

## МЕТОДЫ ПРИГОТОВЛЕНИЯ И ТЕХНОЛОГИЯ ПРИМЕНЕНИЯ ТАМПОНИРУЮЩИХ МАТЕРИАЛОВ ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ ВОДОИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ НА НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ

### METHODS OF PREPARATION AND PLUGGING MATERIALS APPLICATION TECHNOLOGY WHEN WATERPROOFING WORKS ON OIL WELLS PERFORMING

**Р. Р. Кадыров**  
**Ramzis R. Kadyrov**

Уфимский государственный  
нефтяной технический  
университет,  
филиал, г. Октябрьский,  
Российская Федерация

Ufa State Petroleum Technological  
University, Branch, Oktyabrsky,  
Russian Federation

**В. В. Мухаметшин**  
**Vyacheslav V. Mukhametshin**

Уфимский государственный  
нефтяной технический  
университет,  
филиал, г. Октябрьский,  
Российская Федерация

Ufa State Petroleum Technological  
University, Branch, Oktyabrsky,  
Russian Federation

**И. Ф. Галиуллина**  
**Irida F. Galiullina**

Уфимский государственный  
нефтяной технический  
университет,  
филиал, г. Октябрьский,  
Российская Федерация

Ufa State Petroleum Technological  
University, Branch, Oktyabrsky,  
Russian Federation

Как известно, многие нефтяные скважины Волго-Уральского региона имеют высокую степень обводненности. По месторождениям ПАО «Татнефть» средняя обводненность составляет 70 %, а в определенных случаях достигает 98 %. Причин такой обводненности можно назвать множество, среди которых физический износ всей подземной части скважины, несоблюдение технологий и применение некачественных материалов при строительстве, нарушение правил эксплуатации. Создавшиеся в результате перетоки воды между водоносными и нефтяными горизонтами скважины приводят к высокой обводненности добываемой продукции и очень часто составляют основную долю в составе добываемой жидкости. Для ликвидации таких перетоков производятся гидроизоляционные работы по разобщению пластов, которые должны быть выполнены максимально качественно. Несмотря на большой ассортимент тампонирующих составов и многообразие технологий их применения, эффективность водоизоляционных работ во многих случаях остается низкой. Материалы, входящие в состав тампонирующих растворов, не всегда оказываются нужного качества, а технологии ведения работ, как правило, носят рекомендательный характер и требуют внесения поправок с учетом конкретных условий.

В статье авторами предлагается ряд новых материалов, структурообразователей и методов их закачивания, повышающих стойкость гидроизоляционного экрана к прорыву через него пластовых вод.

It is well known that many oil wells in the Volga-Ural Region have a high water cut degree. For the fields of PJSC TATNEFT, the average water cut is 70 %. Sometimes this value reaches 98 %! There are many reasons for this water cut level, including depreciation of the entire underground part of the well, non-compliance with technologies and the low-quality materials application in the well construction, operating rules violation. The resulting water flow between the aquifers and oil well horizons leads to a high water cut in the produced product and very often constitutes the greater amount in the produced fluid composition. To eliminate such crossflows, waterproofing works are carried out to separate the layers, which must be performed as efficiently as possible.

Despite the large plugging compounds assortment and the variety application technologies, the success of waterproofing works remains low in many cases. The materials composing the plugging solutions do not

#### Ключевые слова

высокомодульное жидкое стекло;  
силикат-глыба; тампонирующие  
материалы; гидроизоляция;  
водоизоляционные работы;  
полиакрилонитрил;  
гидролизированный  
полиакрилонитрил

#### Key words

high-modulus liquid glass;  
lump silicate; plugging materials;  
waterproofing; waterproofing works;  
polyacrylonitrile;  
hydrolyzed polyacrylonitrile

always turn out to be of the required quality, and the work technologies, as a rule, are of a recommendatory nature and require amendments taking into account specific conditions.

In this regard, a number of new materials, structure-forming agents and injection techniques have been proposed, which increase the waterproofing screen resistance to the formation waters breakthrough.

