

УДК 622.245, 622.276  
DOI: 10.18799/24131830/2023/12/4201  
Шифр специальности ВАК: 2.8.2, 2.8.4

## Гелеобразующий состав для повышения эффективности проведения водоизоляционных работ в скважинах с горизонтальным окончанием

Ю.С. Минченко<sup>1✉</sup>, О.Н. Шемелина<sup>2</sup>, М. Хадид<sup>3</sup>

<sup>1</sup> Северо-Кавказский федеральный университет, Россия, г. Ставрополь

<sup>2</sup> Тюменский индустриальный университет, Россия, г. Тюмень

<sup>3</sup> Университет Аль-Баас, Сирийская Арабская Республика, г. Дамаск

✉ minchenko.yuliya@inbox.ru

### Аннотация

**Актуальность.** Применение скважин с горизонтальным окончанием является одним из эффективных методов разработки большинства месторождений Западной Сибири. Однако, несмотря на то, что на начальном этапе их эксплуатации достигаются высокие дебиты углеводородов, в дальнейшем возникают осложнения, связанные с формированием локальных прорывов воды в горизонтальный участок скважины. Повысить эффективность проведения водоизоляционных работ позволяет применение гелеобразных систем для изоляции водопритока в условиях резкого увеличения обводнения скважины с субгоризонтальным окончанием ствола. **Цель:** обосновать применение гелеобразующего состава для повышения эффективности проведения водоизоляционных работ в скважинах с горизонтальным окончанием. **Объект:** гелеобразующий состав для изоляции водопритока в скважинах с горизонтальным окончанием в коллекторах со слоистой неоднородностью пласта. **Методы:** проведение лабораторных и стендовых исследований гелеобразующего состава для изоляции водопритока в скважинах с различной проницаемостью коллектора путем его модификации с помощью функциональных добавок и дальнейшей адаптации его применения к различным горно-геологическим условиям скважины; технология закачки гелеобразующих составов с различной вязкостью в скважинах с горизонтальным окончанием в коллекторах со слоистой неоднородностью пласта. **Результаты.** Рассмотрены теоретические аспекты образования гидрофобного слоя на поверхности обводненного коллектора в результате воздействия гидрофобизирующего состава при его поступлении в пласт, а также механизм формирования водоизоляционного экрана при закачке гелеобразующего состава; сформулированы основные требования, предъявляемые к гелеобразующему составу, разработана рецептура гелеобразующего состава с различным временем гелеобразования. В результате закачки состава формируется водоизоляционный экран, способный выдержать значительное давление потока воды. Давление прорыва по воде варьируется и зависит от начальной проницаемости: с увеличением проницаемости по газу давление прорыва по воде уменьшается.

**Ключевые слова:** изоляция водопритока, водоизоляционный состав, проницаемость пласта, степень водоизоляции, условная вязкость, коллектор, инертный наполнитель.

**Для цитирования:** Минченко Ю.С., Шемелина О.Н., Махмуд Х. Гелеобразующий состав для повышения эффективности проведения водоизоляционных работ в скважинах с горизонтальным окончанием // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334. – № 12. – С. 180–188. DOI: 10.18799/24131830/2023/12/4201

---

UDC 622.245, 622.276

DOI: 10.18799/24131830/2023/12/4201

## Gel-forming composition to increase the efficiency of water isolation in horizontal wells

Yu.S. Minchenko<sup>1✉</sup>, O.N. Shemelina<sup>2</sup>, M. Hadid<sup>3</sup>

<sup>1</sup> North Caucasus Federal University, Stavropol, Russian Federation

<sup>2</sup> Tyumen Industrial University, Tyumen, Russian Federation

<sup>3</sup> Al-Baath University, Damascus, Syrian Arab Republic

✉ minchenko.yuliya@inbox.ru

### Abstract

**Relevance.** The need to develop new technical and technological solutions to improve the efficiency of water isolation in wells with horizontal termination in reservoirs with layered heterogeneity of the formation. **Aim.** To identify and propose a promising gel-forming composition for conducting water isolation in wells with horizontal termination in reservoirs with layered heterogeneity of the formation. **Object.** A well with a horizontal termination in reservoirs with layered heterogeneity of the formation. **Methods.** Laboratory and bench studies of the gel-forming composition for isolating water inflow in wells with different reservoir permeability by modifying it with functional additives and further adapting its application to various mining and geological conditions of the well; technology of injection of compositions with different viscosity in wells with horizontal termination in reservoirs with layered heterogeneity of the formation. **Results.** The paper considers the theoretical aspects of a hydrophobic layer formation on a watered reservoir surface effected by a hydrophobic composition, when it enters the reservoir. The paper introduces the mechanism of a water-insulating screen formation during injection of a gel-forming composition. The authors have defined the basic requirements for the gel-forming composition. They developed the formulation of the gel-forming composition with a different gelation time from 1 to 8 hours. Due to the composition injection, a water insulation screen is formed that can withstand significant water flow pressure. The water breakthrough pressure varies and depends on the initial permeability: with an increase in gas permeability from 0.1 to 1 mm<sup>2</sup> of the breakthrough pressure it decreases by water and ranges from 4.5 to 11.5 MPa/m.

