

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ПОДХОДЫ К РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Обзор
УДК 622.06
EDN: YQGDHS

Причины «самозадавливания» скважин и проблема выбора реагентов для водоизоляционных работ на газовых и газоконденсатных скважинах

Л.Ф. Давлетшина ✉, Л.В. Самуйлова, З.Р. Давлетов

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Россия, 119991, Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1

Аннотация. Проблема «самозадавливания» газовых скважин из-за скопления воды на забое скважины становится все более распространенной. Это происходит на фоне падающей добычи на старых газовых и газоконденсатных месторождениях, характеризующихся техногенно-измененными пластами, и введением в разработку новых месторождений со сложными коллекторскими характеристиками. Важное направление водоизоляционных работ на газовых и газоконденсатных месторождениях – применение химических реагентов, выбор которых обычно проводится по аналогии таких работ на нефтяных месторождениях, что не учитывает разницу между нефтью, газом, газовым конденсатом и особенностей их фильтрации в пласте. Цель работы – анализ научно-технической литературы за последние 15 лет для определения перспективных направлений разработки, критериев выбора и применения технологий и химических реагентов при «самозадавливании» скважин на газовых и газоконденсатных месторождениях. Проблема «самозадавливания» скважин осложняется разнообразием причин водопроявлений в газодобывающих скважинах. Авторами предложено дополнительно классифицировать технологии водоизоляции на газовых и газоконденсатных месторождениях по типу пород-коллекторов (терригенные и карбонатные), так как это позволяет учитывать особенности причин проявления воды и взаимодействия химических реагентов с породой. В условиях терригенных пластов при проведении водоизоляционных работ на газовых и газоконденсатных месторождениях применяют комплексные технологии для формирования равномерного непроницаемого и устойчивого экрана, крепления призабойной зоны слабосцементированных пород с дополнительным эффектом водоизоляции, изменения фазовой проницаемости по воде с помощью модификаторов и докрепления экранов цементными составами. Для водоизоляции карбонатных объектов используют селективные составы с последующей интенсификацией кислотными композициями, при этом важным параметром является трещиноватость пород, обуславливающая в большинстве случаев поднятие и неравномерную миграцию воды.

Ключевые слова: самозадавливание скважин; водоизоляционные составы; ремонтно-изоляционные работы; ограничение водопритока; водоизоляция; газовые скважины; сеноманские горизонты

Финансирование: источники финансирования отсутствовали.

✉ Давлетшина Люция Фаритовна, davletshina.l@gubkin.ru

© Давлетшина Л.Ф., Самуйлова Л.В., Давлетов З.Р., 2026



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Для цитирования: Давлетишина Л.Ф., Самуйлова Л.В., Давлетов З.Р. Причины «самозадавливания» скважин и проблема выбора реагентов для водоизоляционных работ на газовых и газоконденсатных скважинах // Актуальные проблемы нефти и газа. 2026. Т. 17, № 2. С. 233–252. EDN: YQGDHS

Введение

Основные газовые и газоконденсатные месторождения Западной Сибири в сеноманских отложениях находятся на этапе падающей добычи. Этот процесс сопровождается истощением ресурсов, падением пластового давления, ростом обводненности скважин и техногенным изменением коллекторов. В результате скорость потока газа достигает критических значений, недостаточных для поднятия жидкости по насосно-компрессорным трубам (НКТ), что приводит к накоплению воды в стволе скважины, эффекту «самозадавливания» и последующей остановке скважины.

Специалисты сходятся в том, что ключевым фактором данной проблемы является оснащение скважин старых месторождений НКТ большого диаметра (168 мм и 127 мм) на начальном этапе разработки, в период высокодебитной добычи [1, 2]. Однако на сегодня при падении пластового давления и снижении темпов отбора скорость газа оказывается недостаточной для выноса воды.

Данная проблема становится все более и более актуальной. Так, в работе [3] указано, что с начала разработки на Оренбургском газоконденсатном месторождении (ГКМ) обводнилось 73 % эксплуатационного фонда скважин, среди которых часть ликвидирована (5,6 %). На Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении по состоянию на начало 2023 г. порядка 160 скважин остановлены по причине «самозадавливания» [4], а на Медвежьем месторождении уже в 2010 г. таких скважин числилось 33 % от всего фонда [2].