### **Введение**

На месторождениях Волго-Уральского региона, находящихся на поздней стадии разработки, большинство нефтяных скважин имеют высокую обводненность (80 % и более). Причин высокой обводненности может быть несколько, одна из которых – разрушение цементного камня за обсадной колонной и, как следствие, образование перетоков пластовой жидкости из водоносных горизонтов в нефтеносные. При проведении капитальных ремонтов таких скважин необходимо выполнить работы по гидроизоляции водоносных и нефтяных пластов. Однако в определенных случаях отсутствие качественных тампонирующих материалов и современных методик проведения работ, несоблюдение регламентов технологий приводят к снижению или полному отсутствию положительного конечного результата.

### **Организации производства тампонирующих материалов**

Одним из материалов, служащих основой для приготовления тампонажных растворов для создания гидроизолирующих экранов, является раствор силиката натрия (жидкое стекло).

Использование композиций на основе жидкого стекла с добавками фторидов щелочных металлов, соли алюминия, триглицерида уксусной кислоты и других ингредиентов позволяет получать тампонажный камень с высокими физико-механическими характеристиками [1, 2]. Исследования в этой области позволяют применять разработанные составы для ликвидации заколонных перетоков. Особо следует подчеркнуть перспективность силикатцементных композиций при ликвидации зон поглощений при бурении и доподъеме цементного кольца за колонной. Создание таких составов позволяет успешно ликвидировать зоны ухода цемента в любых горизонтах, но, что особенно важно, эти композиции незаменимы в поглощающих горизонтах с питьевой водой из-за экологической чистоты гидроизоляционного материала.

Основные предпосылки использования жидкого стекла в нефтедобыче заключаются в том, что раствор силиката натрия в воде

представляет собой коллоидную систему, по свойствам занимающую промежуточное положение между гидрофильными и гидрофобными коллоидами, с относительно низкой вязкостью. Растворы силиката натрия способны образовывать гели в системе «кремнезоль — пластовые воды», время образования которых регулируется.

Однако эти растворы обладают ограниченной устойчивостью, срок годности жидкого стекла ограничен, и со временем эти растворы расслаиваются с выделением кремниевой кислоты. Более того, 70 % от объема перевозимого продукта составляет вода. Значительно дешевле производить закупку исходного сырья — силикат-глыбу, которое хранится значительно дольше и может быть использовано в любое время по мере необходимости для приготовления жидкого стекла. Кроме того, технико-экономическая оценка несложных производств, каковым является производство жидкого стекла, показывает, что они экономичны и рентабельны.

На производственной базе при ООО «Татнефть» Лениногорск «РЕМСервис» запущено опытное производство жидкого стекла. Опыт его эксплуатации показал, что можно обойтись без дополнительных складских помещений, емкостей для хранения и отказаться от услуг посредников.

Другим перспективным полуфабрикатом для производства водоизоляционных материалов является полиакрилонитрил, широко используемый в текстильной промышленности и получаемый из отходов производства полиакрилонитрила. Данные отходы при невысокой температуре в присутствии щелочи преобразуются в гидролизированный полиакрилонитрил (гипан), являющийся эффективным водоизоляционным материалом. Гипан широко используют в качестве реагента изоляции. Он может проявлять свои изолирующие свойства без специального отвердителя или осадителя. Гипан хорошо растворим в пресной воде, он образует закупоривающую массу под действием электролитов, входящих в состав пластовой минерализованной воды. Ранее гипан завозился из Дзержинского ОАО «Оргстекло». Закупка этого материала и

его транспортирование на места применения значительно повышало себестоимость ремонтных работ. В ООО «Татнефть» Азнакаевск «РЕМСервис» были разработаны технические условия на получаемый гипан и регламент на его производство. Для этого в лабораторных условиях были подобраны режимы «варки» отходов полиакрилонитрильного волокна при определенном содержании каустической соды и воды в реакционной среде. Такая организация производства позволила существенно снизить стоимость проведения водно-изоляционных работ с применением гипана.

#### **Методы проведения гидроизоляционных работ**

Исходя из промышленного опыта производителей нефтедобывающих предприятий ПАО «Татнефть» и исследований института «ТатНИПИнефть» предлагаются следующие методы, позволяющие преодолеть негативные факторы [3–5], связанные с условиями хранения и процессами перемешивания тампонирующих материалов с пластовыми флюидами при доставке их в пласт:

— порционный способ закачивания тампонирующих материалов и структурообразователя;

— технические приемы ввода структурообразователя и регулирование сроков структурирования тампонирующего материала в процессе его доставки в зону изоляции;

— использование тампонирующих материалов, взаимодействующих с каркасом породы;

— коллоидно-химические приемы регулирования сроков структурирования тампонирующих материалов;

— гомогенизация структурообразователя в тампонирующем материале при доставке его в зону изоляции;

— химические методы разрушения гидроизоляционного экрана и цементных мостов;

— ликвидация заколонной циркуляции методом отключения пласта-обводнителя протяженным экраном.