**Keywords:** water inflow isolation, water insulation composition, reservoir permeability, water insulation degree, conditional viscosity, collector, inert filler.

**For citation:** Minchenko Yu.S., Shemelina O.N., Mahmoud H. Gel-forming composition to increase the efficiency of water isolation in horizontal wells. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2023, vol. 334, no. 12, pp. 180–188. DOI: 10.18799/24131830/2023/12/4201

### Введение

Большинство эксплуатируемых месторождений находятся на поздней стадии разработки, этот этап сопровождается тенденцией роста обводненности добываемой продукции. Процент обводненности продукции растет с каждым днем и приводит к выводу скважин из эксплуатации, однако в этих условиях коллекторы большинства месторождений обладают достаточным количеством извлекаемых запасов углеводородов. Для безводной добычи остаточного углеводородного ресурса применяют различные способы и составы для ограничения и изоляции водопритока [1–3]. Несмотря на разнообразие применяемых составов и технологий, эффективность работ по изоляции водопритока не всегда дает положительный результат и может быть увеличена при определении наиболее оптимальных условий применения водоизолирующих технологий.

Для оценки соответствия изоляционного материала конкретным условиям применения необходимо учитывать следующие факторы: геологические характеристики (тип и структура коллектора, проницаемость призабойной зоны пласта, пластовое давление, минерализация пластовых вод); параметры жидкости (вязкость, плотность, динамическое и статическое напряжение сдвига, время отверждения); технологические (давление и режим закачки) [4–6].

Проблема мгновенного отверждения гелеобразующего состава может быть решена путем регулирования физико-химических процессов, происходящих в процессе формирования гелеобразной структуры, прочность и время образования которой обусловлена не только концентрацией и типом входящих компонентов, но и областью pH в процессе гелеобразования.

Выбор реагентов для обеспечения качественных показателей (параметров), предъявленных к составу, осуществлялся с учетом выполняемой функции каждого компонента. Реагенты можно условно отнести к следующим группам:

- реагенты для создания структуры геля (гелеобразующее вещество);
- регуляторы гелеобразования (гелеобразователь);
- добавки для повышения механических свойств полимерного состава и увеличения его адгезии к породам, слагающим продуктивный пласт [7–9].

Проницаемость изолируемой зоны пласта является определяющим фактором при подборе технологии проведения ремонтно-изоляционных работ, так как одним из основных условий создания единого, целостного и прочного водоизоляционного экрана является беспрепятственная доставка в изолируемую зону всего объема технологической жидкости. Особую сложность проведения работ по изоляции водопритока вызывает применение водоизоляционных материалов в зонах с различной проницаемостью. Так, в низкопроницаемых породах с поровым пространством и в породах с выраженной кавернозностью и высокой дренированностью необходимо применение водоизоляционных составов с различными свойствами. Исходя из этих обстоятельств, вопрос модернизации и дальнейшего развития технологий изоляции водопритока в скважинах с различной проницаемостью пород с целью максимальной адаптации применения водоизоляционных составов к горно-геологическим условиям скважин является актуальным и требует принятия конкретных технологических решений.

Анализ эффективности водоизоляционных работ с применением различных водоизолирующих составов позволяет говорить, что для коллекторов с пористой структурой пласта с различным размером поровых каналов наиболее эффективным решением будет применение низковязких легкофильтрующихся через пористую среду технологических жидкостей [10–12]. А для высокопроницаемых кавернозных коллекторов с целью изоляции крупных каверн, где необходимо заполнить пустотное пространство и исключить «проскок» низковязкой жидкости, приемлемым решением может стать использование высоковязких жидкостей.

Для изоляции водопритока в условиях резкого увеличения обводнения скважины с субгоризонтальным окончанием ствола хороший результат показывает применение гелеобразных систем [13]. В этих условиях обработка скважины заключается в использовании тампонирующихся в водоносных интервалах реагентов, или водоизоляционные композиции должны обладать комплексным действием и тампонироваться в условиях присутствия воды. Способ изоляции водопритока, основанный на за-

качке водоизолирующего состава в пласт с последующим образованием тампонирующей гелеобразной массы в течение определенного промежутка времени, обладает большим преимуществом. В скважину закачивается гелеобразный состав, который в начальный момент времени представляет собой маловязкую композицию. После определенного промежутка времени происходит резкое возрастание условной вязкости до загустевания системы, то есть состав резко теряет текучесть и непосредственно в пластовых условиях превращается в гель, который способен блокировать обводненные интервалы пласта, ограничивая поступление воды в добывающую скважину с субгоризонтальным окончанием ствола [14]. Образование геля непосредственно в пластовых условиях позволяет создавать зоны (барьеры и экраны) с повышенным фильтрационным сопротивлением и исключить прорыв воды по наиболее проницаемым пропласткам.