Самым распространенным способом поддержания скважины в эксплуатационном режиме в период накопления воды на забое является проведение периодических продувок скважин сухим газом и очистки забоя от жидкости [5]. В условиях же скопления флюидов, наряду с этим подходом, применяют более сложные методы [6]. Например, поверхностно-активные вещества (ПАВ) в жидком и твердом виде используются для создания пены и облегчения выноса флюидов на поверхность [7, 8]. В большинстве случаев в условиях сеноманских скважин требуются большие объемы ПАВ, которые не всегда экономически выгодно применять. Замена лифтовых колонн на трубы меньшего диаметра позволяет увеличить скорость подъема газа и вероятность выноса жидкости, скопившейся на забое. Эта технология имеет большое распространение на практике, также как и закачка газа в затрубное пространство, и эксплуатация скважин по концентрическому двухрядному лифту для периодического удаления жидкости. Однако и эти методы имеют как достоинства, так и недостатки и приводят к относительно кратковременному эффекту. Так, на Ямбургском месторождении были проведены большие исследования, детальный анализ которых показал, что технология замены труб меньшего диаметра позволит перенести проблему «самозадавливания» на 5–10 лет, в среднем по месторождению – до 2030 г. [9]. Однако в статье авторы подчеркивают необходимость мероприятий по ограничению водопритока.

Действительно, все перечисленные методы направлены на устранение проблемы «самозадавливания» путем удаления воды, которая конденсируется из газа в стволе скважины при снижении давления в пласте и температуры в скважине [1]. Однако указанные методы никак не влияют на воду, движущуюся по пласту в скважину. В итоге вода не только скапливается в скважине и не может быть вытеснена газом на поверхность, но и способствует образованию песчаных пробок, газогидратов, повышению коррозии оборудования скважин, разбуханию глинистых прослоев и зацементированию газа в пласте [10]. В целом по отрасли это приводит к снижению рентабельности эксплуатации месторождений Западной Сибири, где извлечено порядка 70–75 % от начальных запасов газа. Таким образом, главная задача, стоящая перед газодобывающей промышленностью [11, 12], – это стабилизация добычи на уровне выше критического и подъем газоотдачи пластов.

Целью работы является анализ научно-технической литературы за последние 15 лет для определения перспективных направлений разработки, критериев выбора и применения технологий и химических реагентов при «самозадавливании» скважин на газовых и газоконденсатных месторождениях.

Информационный поиск релевантных научных публикаций проведен в электронных библиотеках eLIBRARY.RU, OnePetro, ScienceDirect. Глубина поиска публикаций составляет 2011–2026 гг.

Основная часть

В докладе на Всероссийской научно-технической конференции 2020 г.¹ на

¹ Латыпов Э.А., Усов А.С. Анализ эффективности применения технологий и способов по ограничению водопритока на скважинах

примере Астраханского месторождения проведен анализ причин обводнения газодобывающих скважин. В отдельных зонах месторождения появляются конденсационные, подошвенные, техногенные воды, а также их смесь. Отмечается, что на 2005 г. объем добываемой воды достиг максимального уровня в 343 000 м³, который можно было утилизировать на полигоне захоронения промстоков. В результате было принято решение остановить скважины с высоким водогазовым фактором.

Положительный момент состоит в том, что сеноманские газовые залежи Уренгойского, Ямбургского, Вынгапуровского, Медвежьего и других месторождений имеют схожее строение и геолого-физические характеристики горизонта ПК1. Все они массивные и водоплавающие, сложенные чередующимися песчаными и алевролитоглинистыми пластами. Их объединяет единая проблема проявления воды – это поднятие газовой воды (ГВК). Преимущественно обводнение газа сеноманских отложений начинается после извлечения 8–14 % от первоначально утвержденных запасов [13].

Авторы публикации [14], помимо подъема ГВК как причины поступления воды в скважины, упоминают латеральное внедрение законтурных пластовых вод, что требует не только более подробного изучения геологического строения сеноманских отложений, но и анализ возможных, техногенных изменений за время эксплуатации для уточнения источников обводнения скважин.