Рассмотрим каждый метод в отдельности.

#### *Порционный способ закачивания тампонирующих материалов и структурообразователя*

Как известно, перемешивание реагентов в порах пласта обусловлено соотношением вязкостей вытесняемой ( $\eta_1$ ) и вытесняющей ( $\eta_2$ ) жидкостей. Чем больше соотношение

$\eta_0 = \eta_2/\eta_1$ , тем меньше коэффициент вытеснения Квйт, тем лучше перемешивание [4]. При последовательном закачивании системы «тампонирующий материал — структурообразователь» водоизолирующий эффект выше при предварительном закачивании более вязкого реагента или при чередовании порций системы «тампонирующий материал — структурообразователь». Эти положения подтверждены нами на примере модельных и промышленных испытаний при использовании гидролизованного полиакрилонитрила и его структурообразователя — алюмохлорида [5].

#### *Технические приемы ввода структурообразователя и регулирование сроков структурирования тампонирующего материала в процессе его доставки в зону изоляции*

Для снижения размыва изоляционного экрана в пластовых условиях целесообразно применение быстросхватывающихся тампонажных составов, однако при приготовлении быстросхватывающегося состава на дневной поверхности существует опасность преждевременной потери его способности к прокачиванию. Для увеличения устойчивости изолирующего барьера к воздействию пластовых вод предложены способы последовательной и непрерывной закачки водоизолирующего состава [6], разделительной жидкости и закрепляющего состава. Разделительная жидкость при этом проявляет одновременно свойства отвердителя водоизолирующего состава и ускорителя отверждения закрепляющего состава, причем до и после разделительной жидкости дополнительно осуществляют закачку буфера из инертного материала. Этот приём позволяет предотвратить размыв пластовой водой водоизолирующего состава и закрепляющего состава. Например, для пар «кремний-органическое соединение — цементная суспензия» и «карбамидоформальдегидная смола — цементная суспензия» разделительной жидкостью, проявляющей одновременно свойства отвердителя и ускорителя, является водный раствор хлористого алюминия. Работу проводят в следующей последовательности. Предварительно готовят полимерный состав со сроком отверждения, обеспечивающим безопасность закачки в скважину. Необходимый объем полимерного состава и цементной суспензии для ВИР определяют опытным путем исходя из условий разработки и особенностей геологического строения продуктивных пла-

стов. В скважину закачивают выбранный объем полимерного состава, буфер из 0,2 м<sup>3</sup> пресной воды, затем разделительную жидкость в объеме, равном половине объема полимерного состава. В порах пласта при смешивании полимерного состава с дополнительным количеством отвердителя происходит его быстрое отверждение. Затем закачивают буфер из 0,2 м<sup>3</sup> пресной воды и расчетное количество цементной суспензии. Подушка пресной воды необходима лишь для предотвращения смешивания компонентов в заливочных трубах.

Другой метод снижения риска возникновения аварийной ситуации в процессе водоизоляционных работ (ВИР) с одновременным повышением эффективности изоляции зон водопритока может быть достигнут при приготовлении тампонажного состава в интервале изоляции [7]. Сущность способа заключается в последовательном закачивании структурирующего реагента, подушки из буферной жидкости, структурообразователя, расчетного объема продавочной жидкости. Объем продавочной жидкости выбирается из условия уравнивания структурообразователя и буферной жидкости в насосно-компрессорных трубах (НКТ) со структурирующимся реагентом и буферной жидкостью в кольцевом пространстве между НКТ и эксплуатационной колонной. Затем приподнимают НКТ на высоту, достаточную для полного выхода в эксплуатационную колонну буферной жидкости и второй порции инициатора структурирования. При подъеме НКТ происходит равномерное смешивание структурообразователя со структурирующимся реагентом в эксплуатационной колонне. Данный способ был использован при проведении водоизоляционных работ на добывающей скважине № 16338 НГДУ «Альметьевнефть». Показатели работы скважины до мероприятия следующие: дебит жидкости — 15,0 м<sup>3</sup>/сут; дебит нефти — 1,34 м<sup>3</sup>/сут; обводненность продукции — 90 %.