Для эффективной добычи газа и получения необходимой продукции гелеобразующий состав для изоляции водопритока должен соответствовать следующим требованиям [15]:

- обеспечить низкую вязкость за счет применения низкомолекулярного неорганического полимера, что позволяет вести закачку состава при минимальной репрессии;
- не содержать твердофазных компонентов, обеспечивая проникновение однородного однофазного состава в низкопроницаемый коллектор;
- иметь регулируемые сроки гелеобразования путем варьирования диапазона концентрации гелеобразователя;
- обеспечить эффективную фильтрацию через все имеющиеся типы применяемых фильтровых компоновок;
- обладать хорошей фильтруемостью в изолируемый коллектор для получения водоизоляционного экрана заданного радиуса;
- иметь регулируемые в широких пределах реологические характеристики;
- соответствовать экологическим требованиям;
- состоять из сухих компонентов с длительным сроком хранения;
- состоять из недефицитных компонентов.

Исходя из этого, целью наших теоретических исследований являлся выбор эффективного водоизоляционного состава с последующей возможностью его модификации функциональными добавками для расширения диапазона применения состава и максимальной адаптации к различным горно-геологическим условиям скважин. Перспективным направлением в этой области является применение изоляционных составов с регулируемыми сроками отверждения, которые имеют ряд преимуществ:

- до момента гелеобразования имеют низкую вязкость, являются текучими, что предотвращает осложнения при их закачке в скважину;
- после окончания гелеобразования приобретают механическую прочность, упругость, то есть свойства, характерные для твердого тела. Благодаря этому они могут выдерживать достаточно большие перепады давлений;
- в отличие от составов на основе органических полимеров в гелеобразном состоянии не обладают подвижностью в пористой среде;
- обладают хорошей адгезией к породам и терригенного, и карбонатного типов, слагающих продуктивный пласт;
- реагенты, входящие в их состав широко распространены, сертифицированы и соответствуют требованиям экологической и промышленной безопасности.

Основываясь на этих критериях, а также учитывая высокую эффективность применения на месторождениях Западной Сибири, выбран водоизолирующий состав, представляющий собой двухкомпонентную систему, состоящую из гелеобразователя на основе неорганического полимера, регулятора гелеобразования – кислотного реагента, и полимерной добавки органического происхождения [16–19].

Гели, имеющие различное время гелеобразования, в равной степени обладают хорошими водоизолирующими характеристиками. С увеличением значения проницаемости керна от 0,1 до 1 Дарси показатель градиента давления прорыва по воде уменьшается ввиду более плотной набивки керна, обеспечивающей меньшую проницаемость и способствующей дополнительному сопротивлению нагнетаемому потоку воды [20].

Таким образом, для изоляции водопритока в субгоризонтальных скважинах с проницаемостью коллектора от 0,1 до 1 Дарси могут быть рекомендованы рецептуры гелеобразующих составов с временем гелеобразования от 1 до 8 ч.

Для регулирования реологических свойств гелеобразующего состава с целью увеличения эффективности изолирующего экрана в высокопроницаемых пластах и облегчения технологического процесса в состав вводят высокодисперсный наполнитель. За счет введения такого наполнителя повышается вязкость жидкости, что способствует увеличению качества заполнения высокопроницаемых изолируемых зон коллектора с образованием прочного водоизоляционного экрана.

Для этих целей применяют химически модифицированный кремнезем ( $\text{SiO}_2$ ) с размером дискретных частиц 0,005–0,1 мкм. Основой его являются производимые по специальной технологии аэросилы, которые путём химической модификации приобретают гидрофобные, гидрофильные или ди-

фильные свойства с высокой поверхностной энергетикой. Данные материалы имеют большую область применения в различных отраслях промышленности, но наибольшее применение в России они нашли в нефтегазовой промышленности.

Так как раствор аэросила имеет кислую среду, pH суспензии составляет 3,7...4,7, то для фиксирования постоянного уровня pH и, соответственно, времени гелирования состава подбирали необходимую концентрацию гелеобразователя – нитрило-триметилфосфоновая кислота.

Гелеобразующие составы имеют реологические параметры: пластическую вязкость порядка 21 мПа·с, динамическое напряжение сдвига 42 дПа, что позволяет в процессе закачки заполнить каверну изолирующим составом, а не «убежать» вглубь пласта.

В итоге введение аэросила повышает показатель давления прорыва по воде: при проницаемости ~0,5 Дарси – 5,5...6,5 МПа, а при проницаемости 1,5 Дарси – 8,0...8,5 МПа. В водоизолирующей рецептуре аэросил выполняет несколько функций: с одной стороны, способствует повышению вязкости, а с другой – выступает в роли наполнителя, увеличивающего структурную прочность изолирующего экрана.

В качестве основы гелеобразующего состава для изоляции водопритока в субгоризонтальных скважинах выбран силикатный реагент, обеспечивающий формирование каркаса образуемого геля. Выбор данного реагента обусловлен целым рядом преимуществ. Раствор на силикатной основе имеет двойственную природу, так как сочетает в себе свойства как электролита (электропроводность), так и полимера (вязкость), но, в отличие от органических полимеров, имеет низкие вязкостные характеристики, что обеспечивает глубокое проникновение состава в изолируемую зону, а получаемый гель имеет хорошую прочность и устойчивость, в отличие от гелей, полученных на основе органических полимеров, имеющих хорошую прочность, но значительную подвижность со временем. Помимо этого, растворы на силикатной основе обладают липкостью и повышенной адгезией к кварцевому песку. Важным в условиях работы на скважине является длительное время сохранения эксплуатационных характеристик силикатного реагента (не менее года).