Астраханского газоконденсатного месторождения // Проблемы разработки нефтяных и газовых месторождений с трудноизвлекаемыми запасами: Сб. трудов Всероссийской научно-технической конференции. Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2020. С. 129–137.

Одновременно сегодня идут геолого-разведочные работы по освоению новых горизонтов старых месторождений и открытию новых месторождений. На этом фоне все чаще упоминается понятие «нетрадиционные коллекторы». В статье [15] на примере Медвежьего месторождения (пласт НБ) показаны продуктивные горизонты, представленные аргиллитами и опоковидными глинами. Наличие трещиноватости на фоне низкопроницаемых коллекторов также может указывать на возможный прорыв воды и быстрое обводнение таких пластов при разработке. Открытие месторождений в новых регионах, которые характеризуются не только суровыми климатическими условиями (Арктика, полуостров Ямал и Восточная Сибирь), но и сложными геолого-физическими характеристиками, усугубляет проблему обводнения газовых скважин уже на начальном этапе разработки месторождений.

Авторы работ [16, 17] одной из главных причин обводнения газовых скважин при их эксплуатации называют негерметичность эксплуатационных колонн. Источниками этой проблемы служат неполное замещение бурового раствора цементным, рыхлая глинистая корка на стенках скважины, частичное сцепление цементного камня с трубами и горными породами, нарушение сплошности цементного камня, плохая адгезия цементного камня и образование полостей на границах пласта и цементного камня, цементного камня и эксплуатационной колонны, растрескивание цементного камня за счет процессов, происходящих в скважине (перфорационные работы, приток газа под высоким давлением, проведение гидроразрыва пласта), коррозионное разрушение цементного камня.

По результатам анализа данных все возможные причины появления воды в газовых и газоконденсатных скважинах представлены на рис. 1.

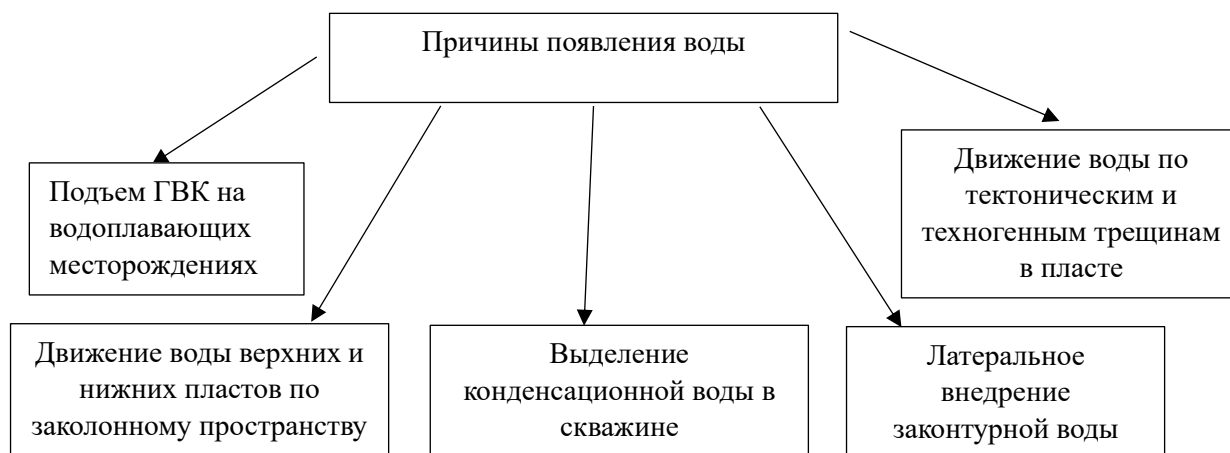


Рис. 1. Причины появления воды в газовых и газоконденсатных скважинах

Fig. 1. Causes of water appearance in gas and gas condensate wells

Водоизоляционные работы занимают существенную долю в объеме капитального ремонта скважин. Так, в случае Уренгойского месторождения работы по изоляции

водопритока, устранению перетоков и восстановлению герметичности эксплуатационных колонн составляют свыше 15 % общего объема ремонтных работ [18].