В скважину спустили НКТ с воронкой на глубину 1000 м. Заполнили скважину и определили приемистость. Приготовили 1,0 м<sup>3</sup> 4 %-го раствора соляной кислоты с удельным весом 1020 кг/м<sup>3</sup> в кислотовозе Азинмаш-30А, добавив 0,8 м<sup>3</sup> пресной воды, 0,2 м<sup>3</sup> кислоты товарной концентрации 24 % с удельным весом 1120 кг/м<sup>3</sup>. При открытой затрубной задвижке закачали в НКТ последовательно 3,0 м<sup>3</sup> продукта 119-296 Т; 0,4 м<sup>3</sup> пресной воды, 1,0 м<sup>3</sup> приготовленного раствора соля-

ной кислоты, затем 1,9 м<sup>3</sup> минерализованной воды. Приподняли НКТ до глубины 615 м с доливом скважины минерализованной водой. При доподъеме НКТ соляная кислота равномерно распределяется в продукте 119–296 Т.

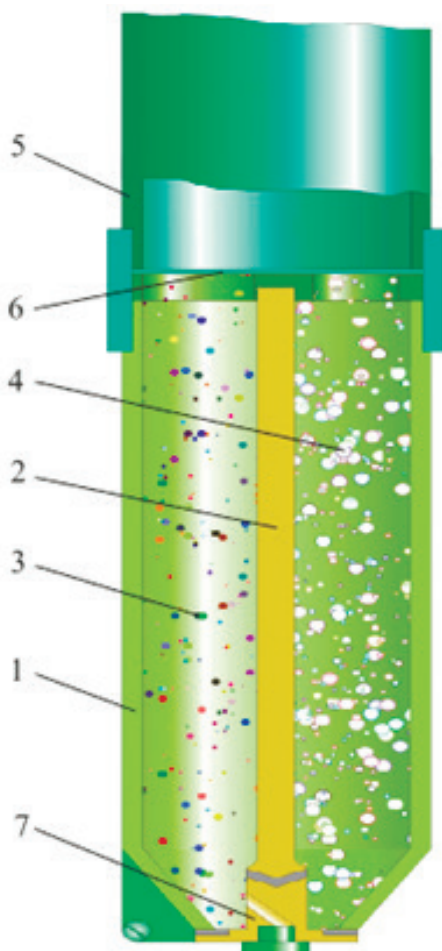
Далее при закрытой затрубной задвижке продавили в НКТ 5,4 м<sup>3</sup> минерализованной воды. Конечная приемистость составила 320 м<sup>3</sup>/сут на 3-й скорости цементировочного агрегата ЦА-320М при давлении закачки 5,0 МПа. Произвели срезку до чистой воды закачкой по межтрубью минерализованной воды, закрыли скважину на время ожидания отверждения смеси на 24 ч. После освоения скважина начала работать с дебитом нефти 6,5 м<sup>3</sup>/сут и обводненностью продукции 78 %. Суммарная дополнительная добыча нефти на скважине № 16338 составила 831 т. Это свидетельствует об эффективности разработанного способа приготовления и закачивания быстросхватывающегося тампонажного состава и целесообразности его дальнейшего применения.

Для доставки и приготовления однородного тампонажного состава непосредственно в стволе скважины в интервале ремонтно-изоляционных работ разработано устройство, приведенное на рисунке 1 [8]. Сроки схватывания тампонажного состава регулируются изменением концентрации инициатора структурообразования, заполняемого в изолированную камеру устройства и скоростью его истечения из камеры. Конструкция устройства позволяет готовить и использовать тампонажные составы с коротким сроком отверждения.

Устройство для доставки тампонажного состава состоит из корпуса 1, разделенного на камеры 3 и 4 перегородкой 2. Между корпусом 1 и патрубком 5 устанавливается разрушаемая диафрагма 6. В нижней части корпуса имеется откидной запорный узел 7. При сборке устройства на поверхности камера 3 заполняется структурообразователем тампонажного состава, а камера 4 — инициатором структурообразования. После доставки устройства в интервал ВИР в насосно-компрессорных трубах создается давление путем закачивания продавочной жидкости.