Регулирование времени гелеобразования состава с целью проникновения геля на достаточную глубину и создания водоизоляционного экрана применяется органическая кислота. Органическая кислота обеспечивает формирование гелей, обладающих высокой механической прочностью.

Органический полимер обеспечивает увеличение адгезии к породам, способствуя формированию геля, выдерживающего значительный перепад давлений в процессе эксплуатации скважин, а наличие несколь-

ких функциональных связей в полимере повышает механические и пластические свойства образуемого геля. Также органический полимер в гелеобразующем составе позволяет уменьшить усадку геля во времени за счет снижения степени синерезиса.

Выбранный для изоляции водопритока состав эффективен только в скважинах с низкой проницаемостью пласта до 0,4 Дарси и имеет ограниченные возможности применения при проницаемости свыше 0,4 Дарси, в особенности в зонах с высокой дренированностью пласта. При этом водоизолирующий состав имеет широкие возможности в плане его модификации с помощью различных функциональных добавок, позволяющих скорректировать технологические свойства и, соответственно, значительно увеличить диапазон применения в различных горно-геологических условиях, в первую очередь, это касается возможности снизить приток воды в коллектор с различной проницаемостью. Для этих целей с высокой эффективностью можно применять инертный высокодисперсный наполнитель, представляющий собой однородный химически неактивный порошок, введение которого позволяет регулировать вязкостные свойства состава и армировать образуемый в пластовых условиях гель. Путем изменения концентрации инертного наполнителя можно варьировать диапазон вязкости и тем самым максимально адаптировать состав к определенной проницаемости коллектора.

С учетом изложенного для удобства проведения дальнейших исследований выбранному составу присвоена маркировка – состав № 1, основное действие которого направлено на изоляцию водопритока в низкопроницаемых коллекторах. Для условий проницаемости свыше 0,4 Дарси и наличия каверн состав № 1 модифицировали путем введения в различной концентрации высокодисперсного инертного наполнителя с присвоением маркировки – состав № 2. При этом в зависимости от проницаемости водоизолируемого коллектора подбирается определенная вязкость состава, обеспечивающая проникновение водоизоляционного состава в пласт и создание прочного водоизоляционного барьера. Так, для коллекторов от 0,4 до 2,0 Дарси предлагается применять состав № 2 с условной вязкостью в диапазоне от 20 до 78 с.

Для оценки возможности применения выбранного и модифицированного составов № 1 и № 2 в промышленных условиях с целью изоляции водопритока в скважинах с различными горно-геологическими условиями были проведены комплексные исследования в два этапа.

Основная цель первого этапа – проведение лабораторных исследований и определение физико-химических и реологических параметров, отвечающих за возможность применения составов для водо-

изоляционных работ – плотность, вязкость, время гелеобразования, предел прочности, синерезис и возможность декольматации. Вторым этапом посвящен проведению стендовых испытаний по установлению основных технологических свойств состава: степень водоизоляции и давление прорыва воды.

Исследования по первому этапу проведены в соответствии с действующими нормативными документами по определению основных свойств технологических жидкостей для бурения и капитального ремонта скважин.

Результаты исследований по первому этапу представлены в таблице.

**Таблица.** Технологические свойства водоизоляционных составов № 1 и 2

**Table.** Main technological properties of water insulation compositions no. 1 and 2

Свойства Features	Состав № 1 Composition no. 1	Состав № 2 Composition no. 2
Плотность, кг/м <sup>3</sup> Density, kg/m <sup>3</sup>	1080	1100
Условная вязкость, с Conditional viscosity, sec	15	20–78
Время гелеобразования, ч Gelation time, h	1–8	1–8
Синерезис через 10 суток, % Syneresis after 10 days, %	3,3	2,1
Предел прочности, кН Tensile strength, kN	20	28–41
Возможность декольматации Possibility of decolmatization	щелочной раствор alkaline solution (pH = 8–9)	

Состав № 1 имеет предел прочности, обеспечивающий сопротивление пластовым нагрузкам и обладает низкой вязкостью, сравнимой с вязкостью воды, что позволяет производить закачку в коллектор с низкой проницаемостью. Состав № 2 благодаря введению инертного наполнителя имеет более высокую вязкость, что позволяет заполнять каверны в высокопроницаемом коллекторе и исключить эффект «проскакивания» раствора. Армирующий эффект, создаваемый наполнителем, обеспечивает повышенную прочность формируемому изоляционному барьеру.

Лабораторными исследованиями по первому этапу установлено, что составы № 1 и № 2 соответствует необходимым технологическим параметрам, предъявляемым к водоизолирующим составам.

С целью исследования изоляционных характеристик составов по второму этапу были проведены стендовые испытания на образцах керна с различной проницаемостью. В процессе эксперимента определяли следующие показатели: начальную проницаемость по газу, степень водоизоляции, давление прорыва по воде. В качестве образцов породы использовали искусственные керны, имитиру-

ющие сеноманский газовый коллектор, где пластовая температура не превышает 25–30 °С. Исследования проводились на насыпных моделях цилиндрической формы длиной 150 мм и диаметром 30 мм, представленных спрессованным кварцевым песком с фракцией 0,1–0,7 мм, с начальной проницаемостью по газу в диапазоне от 0,1 до 2,0 Дарси.

