., Kuvshinov V. A. Primenenie na mestorozhdenijah Rossii fiziko-himicheskikh tehnologij uvelichenija nefteotdachi, razrabotannykh institutom himii nefiti SO RAN (obzor) [Application at the fields of Russia of physicochemical technologies of enhanced oil recovery developed by the Institute of Chemistry of Petroleum SB RAS (review)]. *Territorija NEFTEGAZ* [Territory Neftegaz], 2003, no. 1, pp. 22–32.
 99. Makarevich A. V., Pushnova G. M., Giljazitdinov T. D., Sharapov A. V. Innovacionnaja tehnologija pererabotki nefteshlamov v vodnuju dispersiju dlja povyshenija nefteotdachi plastov [Innovative technology for processing oil sludge into water dispersion for enhanced oil recovery]. *Inzhenernaja praktika* [Engineering practice], 2013, no. 8, pp. 110–111.
 100. Lazarev N. V. *Vrednye veshhestva v promyshlennosti T. 2. Organicheskie veshhestva* [Harmful substances in industry. Vol. 2. Organic substances]. Moscow: Himija Publ., 1976. 624 p.
 101. Gerashhenko G. I., Zajcev Ju. V., Kukin V. V. *Primenenie polimerov v dobyche nefiti* [The use of polymers in oil production]. Moscow: Nedra Publ., 1978. 213 p.
 102. Hlebnikov V. N., Almaev R. H., Bazekina L. V. Testirovanie polimerov dlja povyshenija nefteotdachi [Polymer testing for enhanced oil recovery]. *Neftepromyslovoe delo* [Oilfield], 1999, no. 2, pp. 9–12.
 103. Gazizov A. Sh., Gazizov A. A., Smirnov S. R. Povyshenie jeffektivnosti razrabotki nefjtjanykh mestorozhdenij na osnove ogranichenija neproizvoditel'noj fil'tracii zakachivaemykh plastovykh vod po promytym zonam plasta [Improving the efficiency of oil field development based on the restriction of non-productive filtration of injected reservoir water in the washed zones of the reservoir]. *Neftepromyslovoe delo* [Oilfield], 2000, no. 7, pp. 2–10.
 104. Kadyrov R. R., Zhirkeev A. S. Razrabotka tamponirujushhikh sostavov na osnove kremnijorganicheskikh soedinenij i issledovanie ih svojstv [Development of tamping compositions based on organosilicon compounds and the study of their properties]. *Nefjtjanoe hozjajstvo* [Oil industry], 2005, no. 7, pp. 12–14.
 105. Rjabokon' S. A., Skorodievskaja L. A. Ogranichenie vodopritokov v skvazhiny s ispol'zovaniem sostava AKOR MG [Restriction of water inflow into wells using AKOR MG composition]. *Nefjtjanoe hozjajstvo* [Oil industry], 2002, no. 7, pp. 120–124.
 106. Kadyrov R. R., Kalashnikov B. M., Hisamov R. S. Jefferktivnost' obrabotok skvazhin kremnijorganicheskim produktom 119-296T [The efficiency of well treatment with silicone product 119-296T]. *Nefjtjanoe hozjajstvo* [Oil industry], 2001, no. 4, pp. 63–65.
 107. Safonov E. N., Lozin E. N. Metody uvelichenija nefteotdachi: real'nost', perspektivy, nauchnye problemy [Methods of enhanced oil recovery: reality, prospects, scientific problems]. *Nefjtjanoe hozjajstvo* [Oil industry], 2003, no. 4, pp. 46–48.
 108. Kononova T. G., Safin S. G., Garkot O. V. Predvaritel'nye rezul'taty ispytanij ceolitovoj kompozitsii na sutrominskom mestorozhdenii [Preliminary test results of a zeolite composition at the Sutrominskoye deposit]. *Neftepromyslovoe delo* [Oilfield], 1997, no. 10–11, pp. 19–20.
 109. Gustov B. M., Hatmullin A. M., Asmolovskij V. S. Promyslovyje ispytaniya gelevykh tehnologij [Field testing gel technology]. *Nefjtjanoe hozjajstvo* [Oil industry], 1996, no. 2, pp. 38–45.
 110. Starkovskij A. V. Sposob razrabotki nefjtjanogo mestorozhdenija [Method of developing an oil field]. Patent RF, no. 2204704, 2003.