При достижении определенного давления диафрагма 6 разрушается, запорный узел 7 открывается. При открытии запорного узла компоненты, находящиеся в камерах, вытекают и происходит их смешение, затем тампонажный состав, получаемый после перемешивания, продавливается в изолируемый интервал.





1 — корпус; 2 — перегородка; 3, 4 — камеры;  
5 — патрубок; 6 — диафрагма;  
7 — запорный узел

**Рисунок 1.** Устройство для доставки и приготовления однородного тампонажного состава

*Использование тампонирующих материалов, взаимодействующих с каркасом породы*

Как правило, тампонирующее всех гидроизолирующих материалов основано на взаимодействии тампонирующего материала с введенным извне структурообразователем. Поэтому был предложен ряд материалов, которые образуют гидроизолирующий экран при взаимодействии с составляющими каркаса породы. Так, например, 2–7 %-ые водные растворы алюмохлорида, взаимодействуя с карбонатной породой, дают алюмокарбонатный гель, который формирует в порово-трещиноватых коллекторах более однородный гидроизолирующий экран, по сравнению с другими тампонирующими материалами, формирующими гидроизолирующий экран по другому механизму [9].

Опытно-промысловые работы, проведенные с разбавленными растворами алюмохлорида на

301–303 залежах НГДУ «Лениногорскнефть», позволили получить с одной скважины среднюю дополнительную добычу нефти  $\Delta Q = 535 \text{ м}^3/\text{сут}$  за эффективный период работы по пяти скважинам при успешности 80 %.

Другим примером формирования качественного гидроизолирующего экрана является модифицирование поверхности кварцевого песка [10]. Перед закачкой гипана водоносную часть пласта предлагается обрабатывать разбавленным пресной водой в соотношении 1 : 1 раствором соляной кислоты и гипаном. При этом у кварцсодержащей породы происходит перезарядка поверхности и приобретение положительного заряда. Последующая закачка разбавленного раствора гипана, проявляющего полиэлектролитные свойства, приводит к взаимодействию отрицательно заряженных анионных групп макромолекулы гипана с положительно заряженными катионами поверхности породы за счет электростатического притяжения. На поверхности породы образуется слой макромолекул гипана, закрепленных ионными силами, на который наслаиваются следующие слои гипана, и формируется качественный гидроизолирующий экран.

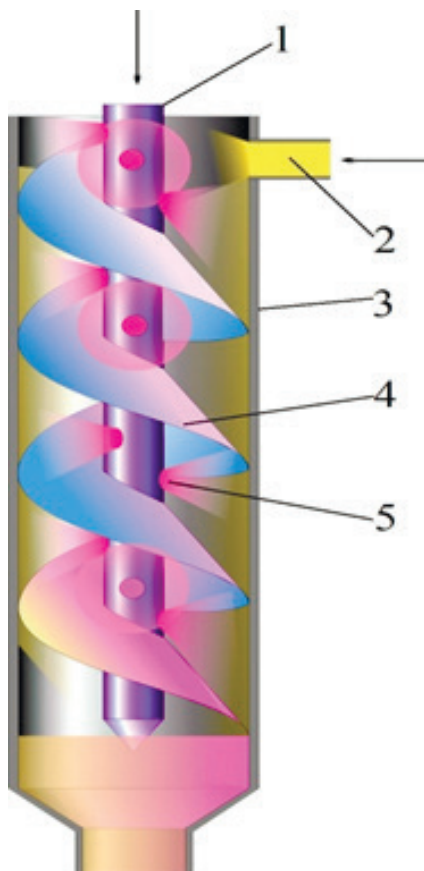
*Коллоидно-химические приемы регулирования сроков структурирования тампонирующих материалов*

Классический пример использования приема регулирования сроков структурирования тампонирующих материалов можно проиллюстрировать на примере нефцецементного раствора. Готовится нефцецементный раствор, который без всяких осложнений закачивается в зону изоляции, где он контактирует с пластовой водой, и вследствие того, что частицы цемента имеют гидрофильную природу, вода оттесняет нефть от цемента, и начинается активный процесс гидратации цемента, сопровождающийся его отверждением. Аналогичный процесс происходит при обработке пласта нефте-соляно-кислотной эмульсией. При фильтрации нефтекислотной эмульсии в пласт происходит постепенное разрушение эмульсии с выделением свободной кислоты. Этот метод позволяет проводить глубокие кислотные обработки.