На сегодняшний день выбор химических реагентов для проведения водоизоляционных работ на газовых и газоконденсатных месторождениях часто идет по аналогии таких работ на нефтяных месторождениях. Указанный подход можно применять при решении проблемы заколонных перетоков. Например, в работе [19] авторы предлагают использовать цементные составы с водонабухающими добавками, которые не только повышают долговечность крепи скважины, но и позволяют восстановить ее целостность при потере герметичности и поступлении пластовой воды. Много работ, например [20–22], посвящено применению композиций на основе кремний-органических соединений как универсального состава при решении вопроса заколонных перетоков вод в нагнетательных и добывающих скважинах как на газовых, так и на нефтяных месторождениях.

С учетом всех перечисленных особенностей газовых и газоконденсатных месторождений, остальные причины обводнения газовых скважин можно классифицировать по составу пород месторождения (терригенные, карбонатные), что позволит классифицировать технологии водоизоляции. Авторами работ [23, 24] утверждается, что причины подтягивания подошвенной воды имеют разный характер в зависимости от типа коллектора. Так, на сеноманских залежах она связана именно со спецификой геологического строения и упруговодонапорного режима, свойственного именно этим месторождениям: при отборе газа пластовое давление падает, в результате происходит расширение пород пласта и воды, а ГВК поднимается более равномерно, чем на карбонатных коллекторах. Однако наличие глинистых минералов ограничивает применение химических реагентов на водной основе, вызывающих их набухание, что требует использования гидрофобизаторов.

На этих месторождениях применяется стандартная последовательность работ при ремонтно-изоляционных работах – это глушение скважины и установка цементного моста. Попадание жидкости глушения в пласт всегда приводит к ухудшению фильтрационно-емкостных свойств пласта, которые восстановить довольно сложно. Применение же цементного раствора обычно приводит к неравномерному его распределению, образованию некачественного изолирующего экрана.

Проблема влияния жидкости глушения решается двумя путями: либо в рецептуру добавляется гидрофобизатор, что положительно сказывается на фазовой проницаемости по газу после проведения ремонта [14, 25], либо ремонт проводится без глушения [26], что позволяет использование колтюбингового оборудования и пакеров различной конфигурации [27–29]. Так, авторами статьи [27] была предложена комплексная технология с применением колтюбинга с последовательной закачкой в выделенный интервал эмульсии для оттеснения потока жидкости и последовательной закачки кремнийорганического состава для докрепления и упрочнения образуемого водоизоляционного экрана. Кремнийорганические материалы более равномерно распределяются из-за низкой вязкости и при их взаимодействии с пластовой водой происходит образование водоизолирующего экрана на границе ГВК, что, по мнению авторов, более эффективно, чем при закачке цементного раствора. В работе же [30] были представлены данные о применении эмульсии в чистом виде без докрепления на терригенном пласте, положительный эффект был получен только в одной скважине из двух, что может быть связано с необходимостью докрепления водоизоляционного экрана, сформированного на основе эмульсии.

Низкую эффективность применения эмульсий для водоизоляционных работ чаще связывают с плохой устойчивостью эмульсий как при подготовке, так и при закачке в пласт, особенно в условиях высоких пластовых температур. В работе [31] предложено применение самогенирующихся эмульсий на основе конденсата месторождения и эмульгаторов на основе имидазолинов. Для устойчивости образующейся системы рекомендовано добавление наночастиц на основе кремнезема. Лабораторные исследования подтвердили стабильность самогенирующихся эмульсий в высокотемпературных условиях, однако в статье отсутствует информация о внедрении технологии на скважине, что затрудняет оценку ее практической эффективности.