 111. Kudina E. F., Pechersky G. G. Nanostructured Organosilicate Composites: Production, Properties, Application. *Resin Composites: Properties, Production and Application*. New York: Nova Science Publishers, 2011, pp. 101–128.
 112. Ryabokon' S. A., Skorodievskaja L. A. Ogranichenie vodopritokov v skvazhiny s ispol'zovaniem sostava AKOR MG [Restriction of water inflow into wells using AKOR MG composition]. *Nefjtjanoe hozjajstvo* [Oil industry], 2002, no. 7, pp. 120–124.
 113. Kurochkin B. M. Novye tehnologii i materialy dlja RIR v skvazhinakh [New technologies and materials for repair and insulation works in wells]. *NefteGazoPromyslovyy Inzhiniring* [OilGas Field Engineering], 2003, no. 2, pp. 125–132.
 114. Kadyrov R. R., Zhirkeev A. S., Kalashnikov B. M. Perspektivy ispol'zovaniya kremnijorganicheskogo produkta 119-296T pri ogranichenii vodopritoka v dobyvayushchikh skvazhinakh [Prospects for using organosilicon product 119-296T while limiting water inflow in producing wells]. *Nefi' Tatarstana* [Tatarstan oil], 2001, no. 3, pp. 38–42.
 115. Kadyrov R. R., Salimov M. H., Latypov S. S., Kalashnikov B. M. Sostav dlja izolyatsii vodopritoka v skvazhine [Composition for isolating water in the well]. Patent RF, no. 2071548, 1997.
 116. Stroganov V. M., Stroganov A. M. Kremnijorganicheskie tamponazhnye materialy AKOR: puti i perspektivy razvitiya [Silicone tamping materials AKOR: ways and prospects of development]. *Interval* [Interval], 2006, no. 6, pp. 93–96.
 117. Kudina E. F., Pecherskiy G. G., Shapovalov V. M. Geleobrazuyushchie tehnologii i materialy vodoizoljatsionnogo naznacheniya na osnove vodorastvorimykh silikatov (obzor) [Gelling technologies and materials for waterproofing purposes

- based on water-soluble silicates (review)]. *Materialy, tekhnologii, instrumenty* [Materials, technology, tools], 2010, vol. 15, no. 4, pp. 62–74.
118. Alonov A. A., Bobrikov S. V. Opyt primeneniya materiala AKOR-BN 102 na Zlodarevskom mestorozhdenii [Experience of using the material AKOR-BN 102 at the Zlodarevskoye field]. *Interval* [Interval], 2006, no. 6, pp. 80–84.
119. Lyar' I. V., Pirozhkov V. V., Pysenkov V. G. Analiz provedeniya remontno-izolyatsionnykh rabot na neftyanykh mestorozhdeniyakh RUP "PO "Belorusneft" s ispol'zovaniem sostavov na osnove AKOR-BN 102 [Analysis of repair and insulation works at the oil fields of the RUE "PA" Belorusneft "using compositions based on AKOR-BN 102]. *Interval* [Interval], 2007, no. 6, pp. 50–55.
120. Lenchenkova L. E., Lenchenkova N. S., Akchurin Kh. I. Prognozirovaniye vremeni geleobrazovaniya neorganicheskikh sostavov na osnove nefelina s pomoshch'yu metoda neytronnykh setey [Prediction of gel time of inorganic compounds based on nepheline using the method of neutron networks]. *Neftepromyslovoye delo* [Oilfield], 2011, no. 3, pp. 328–336.
121. Gatiyatullin N. S., Bareev I. A., Golovko S. N. Sposob razrabotki neftyanoy zalezhi [The way to develop oil deposits]. Patent RF, no. 2157451, 2000.
122. Gafarov Sh. A., Kononova T. K., Salekh S. K. Ispol'zovanie kationaktivnykh PAV dlya regulirovaniya vremeni geleobrazovaniya [The use of cationic surfactants to regulate the gelation time]. *Interval* [Interval], 2005, no. 7–8, pp. 45–47.
123. Gusev S. V., Mazaev V. V., Koval' Ja. G. Sostav dlya ogranicheniya pritoka plastovykh vod [Composition to limit the flow of formation water]. Patent RF, no. 2078919, 1997.