*Гомогенизация структурообразователя в тампонирующем материале при доставке его в зону изоляции*

Наиболее простой и часто применяемый способ приготовления тампонажных составов

заключается в перемешивании компонентов состава в процессе прокачивания через тройник с применением жидкостного смесителя ТатНИПИнефть, показанного на рисунке 2.



1, 2 — патрубки; 3 — трубопровод;  
4 — перегородка; 5 — перфорационные  
отверстия

**Рисунок 2.** Жидкостный смеситель  
ТатНИПИнефть

Жидкостный смеситель обеспечивает интенсивное перемешивание жидкостей, расходы которых отличаются в два и более раз при изменяющемся противодавлении на выходе перемешивающего устройства [11]. Смеситель (рисунок 2) включает подводящий патрубок 1 для жидкости с меньшим расходом, подводящий патрубок 2 для подачи основной перемешиваемой жидкости и трубопровода 3 с установленной в нем перегородкой 4. Перегородка 4 трубопровода 3 выполнена в виде ленты, закрепленной на перфорированном подводящем патрубке 1, с образованием спирального канала

#### СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Акатьева Л.В., Холькин А.И. Научные основы процессов переработки сырья для получения силикатов кальция и композиционных материалов // Химическая технология. 2018. Т. 19. № 13. С. 628–635. DOI: 10.31044/1684-5811-2018-19-13-628-635.

трапецеидальной формы. Перфорационные отверстия 5 на поверхности патрубка 1 расположены по винтовой линии, причем суммарная площадь отверстий равна или больше площади сечения самого патрубка 1.

Суть работы жидкостного смесителя заключается в том, что жидкость с меньшим расходом подают в перфорированный по всей длине патрубок, откуда она тонкими струйками поступает перпендикулярно потоку основной перемешиваемой жидкости. Основной поток жидкости проходит по спиральному каналу, образованному ленточной перегородкой, навитой на перфорированный патрубок, т.е. прямолинейное движение основной жидкости преобразуется во вращательное движение по спирали, что обуславливает интенсивное перемешивание.

#### *Химические приемы разрушения гидроизоляционного экрана и цементных мостов*

В случае одновременной изоляции водоносного и продуктивного пластов необходимо удалять гидроизоляционный экран из нефтеносной части пласта. При этом во многих случаях вторичное вскрытие пласта перфорацией не дает желаемого результата. Поэтому перспективным направлением является создание легкоудаляемого гидроизоляционного экрана. Так, например, введение мела в составы на основе кремнийорганического материала или цемента позволяет создавать легкоудаляемые гидроизоляционные экраны и отсекающие мосты с прочностью, не уступающей цементным. Для их последующего разрушения используются 5–10 %-ые водные растворы соляной кислоты без проведения работ по перестрелу или разбуриванию [12, 13].

#### **Выводы**

Таким образом, совершенствование состава водоизолирующих материалов и методов их закачивания, приготовления и формирования гидроизоляционных экранов в пласте, базирующихся на вышеизложенных технологических принципах, является актуальным вопросом для проведения дальнейших исследований с целью повышения эффективности ремонтно-изоляционных работ.

2. Patent 4901797 USA. Method for Plugging Subterranean Formations with Siliceous Gels / L.E. Summers, K. Tex, J.D. Allison. 1991.

3. Газизов А.Ш., Юсупов И.Г., Калашников Б.М. Временная инструкция по применению гидролизованного полиакрилонитрила (гипана) для изоляции пласто-

вых вод в нефтяных скважинах. Бугульма: ТатНИПИнефть, 1973. 43 с.

4. Забродин П.И., Раковский Н.А., Розенберг М.Д. Вытеснение нефти из пласта растворителями. М.: Недра, 1968. 224 с.

5. Кадыров Р.Р. Взаимодействие сополимеров акриловых кислот в пористой среде с электролитами при изоляции вод нефтяных скважинах: дис. ... канд. техн. наук. Казань: КХТИ им. С.М. Кирова, 1986. 160 с.

6. Пат. 2237797 РФ, МПК Е 21 В 33/138. Способ изоляции зон водопритока в скважине / Ф.Н. Маннанов, Е.Л. Михайлов, Р.Р. Кадыров, М.Х. Салимов, А.К. Сахапова. 2003101462/03, Заявлено 20.01.2003; Оpubл. 10.10.2004. Бюл. 28.