Для уменьшения рисков от использования цементных растворов при изоляции водопритока проводится совершенствование рецептур, направленное на улучшение регулирования вязкости и времени отверждения, обеспечение растворимости под действием кислот и пр. [32]. Вместе с этим одним из недостатков цементных составов считается их дисперсность: частицы слишком крупные и не могут проникнуть в мелкие пустоты. Решение заключается в применении состава на основе микроцемента [16] или подобных составов на основе тонкодисперсных минеральных материалов [17, 33]. Так, в работе [16] предложена комплексная технология закачки изолирующего состава на основе силикатов при последующем докреплении тампонажным микроцементом, образующим практически монолитный экран. По мнению авторов, такая технология незаменима в условиях изоляционных работ в затрубном пространстве с каналами различной природы. Однако на практике встречаются и отрицательные результаты применения комплексных технологий с докреплением микроцементом водоизоляционного экрана.

В терригенных пластах, особенно в слабосцементированных коллекторах, при движении воды по пласту могут происходить вымывание цементного материала из породы, образование каверн и разрушения призабойной зоны пласта [34, 35]. Это приводит к образованию глинисто-песчаных пробок в скважине. В результате механических разрушений и коррозии сокращается срок эксплуатации оборудования, что приводит к необходимости проведения ремонтно-восстановительных работ. На основе анализа литературных данных авторы работы [36] показали, что для предупреждения выноса песка в пластах, которые еще не разрушены длительным периодом пескопроявлений, можно применять составы на основе силикатсодержащих реагентов, а в пластах, где уже образовались каверны, необходим ремонт с использованием газоцементного тампонажного состава. Такие составы не только решают проблему выноса песка, но и снижают обводненность. Авторы статьи [37] представили три проекта: на основе кремний-органических соединений на скважинах Юбилейного и Ямсовейского месторождений и на основе уретанового предполимера на скважине Уренгойского месторождения, которые показали положительные результаты по снижению выноса песка и водопроявлений. В работе [38] были также использованы водорастворимые сополимеры (без указания точного состава), которые имеют относительно низкую молекулярную массу и хорошо адсорбируются на породе. В результате реализованы закачки на девяти скважинах морского месторождения в условиях терригенного пласта, из которых на трех скважинах отмечены подъем добычи газа, падение обводненности и остановка добычи песка, в пяти – снижение выноса песка при стабильной добыче газа, на одной – отсутствие положительной динамики.

Разработка и применение более устойчивых гидрофобизирующих составов на основе кремнийорганических соединений в газовых скважинах решается, по мнению авторов публикации [39], модифицирующими добавками. В результате хемосорбционного взаимодействия состава с силикатной поверхностью, которая исходно обладает гидрофильными свойствами, образуется устойчивая «микрорельефная» адсорбционная пленка, обеспечивающая эффективность водоизолирующих работ в терригенных пластах.

В условиях карбонатных коллекторов, по мнению авторов работ [40–42], главным фактором быстрого обводнения скважин месторождений является трещиноватость и отсутствие перемычек между водо- и газонасыщенными пропластками. Уже на начальном этапе разработки таких месторождений подошвенная вода быстро мигрирует по пласту к скважинам (рис. 2). Вода, поступаая в зоны депрессии, заполняет все трещины и движется в сторону пониженного давления, заземляя целики газа.