124. Takhautdinov Sh. F., Gil'denberg E. Z., Nafikov A. Z. Ispol'zovanie upravlyаемого silikatnogo gelya dlya sozdaniya metoda uvelicheniya nefteotdachi obvodnennykh neftyanykh mestorozhdeniy [Using a controlled silicate gel to create a method to increase oil recovery of flooded oil fields]. *Materialy nauchno-prakticheskoy konferentsii "Prioritetnyye metody uvelicheniya nefteotdachi plastov i rol' supertekhnologiy"* [Materials of the scientific-practical conference "Priority methods of enhanced oil recovery and the role of supertechnologies"]. Ufa, 1998, pp. 361–363.
125. Kudina E. F., Ermolovich O. A., Pecherskii G. G. Study and Development of Gel-like Formulations Based on Liquid Glass. *Russian Journal of Applied Chemistry*, 2009, vol. 82, no.12, pp. 2105–2112.
126. Galybin A. M., Sorokin A. Ya., Karimov V. G. *Rezultaty primeneniya silikata natriya dlya ogranicheniya vodopritoka na mestorozhdeniyakh Udmurtii* [The results of the use of sodium silicate to limit water in the fields of Udmurtia]. Moscow: Nedra Publ., 1988. 115 p.
127. Suleymanov A. B., Halilov B. M., Geokchaev T. B., Dashdiev R. A., Mageramova S.V. Sposob vremennoy izolyatsii prizaboynoy zony plasta [The method of temporary isolation of the bottomhole formation zone]. Patent RF, no. 1423726, 1988.
128. Kudina E. F., Pecherskii G. G. Geleobrazuyushchie sostavy dlya ogranicheniya vodopritoka v skvazhinu [Gel-forming compositions to limit the water flow into the well]. Patent RF, no. 2397195, 2010.
129. Ganeeva Z. M., Khisametdinov M. R., Rizvanov R. Z. Razvitie tekhnologii povysheniya nefteotdachi, osnovannykh na primeneni silikatnogo gelya, v OAO "Tatneft" [Development of enhanced oil recovery technologies based on the use of silicate gel in "TATNEFT"]. *Neftepromyslovoye delo* [Oil industry], 2013, no. 8, pp. 82–84.
130. Magadova L. A., Silin M. A., Gaevoi E. G. Sostav dlya izolyatsii plastovykh vod v vysokotemperaturnykh neftyanykh i gazovykh skvazhinakh [Composition for isolation of formation water in high-temperature oil and gas wells]. Patent RF, no. 2376337, 2009.
131. Starkova N. R., Antipov V. S., Rubinshtein O. I. Sostav dlya izolyatsii plastovykh vod [Composition for isolation of formation waters]. Patent RF, no. 2067157, 1996.
132. Brilliant L. S., Antipov V. S., Starkova N. R. Sostav dlya izolyatsii pritoka v skvazhinu [Composition for isolating the flow into the well]. Patent RF, no. 2081297, 1997.
133. Verderevskiy Yu. L., Zalaliev M. I., Golovko S. N., Arefev Yu. N. Sposob razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy [Method of developing oil fields]. Patent RF, no. 2127802, 1999.
134. Musin M. M., Muslimov R. H., Fomichev A. V., Ahmetzhanov R. H. Sposob razrabotki neftyanogo plasta [The way to develop oil reservoir]. Patent RF, no. 2070282, 1996.
135. Dobroskok B. E., Kubareva N. N. Sostav dlya regulirovaniya profilya priemistosti nagnetatel'nykh skvazhin [The composition for adjusting the profile of injection wells]. Patent RF, no. 2142558, 1999.
136. Abyzbaev I. I., Malishevskaya L. V. Primenenie tekhnologii povysheniya nefteotdachi na osnove kompozitsii osadkogeobrazuyushchikh rastvorov [Application of enhanced oil recovery technology based on a composition of precipitated-gel-forming solutions]. *Neftepromyslovoye delo* [Oil industry], 2005, no. 6, pp. 100–103.
137. Musabirov R. Kh., Dobroskok B. E. Sostav dlya izolyatsii vodopritoka v skvazhinu [Composition for isolating water in the well]. Patent RF, no. 2222689, 2003.
138. Kadyrov R. R., Zhirkeev A. S. Novye tekhnologii izolyatsii zon pogloshcheniy pri remonte skvazhin [New technologies for isolation of absorption zones during well repair]. *Neftepromyslovoye delo* [Oil industry], 2010, no. 12, pp. 113–115.
139. Nikitin M. N., Petukhov A. V. Geleobrazuyushchiy sostav na osnove silikata natriya dlya ogranicheniya vodopritoka v slozhnopostroennykh treshchinovykh kollektorakh [Gelling composition based on sodium silicate to limit the water in complex fractured reservoirs]. *Neftepromyslovoye delo* [Oilfield], 2011, no. 5, pp. 145–153.