7. Пат. 2239048 РФ, МПК Е 21 В 33/13. Способ изоляции зон водопритока в скважине / Р.А. Хамитов, И.Н. Файзуллин, Р.Р. Кадыров, И.Г. Юсупов, А.Н. Правдюк, В.А. Андреев, А.С. Жиркеев. 2003108492/03, Заявлено 26.03.2003; Оpubл. 27.10.2004. Бюл. 30.

8. Пат. 47424 РФ, МПК Е 21 В 27/02. Устройство для доставки тампонажного состава в зону ремонтно-изоляционных работ / Р.Г. Ханнанов, Р.Р. Кадыров, В.А. Андреев, А.С. Жиркеев, Р.Ф. Галиев, Е.Л. Михайлов, И.В. Бакалов. 20031340951/03, Заявлено 24.11.2003; Оpubл. 27.08.2005. Бюл. 24.

9. Пат. 1710698 РФ, МПК Е 21 В 33/13. Способ изоляции вод в карбонатных или карбонизированных пластах / Р.Р. Кадыров, Г.А. Орлов, Р.Г. Габдуллин, П.Я. Васильев. 89 4668179, Заявлено 28.03.1989; Оpubл. 07.02.1992. Бюл. 5.

10. Пат. 2186941 РФ, МПК Е 21 В 33/138. Способ изоляции водопритока в нефтяной скважине / Р.Ф. Латыпов, Ф.Н. Маннанов, Р.Р. Кадыров, Б.М. Калашников, М.Х. Салимов. 2001109780/03, Заявлено 11.04.2001; Оpubл. 10.08.2002. Бюл. 22.

11. Пат. 2230882 РФ, МПК Е 21 В 33/13. Жидкостной смеситель / С.А. Яковлев, Х.З. Кашапов, Р.Р. Кадыров, В.А. Андреев, М.Х. Салимов. 2002122438/03, Заявлено 19.08.2002; Оpubл. 20.06.2004. Бюл. 17.

12. А.С. 1615339 СССР, МПК Е 21 В 43/11. Способ вскрытия продуктивного пласта / Ш.К. Шаяхметов, Р.Р. Кадыров, В.Ф. Галиакберов, Р.Х. Санников, И.Х. Бикбулатов, Р.С. Шайхутдинов. 4329325, Заявлено 17.11.1987; Оpubл. 23.12.1990. Бюл. 47.

13. Пат. 2089717 РФ, МПК Е 21 В 33/138. Тампонажный пеноцементный состав для тампонажного пакера или моста / Р.Р. Кадыров, Р.И. Фархутдинов, Е.П. Жеребцов, М.Х. Салимов, Б.М. Калашников, С.С. Латыпов. 95 95106560, Заявлено 24.04.1995; Оpubл. 10.09.1997. Бюл. 25.

## REFERENCES

1. Akateva L.V., Kholkin A.I. Nauchnye osnovy protsessov pererabotki syr'ya dlya polucheniya silikatov kal'tsiya i kompozitsionnykh materialov [Scientific Foundations of Processes of Feedstock Processing for Production of Calcium Silicates and Composition Materials]. *Khimicheskaya tekhnologiya — Chemical Technology*, 2018, Vol. 19, No. 13, pp. 628–635. DOI: 10.31044/1684-5811-2018-19-13-628-635. [in Russian].

2. Summers L.E., Tekh K., Allison J.D. *Method for Plugging Subterranean Formations with Siliceous Gels*. Patent USA, No. 4901797, 1991.

3. Gazizov A.Sh., Yusupov I.G., Kalashnikov B.M. *Vremennaya instruktsiya po primeneniyu gidrolizovannogo poliakrilonitrila (gipana) dlya izolyatsii plastovykh vod v neftyanykh skvazhinakh* [Temporary Instruction on the Use of Hydrolyzed Polyacrylonitrile (Hypane) for Isolation of Formation Waters in Oil Wells]. Bugulma, TatNIPIneft' Publ., 1973. 43 p. [in Russian].

4. Zabrodin P.I., Rakovskii N.A., Rozenberg M.D. *Vytessenie nefti iz plasta rastvoritelyami* [Displacement of Oil from the Reservoir by Solvents]. Moscow, Nedra Publ., 1968. 224 p. [in Russian].