Общая схема экспериментальных исследований состояла в следующем. Образец искусственного керна насыщался водой и далее продувался, просушивался потоком газа с последующим измерением его начальной проницаемости по газу. Водоизолирующую способность состава определяли сравнением некоторых показателей проницаемости воды через модель водонасыщенного песчаного керна до и после насыщения его водоизолирующим составом, давление насыщения составляло  $P=5$  МПа. Исследования были проведены при температуре 20–23 °С, образцы на время реакции выдерживались при данной температуре в течение 12 часов. После выдержки определяли проницаемость по воде.

Степень водоизоляции  $K_B$  определяли по формуле:

$$K_B = \frac{K_{н/в} - K_{к/в}}{K_{н/в}} \cdot 100 \%,$$

где  $K_{н/в}$  – проницаемость керна по воде до закачки, Дарси;  $K_{к/в}$  – проницаемость керна по воде после закачки, Дарси.

За давление прорыва по воде ( $P_n$ ) была принята величина, равная наибольшему давлению воды при отсутствии ее движения по образцу керна.

По результатам проведенных исследований построены графики, отражающие зависимость степени водоизоляции от проницаемости коллектора (рис. 1, 2), на рис. 3 отражена зависимость давления прорыва по воде от проницаемости коллектора при использовании составов № 1 и № 2.

При исследовании состава № 1 на образцах керна с различной проницаемостью от 0,1 до 1,5 Дарси наблюдается тенденция снижения степени водоизоляции – график зависимости представлен кривой с двумя участками: на первом участке прослеживается плавное снижение и при достижении значения в 1,0 Дарси идет резкое падение кривой. При применении состава № 2 кривая зависимости имеет более выраженный характер – с увеличением проницаемости заметно растет степень водоизоляции, при проницаемости свыше 1,1 Дарси кривая имеет более пологий вид и тенденцию к незначительному снижению. Таким образом, при проницаемости свыше 1,0 Дарси применение состава № 1 становится неэффективно, отмечается значительное снижение степени водоизоляции, при проницаемости 1,4 Дарси степень водоизоляции уменьшается до 65–70 %. Использование состава № 2 позволяет поддерживать степень водоизоляции свыше 80 %.

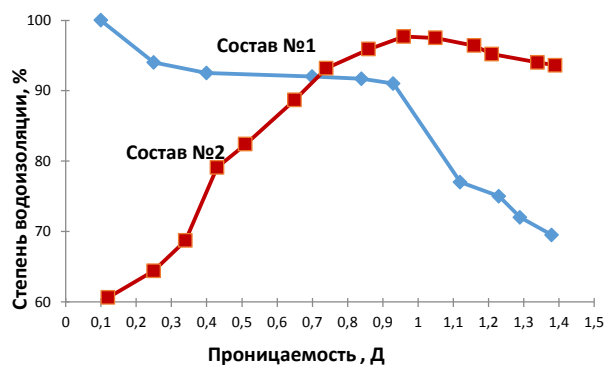


Рис. 1. Зависимость степени водоизоляции составами № 1 и № 2 от проницаемости коллекторов в диапазоне от 0,1 до 1,4 Дарси

Fig. 1. Dependence of water insulation degree by compositions no. 1 and no. 2 on permeability of reservoirs in the range from 0.1 to 1.4 Darcy

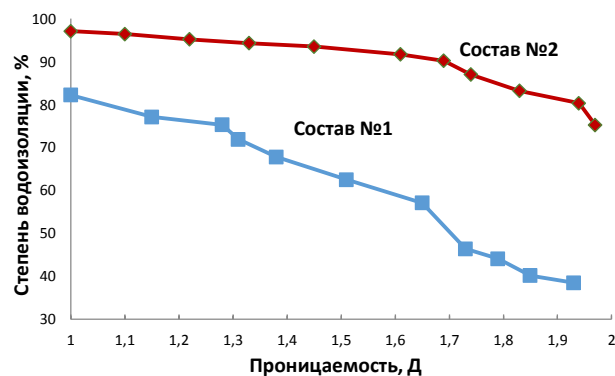


Рис. 2. Зависимость степени водоизоляции составами № 1 и № 2 от проницаемости коллекторов в диапазоне от 1,1 до 2,0 Дарси

Fig. 2. Dependence of water insulation degree by compositions no. 1 and no. 2 on permeability of reservoirs in the range from 1.1 to 2.0 Darcy