140. Nikitin M. N., Petuhov A. V. Sposob vyravnivaniya profilya priemistosti nagnetatel'nykh skvazhin i ogranicheniya vodopritoka v dobyvayushchie skvazhiny [The method of leveling the profile of injectivity of injection wells and limiting water inflow into producing wells]. Patent RF, no. 2456439, 2012.
141. Firkovich T. F. *Sposoby izolyatsii vody v neftyanykh i gazovykh skvazhinakh. Obzor otechestvennykh i inostrannykh izobreteniy* [Ways to isolate water in oil and gas wells. Overview of domestic and foreign inventions]. Moscow: VNIOENG Publ., 1986. 116 p.
142. Kudina E. F., Smurugova E. V., Pecherskii G. G. O vliyani azotsoderzhashchikh reagentov na svoystva vodnykh rastvorov shchelochnykh silikatov [On the effect of nitrogen-containing reagents on the properties of aqueous solutions of alkali silicates]. *Materialy. Tekhnologii. Instrumenty* [Materials Technology. Instruments], 2007, no. 1, pp. 63–68.
143. Digns V. Yu., Magadova L. A., Efimov N. N. Issledovanie geleobrazuyushchikh kompozitsiy na osnove nanodispersnogo kremnezema dlya izolyatsii vodopritokov v dobyvayushchikh skvazhinakh [Study of gel-forming compositions based on nanodispersed silica for isolation of water inflows in producing wells]. *Materialy VIII Vserossiyskoy nauchno-prakticheskoy konferentsii "Neftepromyslovaya khimiya"* [Materials of the VIII All-Russian Scientific and Practical Conference "Oilfield Chemistry"]. Moscow, 2013, pp. 17–19.
144. Takhautdinov Sh. F., Muslimov R. S., Hisamov R. S. Sostav dlya povysheniya nefteotdachi plastov [Composition for enhanced oil recovery]. Patent RF, no. 2178068, 2002.
145. Vallejos C., Vaseguez T., Siachoque G., Laytisse I. The way downhole enrichment of heavy hydrocarbons. Patent US 6405799, no. 605074, 2002.
146. Bulatov A. I., Makarenko P. P., Budnikov V. F., Basarygin Yu. M. *Teoriya i praktika zakachivaniya skvazhin: v 5 t. T. 3.* [Theory and Practice of Injection. Vol. 3]. Moscow: Nedra Publ., 1998. 375 p.
147. Gospodarev D. A., Antuseva A. V., Mel'guy A. V., Makarevich A. V. Regulirovaniye zavodneniya strukturno-neodnorodnykh neftyanykh plastov s primeneniem polimernykh i silikatnykh geley [Regulation of flooding of structurally inhomogeneous oil reservoirs using polymeric and silicate gels]. *Inzhenernaya praktika* [Engineering practice], 2013, no. 8, pp. 106–108.
148. Bulgakov R. T., Gazizov A. Sh. *Ogranicheniye pritoka plastovykh vod v neftyanye skvazhiny* [Restriction of formation water inflow into oil wells]. Moscow: Nedra Publ., 1976. 174 p.
149. Starkovskiy A. V., Rogova T. S. Effektivnost' primeneniya silikatnogo gelya [The effectiveness of the use of silicate gel]. *Neftepromyslovoye delo* [Oil industry], 2004, no. 4, pp. 42–44.
150. Ayler R. K. *Khimiya kremnezema* [Silica chemistry]. Moscow:

- Mir Publ., 1982. 382 p.
151. Kleshchenko I. I. Geleobrazuyushchie sostavy na osnove silikata shchelochного metalla [Alkali metal silicate gel-forming compositions]. *Neftepromyslovoe delo* [Oilfield], 1997, no. 8–9, pp. 15–16.
 152. Poddubnyy Yu. A., Sazonova V. M., Sidorov I. A. Primenenie novykh vodoizoliruyushchikh materialov dlya ogranicheniya vodopritoka v neftyanye skvazhiny [The use of new water insulating materials to limit water inflow to oil wells]. *Neftepromyslovoe delo* [Oilfield], 1977, no. 5, pp. 63–69.