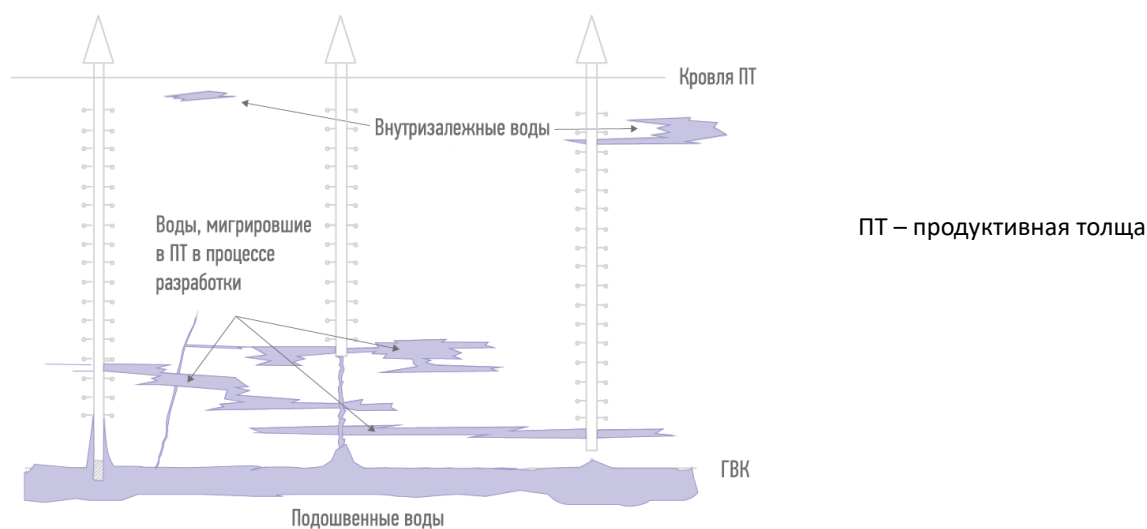


Рис. 2. Схема подстилания пластовых вод на Астраханском ГКМ

Fig. 2. Schematic diagram of formation water underlayment at the Astrakhan gas condensate field

Источник / Source: [40]

На примере Астраханского ГКМ авторы статьи [40] предлагали остановку всех обводнившихся скважин для снижения проникновения воды в газонасыщенную часть, сокращения затрат на новые полигоны захоронения токсичных вод и уменьшения выбросов сероводорода при дегазации. Предложенная мера, а именно бурение новых и эксплуатация «сухих» скважин, должна была привести к дополнительным расходам,

но она вызвана именно отсутствием положительных результатов по водоизоляционным работам, которые проводились на месторождении с 2007 г. Данных о таких работах на месторождении представлено не было, однако авторы настаивают на применении этого подхода на всех месторождениях, аналогичных Астраханскому, расположенных в Прикаспийской впадине.

В других работах [43, 44] прогнозы менее пессимистичны: утверждается, что положительный эффект от водоизоляционной работы на Астраханском месторождении возможен. Предлагается проведение закачки селективного состава с соляной кислотой. Например, водоизолирующий состав на основе смеси солей алюминия и карбамида, который закачивается в виде маловязкой жидкости, при нагреве в пластовых условиях ($T_{пл} = 107\text{ }^{\circ}\text{C}$) обеспечивает гидролиз карбамида, что увеличивает pH и ведет к гидролизу солей алюминия и гелеобразованию. Комплексная технология также предусматривает закачку тонкодисперсного гидрофобного состава – суспензии модифицированного кремнезема в дизельном топливе. По мнению авторов статьи [43], кремнеземсодержащий реагент гидрофобизирует поверхность породы, что позволяет снизить скорость реакции соляной кислоты при таких высоких температурах и провести работы селективно.

Проекты на карбонатном месторождении в Индии [45] показали положительный эффект при водоизоляционных работах на основе полиакриламида, сшитого смесью уротропина и гидрохинона. Особенность состава заключалась в его высокой термостабильности (пластовая температура $105\text{ }^{\circ}\text{C}$) и более низкой скорости сшивки по сравнению с полимером, сшитым ацетатом хрома, что позволяло закачать состав более глубоко в пласт. Известно совместное применение гелей на основе полимеров и порошкообразных материалов, что повышает их эффективность и эксплуатационные свойства [46]. Так, использование подобных модифицированных систем позволило ограничить приток воды в ходе эксплуатации нефтегазоконденсатного месторождения Джейтун (Туркменистан) [47]. Наличие системы сообщающихся трещин и недостижение эффективности

при водоизоляции в условиях карбонатных пластов способствуют разработке более сложных решений с использованием составов различных типов. Например, в работе [48] описан положительный опыт применения водоизоляционных материалов, обладающих тиксотропными свойствами, на основе набухающих полимеров и последующего докрепления цементным составом.

Действительно, в условиях карбонатных пластов газовых месторождений логично применение комплексных технологий, сочетающих в себе водоизоляционные и интенсифицирующие составы. Так, особые свойства пластов Астраханского месторождения способствовали разработке кислотного состава, скорость реакции которого замедляли введением гидрофобизатора, а в качестве водоизолирующего состава использовали суспензионно-гелевый состав [49].