5. Kadyrov R.R. *Vzaimodeistvie sopolimerov akrilovykh kislot v poristoi srede s elektrolitami pri izolyatsii vod neftyanykh skvazhinakh: dis. kand. tekhn. nauk* [Interaction of Copolymers of Acrylic Acids in a Porous Medium with Electrolytes During Isolation of Water from Oil Wells: Cand. Engin. Sci. Diss.]. Kazan, KKhTI im. S.M. Kirova Publ., 1986. 160 p. [in Russian].

6. Mannanov F.N., Mikhailov E.L., Kadyrov P.P., Salimov M.Kh., Sakhapova A.K. *Sposob izolyatsii zon vodopritoka v skvazhine* [Method for Isolating Water Inflow Zones in a Well]. Patent RF, No. 2237797, 2003. [in Russian].

7. Khamitov R.A., Faizullin I.N., Kadyrov P.P., Yusupov I.G., Pravdyuk A.N., Andreev V.A., Zhirkeev A.S. *Sposob izolyatsii zon vodopritoka v skvazhine* [Method for Isolating Water Inflow Zones in a Well]. Patent RF, No. 2239048, 2004. [in Russian].

8. Khannanov R.G., Kadyrov R.R., Andreev V.A., Zhirkeev A.S., Galiev R.F., Mikhailov E.L., Bakalov I.V. *Ustroistvo dlya dostavki tamponazhnogo sostava v zonu remontno-izolyatsionnykh rabot* [Device for Delivery of Cement Slurry to the Zone of Repair and Insulation Works]. Patent RF, No. 47424, 2003. [in Russian].

9. Kadyrov R.R., Orlov G.A., Gabdullin R.G., Vasilev P.Ya. *Sposob izolyatsii vod v karbonatnykh ili karbonizirovannykh plastakh* [Method for Isolating Waters in Carbonate or Carbonized Formations]. Patent RF, No. 1710698, 1992. [in Russian].

10. Latypov R.F., Mannanov F.N., Kadyrov R.R., Kalashnikov B.M., Salimov M.Kh. *Sposob izolyatsii vodopritoka v neftyanoi skvazhine* [Method for Isolating Water Inflow in an Oil Well]. Patent RF, No. 2186941, 2002. [in Russian].

11. Yakovlev S.A., Khashapov Kh.Z., Kadyrov R.R., Andreev V.A., Salimov M.Kh. *Zhidkostnoi smesitel'* [Liquid Mixer]. Patent RF, No. 2230882, 2004. [in Russian].

12. Shayakhmetov Sh.K., Kadyrov R.R., Galiakberov V.F., Sannikov R.Kh., Bikbulatov I.Kh., Shaikhutdinov R.S. *Sposob vskrytiya produktivnogo plasta* [Method of Opening a Productive Formation]. Author's Certificate USSR, No. 1615339, 1990. [in Russian].

13. Kadyrov P.P., Farkhutdinov R.I., Zherebtsov E.P., Salimov M.Kh., Kalashnikov B.M., Latypov S.S. *Tamponazhnyi penoementnyi sostav dlya tamponazhnogo pakera ili mosta* [Grouting Foam Cement for Grouting Packer or Bridge]. Patent RF, No. 2089717, 1997. [in Russian].

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ  
ABOUT THE AUTHORS

**Рамзис Рахимович Кадыров**, д-р техн. наук, профессор кафедры «Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений», УГНТУ, филиал, г. Октябрьский, Российская Федерация

**Ramzis R. Kadyrov**, Doctor of Engineering Sciences, Professor of Oil and Gas Field Exploration and Development Department, USPTU, Branch, Oktyabrsky, Russian Federation

e-mail: ramzis.k@mail.ru

**Вячеслав Вячеславович Мухаметшин**, д-р техн. наук, профессор кафедры «Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений», УГНТУ, филиал, г. Октябрьский, Российская Федерация

**Vyacheslav V. Mukhametshin**, Doctor of Engineering Sciences, Professor of Oil and Gas Field Exploration and Development Department, USPTU, Branch, Oktyabrsky, Russian Federation

e-mail: vv@of.ugntu.ru

**Ирида Фларитовна Галиуллина**, преподаватель кафедры «Механика и технология машиностроения», УГНТУ, филиал, г. Октябрьский, Российская Федерация

**Irida F. Galiullina**, Lecturer of Mechanics and Machine Building Technology Department, USPTU, Branch, Oktyabrsky, Russian Federation

e-mail: Irida2017@mail.ru