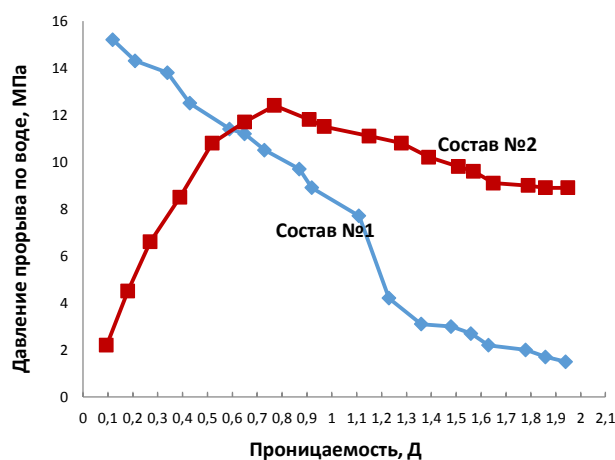


Рис. 3. Зависимость давления прорыва по воде от проницаемости коллектора

Fig. 3. Dependence of water breakthrough pressure on reservoir permeability

В соответствии с графиком на рис. 3, установлено, что при применении состава № 1 в коллекторах с проницаемостью свыше 1,1 Дарси показатель давления прорыва по воде значительно падает, что подтверждает ограниченность применения низковязкого состава в коллекторах с высокой проницаемостью. В высокопроницаемом коллекторе с проницаемостью свыше 1,5 Дарси использование вязкого состава № 2 позволяет сохранить высокий показатель давления прорыва по воде в пределах 8,2...9,8 МПа.

В результате проведенных исследований с учетом основных горно-геологических параметров, где за основу взята проницаемость изолируемого коллектора, и технологических факторов, в первую очередь, условной вязкости, определены границы оптимального применения составов. Так, состав № 1 из-за низкой вязкости и высокой проникающей способности показывает достаточную степень водоизоляции порядка 80–100 % в коллекторах с проницаемостью от 0,1 до 1,0 Дарси, состав № 2 эффективен в коллекторах с проницаемостью от 1,0 до 2,0 Дарси за счет необходимой вязкости и прочностных свойств, которые обеспечивают введение инертного наполнителя.

В общем виде механизм действия водоизолирующего состава основан на блокировании путей водопритока неорганическим гелем с трехмерной структурой, получаемым в результате взаимодействия неорганического полимера и гелеобразователя.

В низкопроницаемом коллекторе технология образования геля заключается в закачке в скважину состава № 1, в начальный момент времени представляющего собой легкоподвижную композицию, которая за счет низкой вязкости во всем объеме заполняет мелкие поры обводненного коллектора. В зависимости от скорости закачки и глубины проникновения состава задается промежуток времени в диапазоне от 1 до 8 часов, по истечении которого в пластовых условиях образуется прочный гель, который способен блокировать обводненные интервалы пласта, ограничивая поступление воды в скважину.

Технология применения состава № 2 предусматривает закачку состава в кавернозный коллектор, который обеспечивает за счет более высокой вязкости и исключения эффекта «проскакивания» состава равномерное заполнение каверн и изолируемого пласта с формированием единого и прочного геля. В коллекторах со слоистой неоднородностью пласта технологией изоляции водопритока предусмотрена поэтапная обработка изолируемой зоны – в первую очередь тампонируются крупные каверны составом с более высокой вязкостью – составом № 2, а небольшие каналы и микрополости заполняются низковязким составом № 1.

### Заключение

Таким образом, проведенный комплекс исследований наиболее перспективного водоизолирующего состава № 1 с точки зрения эффективности его применения для изоляции водопритока в скважинах показал возможность расширения диапазона использования водоизоляционного состава и пути повышения его результативности за счет максимальной адаптации состава применительно к конкретным горно-геологическим условиям скважины. Такой результат достигнут за счет возможности модификации состава функциональными добавками, позволяющими значительно варьировать технологические свойства состава № 2.

После закачки гелеобразующего состава № 1 в обводненном пласте образуется гелеобразующий экран, который характеризуется единой сплошной молекулярной структурой, образуемой из мономерных силоксановых звеньев, что обеспечивает полную его водонепроницаемость, обладает упругими свойствами за счет подвижности связей полимерной цепи и армирующего действия молекул органического полимера; имеет высокую адгезию к поверхности продуктивного коллектора за счет образования прочных хемосоративных связей; имеет минимальную усадку с течением времени за счет образования плотной структурной сетки; имеет стойкость к воздействию пластовых и технологических жидкостей; обладает стойкостью в широком температурном интервале; является стойким к биоразложению и не подвергается самодеструкции.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Bailey B. Water control // *Oilfield Review*. – 2022. – P. 30–51.
2. Davis R. Foam cementing program // *Drilling*. – 2020. – № 12. – P. 70–74.
3. Fujii K., Kondo W., Wataabe T. The hydration of portland cement immediately after mixing water // *Cement-Klak-Gips*. – 2020. – № 2. – P. 32–36.
4. Garvin T., Creel P. Foamed cement restores well-bore integrity in old wells // *Oil and Gas Journal*. – 2021. – № 34. – P. 125–126.
5. Montman R., Sutton D.L., Harms W.M. Foamed portland cements // *Oil and Gas Journal*. – 2021. – № 20. – P. 219–232.
6. Rozieres S.D., Ferriere R. Foamed cements characterization under downhole conditions and I-bz impact on job design // *SPE Prog. Eng.* – 2022. – V. 3. – P. 297–304.
7. Study of gel plug for temporary blocking and well-killing technology in low-pressure, leakage-prone gas well / Xiong Ying, Xu Yuan, Zhang Yadong, Fu Ziyi // *SPE Prod & Oper.* – 2021. – V. 36. – Iss. 01. – P. 234–244.
8. King G.E.. An introduction to the basics of well completions, stimulations and workovers. – Tulsa, Oklahoma, 1988. – 663 p.