 153. Starkovskiy A. V., Starkovskiy V. A. Izolyatsiya pritoka vody v neftyanykh skvazhinakh shchelochnymi silikatnymi gelyami [Isolation of water flow in oil wells with alkaline silicate gels]. *Nefljanoe hozjajstvo* [Oil industry], 2008, no. 9, pp. 34–36.
 154. Devyatov V. V., Almaev R. Kh. Issledovanie effektivnosti primeneniya neftevytesnyayushchikh kompozitsiy na osnove silikata natriya [The study of the effectiveness of oil-displacing compositions based on sodium silicate]. *Neftepromyslovoe delo* [Oilfield], 1996, no. 3–4, pp. 31–33.
 155. Rogova T. S. Obosnovanie tekhnologii vyravnivaniya profilya priemistosti nagnetatel'nykh skvazhin na neftyanykh mestorozhdeniyakh kompozitsiyami na osnove shchelochnykh silikatno-polimernykh geley. Diss. kand. tekhn. nauk [The substantiation of the technology of leveling the injectivity profile of injection wells in oil fields with compositions based on alkaline silicate-polymer gels. Cand. tech. sci. diss.]. Moscow, 2007. 25 p.
 156. Baranov Yu. V., Malikov M. A., Nigmatullin I. G. O nekotorykh aspektakh povysheniya effektivnosti vodoizolyatsionnykh rabot [On some aspects of improving the efficiency of waterproofing works]. *Nefljanoe hozjajstvo* [Oil industry], 2000, no. 11, pp. 72–78.
 157. Pechersky G. G., Kudina H. F. Multifunctional Hybrid Organosilicate Materials Prepared by the Sol-Gel Method. *Glass Physics and Chemistry*, 2011, vol. 37, no. 6, pp. 583–589.
 158. Kudina E. F. Organosilikatnye materialy (obzor) [Organosilicate materials (review)]. *Materialy. Tekhnologii. Instrumenty* [Materials Technology. Instruments], 2013, vol. 18, no. 4, pp. 31–42.
 159. Antuseva A. V., Kudina E. F., Pecherskiy G. G. Geleobrazuyushchie materialy dlya povysheniya nefteotdachi plastov v usloviyakh vysokotemperaturnykh kollektorov [Gelling materials for enhanced oil recovery in high-temperature reservoir conditions]. *Nefljanik Poles'ja* [Oilman Polesia], 2018, no. 2 (34), pp. 68–75.
 160. Antuseva A. V., Gospodarev D. A. Opyt primeneniya silikatnykh geleobrazuyushchikh kompozitsiy dlya povysheniya nefteotdachi plastov na mestorozhdeniyakh RUP "Proizvodstvennoe ob"edinenie "Belorusneft" [Experience of using silicate gel-forming compositions for enhanced oil recovery in the fields of the Republican Unitary Enterprise "Production Association" Belorusneft]. *Materialy 6-oy Vserossiyskoy nauchno-prakticheskoy konferentsii "Dobycha, podgotovka, transport nefi i gaza"* [Materials of the 6th All-Russian Scientific and Practical Conference "Extraction, Preparation, Transport of Oil and Gas"]. Tomsk, 2013, pp. 12–14.
 161. Antuseva A. V., Pecherskiy G. G., Makarevich A. V. Neorganicheskie geleobrazuyushchie kompozitsii dlya povysheniya nefteotdachi nizkopronitsaemykh i vysokotemperaturnykh plastov mestorozhdeniy PO "Belorusneft" [Inorganic gel-forming compositions for enhanced oil recovery of low-permeability and high-temperature formations of the Belorusneft fields]. *Nefljanik Poles'ja* [Oilman Polesia], 2014, no. 2, pp. 20–30.
 162. Antuseva A. V., Kudina E. F., Pecherskiy G. G., Kuskil'dina Yu. R. Vliyanie mineralizatsii vody zatvoreniya na protsessy geleobrazovaniya neorganicheskogo polimera [The effect of mixing water salinity on the gelation processes of an inorganic polymer]. *Polimernye materialy i tekhnologii* [Polymer materials and technologies], 2017, no. 3, pp. 6–17.
 163. Sovershenstvovanie khimicheskikh sredstv i tekhnologiy uvelicheniya neftedobychi: otchet o NIR. BelNIPIneft' [Improvement of chemicals and technologies for increasing oil production: a report on research. Belarusian Research Institute of Petroleum]. Gomel, 2012, 271 p.

Поступила в редакцию 15.10.2018

© А. В. Антусёва, Е. Ф. Кудина, Л. В. Самусева, 2018