В работе [50] были проанализированы технологии, проводимые на Астраханском ГКМ, где, помимо упомянутого водоизоляционного состава на основе модифицированного аморфного кремнезема [44], предлагается кислотно-струйное бурение, которое позволяет бурить с помощью гибкой трубы небольшие каналы, увеличивающие дебит скважины. Однако, как и у большинства описанных технологий, ограничения способа связаны с применением в открытых стволах карбонатных коллекторов.

Вопрос, который не был рассмотрен в обзоре, но требующий отдельного внимания, – это особенности конструкции скважины. В большинстве случаев проблема водоизоляционных работ на горизонтальных скважинах решается по аналогии с нефтяными и вертикальными скважинами, а акцент делается на особенности проведения ремонта.

Заключение

Согласно представленному анализу литературы за последние 15 лет в области водоизоляционных работ на газовых и газоконденсатных скважинах, трудно представить объективную оценку эффективности применяемых водоизоляционных составов. В большинстве случаев публикации представляют положительный опыт без акцента на особенностях геолого-физического строения пласта, строения скважины, проводимой технологии, при этом зачастую отсутствуют данные по объемам закачек, осложнениям и продолжительности полученных эффектов. Наблюдается тенденция переноса опыта применения составов и технологий с нефтяных месторождений на газовые и газоконденсатные. В целом нами выявлены ключевые причины обводнения газовых и газоконденсатных скважин, а также особенности технологий в зависимости от типа коллекторов.

Определение причины появления воды является сложной задачей при разработке и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений, особенно это актуально в современных реалиях осложнения запасов. В таких условиях именно подробное изучение литологического и тектонического строения, расположения глинистых пропластков на месторождениях, наличия трещиноватости, как в целом по месторождению, так и на его отдельных участках, наличия негерметичности в заколонном пространстве позволяет сформировать полную картину причин обводнения скважины и обеспечить более точную оценку

эффективности мероприятий по ограничению водопритоков.

На терригенных пластах при решении проблемы, связанной с подъемом ГВК и заколонных перетоков, необходимо применение комплексных технологий, с использованием селективных составов, которые хорошо фильтруются в пласт и затрубное пространство, не размываются водой и образуют равномерный непроницаемый и устойчивый экран, например, на основе кремний-органических соединений. В случае слабосцементированных пород, где велика вероятность пескопроявления, применяются составы для крепления призабойной зоны с дополнительным эффектом водоизоляции (силикаты). В более устойчивых породах также возможно применение модификаторов фазовой проницаемости, составов, которые не образуют непроницаемого экрана, а только изменяют фазовую проницаемость по воде. В этом случае применяют гидрофобизирующие составы. В большинстве случаев на терригенных пластах селективные составы докрепляют цементными составами.

Основная причина водопроявлений в карбонатных пластах – наличие трещин, которые и являются каналами поднятия ГВК и неравномерной миграции воды по вертикали пласта, – это требует более детального изучения причин обводнения скважин. Технологии в карбонатных пластах отличаются возможностью применения селективных составов для водоизоляционных работ с последующей интенсификацией, закачкой кислоты, чаще всего соляной.

Вклад авторов

Л.Ф. Давлетшина – концептуализация, проведение исследования, создание черновика рукописи, создание рукописи и ее редактирование.

Л.В. Самуйлова – методология, проведение исследования, создание рукописи и ее редактирование.

З.Р. Давлетов – проведение исследования, верификация данных, создание рукописи и ее редактирование.