9. Taha A., Amani M. Overview of water shutoff operations in oil and gas wells // *Chemical and Mechanical Solutions*. – 2019. – V. 3 (2). – P. 1–11. DOI: 10.3390/chemengineering 3020051
10. Merdihah A.B.B., Yassin A.A.M. Laboratory study and prediction of calcium sulphate at high-salinity formation water // *The Open Petroleum Engineering Journal*. – 2022. – № 1. – P. 62–73.
11. Shashi Menon. *Gas pipeline hydraulics*. Course No: P06-001, Credit: 6PDH. – US: Systek Technologies, Inc, 2011. – 648 p.
12. Moeller K. *Coiled tubing catalog of equipment and services*. – Texas: Schlumberger, 2022. – 355 p.
13. Mandrashov D., Duryagin V., Islamov S. Technology for improving the efficiency of fractured reservoir development using gel-forming compositions // *Energies*. – 2021. – 14. – 8254. URL: <https://doi.org/10.3390/en14248254> (дата обращения 15.04.2023).
14. Investigation of the selectivity of the water shutoff technology / V. Duryagin, T. Van, N. Onegov, G. Shamsutdinova // *Energies*. – 2023. – 16 (1). – 366. URL: <https://doi.org/10.3390/en16010366> (дата обращения 15.04.2023).
15. Гасумов Р.А., Минченко Ю.С., Гасумов Э.Р. Разработка технологических решений по надежному глушению скважин путем временного блокирования продуктивного пласта в условиях АНПД (на примере сеноманских газовых залежей) // *Записки Горного института*. – 2022. – Т. 258. – С. 895–905. DOI: 10.31897/PMI.2022.99
16. Сооружение скважин на месторождениях шельфа морей и океанов / В.П. Овчинников, А.А. Фролов, П.В. Овчинников, В.В. Салтыков, А.Н. Коробков, О.В. Рожкова, О.Н. Шемелина. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2022. – 331 с.
17. Шемелина О.Н., Овчинников В.П., Шемелин С.С. Исследование и анализ тампонажных растворов // *Серия конференций ИОР: Наука о земле и окружающей среде*. – 2022. – Т. 1021. – С. 012038. DOI: 10.1088/1755-1315/1021/1/012038.
18. Влияние геологических факторов на обводнение нефтяных месторождений (на примере Воробьевской площади) / Р.А. Гасумов, Э.Р. Гасумов, И.М. Першин, Р.Р. Гасумов, А.Г. Керимов // *Естественные и технические науки*. – 2019. – № 8 (134). – С. 93–97.
19. Обоснование технологии временного блокирования продуктивного пласта в условиях потенциально поглощающих газоносных объектов / Р.А. Гасумов, Е.В. Егорова, Ю.С. Минченко, О.Н. Шемелина // *Новейшие технологии освоения месторождений углеводородного сырья и обеспечение безопасности экосистем Каспийского шельфа: Материалы XIII Международной научно-практической конференции*. – Астрахань, 2022. – С. 17–19.
20. Оптимизация состава бурового раствора для проводки скважин в интервалах разупрочненных горных пород на основе математического метода анализа иерархий / Р.А. Гасумов, Ю.С. Минченко, И.В. Дружинина, О.Н. Шемелина, Р.И. Шестерикова // *Наука и техника в газовой промышленности*. – 2022. – № 4 (92). – С. 37–44.

## REFERENCES

1. Bailey B. Water control. *Oilfield Review*, 2022, pp. 30–51.
2. Davis R. Foam cementing program. *Drilling*, 2020, no. 12, pp. 70–74.
3. Fujii K., Kondo W., Wataabe T. The hydration of portland cement immediately after mixing water. *Cement-Klak-Gips*, 2020, no. 2, pp. 32–36.
4. Garvin T., Creel P. Foamed cement restores well-bore integrity in old wells. *Oil and Gas Journal*, 2021, no. 34, pp. 125–126.
5. Montman R., Sutton D.L., Harms W.M. Foamed portland cements. *Oil and Gas Journal*, 2021, no. 20, pp. 219–232.
6. Rozieres S.D., Ferriere R. Foamed cements characterization under downhole conditions and I-bz impact on job design. *SPE Prog. Eng.*, 2022, vol. 3, pp. 297–304.
7. Xiong Ying, Xu Yuan, Zhang Yadong, Fu Ziyi. Study of gel plug for temporary blocking and well-killing technology in low-pressure, leakage-prone gas well. *SPE Prod & Oper.*, 2021, vol. 36, Iss. 01, pp. 234–244.
8. King G.E. *An introduction to the basics of well completions, stimulations and workovers*. Tulsa, Oklahoma, 1988. 663 p.
9. Taha A., Amani M. Overview of water shutoff operations in oil and gas wells. *Chemical and Mechanical Solutions*, vol. 3 (2), pp. 1–11. DOI: 10.3390/chemengineering 3020051
10. Merdihah A.B.B., Yassin A.A.M. Laboratory Study and Prediction of Calcium Sulphate at High-Salinity Formation Water. *The Open Petroleum Engineering Journal*, 2022, no. 1, pp. 62–73.
11. Shashi Menon. *Gas pipeline hydraulics*. Course No: P06-001. Credit: 6PDH. US, Systek Technologies, Inc., 2011. 648 p.
12. Moeller K. *Coiled tubing catalog of equipment and services*. Texas, Schlumberger, 2022. 355 p.
13. Mandrashov D., Duryagin V., Islamov S. Technology for improving the efficiency of fractured reservoir development using gel-forming compositions. *Energies*, 2021, 14, 8254. Available at: <https://doi.org/10.3390/en14248254> (accessed 15 April 2023).
14. Duryagin V., Van T., Onegov N., Shamsutdinova G. Investigation of the selectivity of the water shutoff technology. *Energies*, 2023, 16 (1), 366. Available at: <https://doi.org/10.3390/en16010366> (accessed 15 April 2023).
15. Gasumov R.A., Minchenko Yu.S., Gasumov E.R. Development of technological solutions for reliable killing of wells by temporarily blocking a productive formation under ALRP conditions (on the example of the Cenomanian gas deposits). *Journal of Mining Institute*, 2022, vol. 258, pp. 895–905. In Rus. DOI: 10.31897/PMI.2022.99
16. Ovchinnikov V.P., Frolov A.A., Ovchinnikov P.V., Saltykov V.V., Rozhkova O.V., Korobkov A.N., Shemelina O.N. *Sooruzhenie skvazhin na mestorozhdeniyakh shelfa morey i okeanov* [Well construction on shelf deposits seas and oceans]. Tyumen, Tyumen Industrial University Publ., 2022. 331 p.
17. Shemelina O. N., Ovchinnikov V. P., Shemelin S. S. Investigation and analysis of cement slurries. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2022, vol. 1021, pp. 012038. DOI: 10.1088/1755-1315/1021/1/012038.
18. Gasumov R.A., Gasumov E.R., Pershin I.M., Gasumov R.R., Kerimov A.G. Vliyanie geologicheskikh faktorov na obvodnenie neftyanykh mestorozhdeniy (na primere Vorobevskoy ploschadi) [The influence of geological factors on the flooding of oil fields (on the example of Vorobyevskaia Square)]. *Journal of Natural and Technical Sciences*, 2019, no. 8 (134). pp. 93–97.
19. Gasumov R.A., Egorova E.V., Minchenko Yu.S., Shemelina O.N. Obosnovanie tekhnologii vremennogo blokirovaniya produktivnogo plasta v usloviyakh potentsialno pogloshchayushchikh gazonosnykh ob'ektov [Substantiation of the technology of temporary blocking of a productive reservoir in conditions of potentially absorbing gas-bearing objects]. *Noveyshie*



*tehnologii osvoeniya mestorozhdeny uglevodorodnogo syryya i obespechenie bezopasnosti ekosistem Kaspiyskogo shelfa. Materialy XIII Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii* [The latest technologies for the development of hydrocarbon deposits and ensuring the safety of ecosystems of the Caspian shelf. Materials of the XIII International Scientific and Practical Conference]. Astrakhan, 2022. pp. 17–19.

20. Gasumov R.A., Minchenko Yu.S., Druzhinina I.V., Shemelina O.N., Shesterikova R.I. Optimizatsiya sostava burovogo rastvora dlya provodki skvazhin v intervalakh razuprochnennykh gornykh porod na osnove matematicheskogo metoda analiza ierarkhiy [Optimization of the composition of drilling mud for drilling wells in the intervals of softened rocks based on the mathematical method of hierarchy analysis]. *Science and technology in the gas industry*, 2022, no. 4 (92), pp. 37–44.

#### **ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ**

**Юлия Сергеевна Минченко**, кандидат технических наук, доцент кафедры строительства нефтяных и газовых скважин Института наук о Земле Северо-Кавказского федерального университета, Россия, 355000, г. Ставрополь, пр. Кулакова, 16/1. minchenko.yuliya@inbox.ru; orcid.org/0000-0001-8102-3981

**Ольга Николаевна Шемелина**, ассистент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин Института геологии и нефтегазодобычи Тюменского индустриального университета, Россия, 625000, г. Тюмень, ул. Мельникайте, 70. shemelinaon@tyuiu.ru

**Махмуд Хадид**, доктор технических наук, профессор Университета Аль-Баас, Сирийская Арабская Республика, г. Дамаск, шоссе Алеппо, Хомс, Почтовый ящик 77. m-hadid@scs-net.org

Поступила в редакцию: 20.04.2023

Поступила после рецензирования: 15.05.2023

Принята к публикации: 22.11.2023

#### **INFORMATION ABOUT THE AUTHORS**

**Yulia S. Minchenko**, Cand. Sc., Associate Professor, North Caucasus Federal University, 16/1, Kulakov avenue, Stavropol, 355000, Russian Federation. minchenko.yuliya@inbox.ru; orcid.org/0000-0001-8102-3981

**Olga N. Shemelina**, Assistant, Tyumen Industrial University, 70, Melnikaite street, Tyumen, 625000, Russian Federation. shemelinaon@tyuiu.ru

**Mahmoud Hadid**, PhD in Petroleum engineering, Professor, Al-Baath University, Homs PO Box 77, Aleppo highway, Damascus, Syrian Arab Republic. m-hadid@scs-net.org

Received: 20.04.2023

Reviewed: 15.05.2023

Accepted: 22.11.2023