Все авторы одобрили окончательную версию публикации.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. *Березовский Д.А.* Состояние изученности проблемы эксплуатации газовых скважин с высокой вероятностью самозадавливания и методы ее решения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). 2023. № 3. С. 97–118. EDN: PDGDAG
2. *Кустышев А.В., Епрынцев А.С.* Проблемы и пути повышения эффективности эксплуатации газовых скважин на завершающей стадии разработки // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2011. № 9. С. 59–64. EDN: OEYWBV
3. *Заикин К.М.* Технология эксплуатации обводненных газоконденсатных скважин Оренбургского НГКМ и рекомендации по устранению последствий обводнения // Газовая промышленность. 2012. № 4(675). С. 35–39. EDN: OVYXQV
4. *Березовский Д.А., Близнюков В.Ю., Верисокин А.Е.* и др. Анализ методов борьбы с самозадавливанием скважин на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении и обоснование выбора технологии // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2024. № 2(374). С. 33–41. EDN: QEYRBU
5. *Шиян С.И., Шаблий И.И.* Обоснование проведения реконструкции обводненного фонда скважин на примере Основной залежи Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2024. № 2(374). С. 42–55. EDN: FXPIVW
6. *Gao S., Li Y., Li H., et al.* Preventing and controlling water influx in gas wells: Key technologies and challenges // Geoenergy Science and Engineering. 2026. Vol. 260. P. 214405. <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2026.214405>
7. *Sun Y.Q., Zhang Y.P., Liu Q.W.* и др. Исследование новых высокоэффективных реагентов для пенного дренажа газовых скважин (обзор) // Нефтехимия. 2023. Т. 63, № 5. С. 745–759. <https://doi.org/10.31857/S002824212305012X>
8. *Назарычев С.А., Андрияшин В.В., Жанбосынова Ш.* и др. Аналитические исследования применения технологий освоения нефтяных и газовых скважин с использованием пеногазогенерирующих веществ // PRОнефть. Профессионально о нефти. 2024. Т. 9, № 3(33). С. 97–111. EDN: JXAKSD
9. *Инякина Е.И., Левитина Е.Е., Плазун А.В., Альшейхли М.Д.З.* Поддержание эффективной эксплуатации малодобитных скважин при разработке сеноманской залежи // Наука. Инновации. Технологии. 2024. № 1. С. 143–158. <https://doi.org/10.37493/2308-4758.2024.1.7>

10. Guo P., Tian Z., Ru Z., et al. Chemical water shutoff agents and their plugging mechanism for gas reservoirs: A review and prospects // Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2022. Vol. 104. 104658. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2022.104658>
11. Ваганов Е.В., Сохошко С.К., Краснов И.И. Прогноз успешности мероприятий по ограничению водопритоков в газовых скважинах // Наука. Инновации. Технологии. 2023. № 1. С. 137–154. <https://doi.org/10.37493/2308-4758.2023.1.7>
12. Волохова А.В., Земляная Е.В., Качалов В.В., Сокотущенко В.Н. Обзор методов повышения компонентоотдачи при разработках газоконденсатных месторождений // Наука. Инновации. Технологии. 2019. № 3. С. 19–48. <https://doi.org/10.37495/2308-4758-2019-3-19-48>
13. Жарикова Н.Х., Самойлов М.И. Анализ текущего состояния обводненности скважин на Заполярном нефтегазоконденсатном месторождении // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2023. № 1(373). С. 46–56. [https://doi.org/10.33285/2413-5011-2023-1\(373\)-46-56](https://doi.org/10.33285/2413-5011-2023-1(373)-46-56)
14. Ваганов Ю.В., Ягафаров А.К., Арсан Ш.А. Изменение молекулярной природы поверхности коллекторов при эксплуатации сеноманских залежей низконапорных газов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2016. № 3(117). С. 38–44. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2016-3-38-44>
15. Гладышева Я.И. Продуктивность нетрадиционных коллекторов сенона севера Западной Сибири // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2023. № 3(159). С. 24–34. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2023-3-24-34>
16. Пономаренко М.Н., Абдреев К.Б., Ефимов О.Д. Опыт применения технологии и реагентов по изоляции водопритока на месторождениях ПАО «Газпром» // Газовая промышленность. 2020. № 11(809). С. 102–106. EDN: FEDHNZ
17. Сингуров А.А., Нифантов В.И., Пищухин В.М., Гильфанова Е.В. Технологии и составы для водоизоляционных работ в газовых скважинах // Вести газовой науки. 2014. № 4(20). С. 75–80. EDN: TEWWDJ
18. Ваганов Ю.В., Овчинников В.П., Хафизов А.Р., Леонтьев Д.С. Технология заканчивания добывающих скважин, вскрывших переходную зону газовой залежи // Нефтегазовое дело. 2024. Т. 22, № 6. С. 45–52. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2024-6-45-52>
19. Исмагилова Э.Р., Агзамов Ф.А. Разработка добавок в «самозалечивающиеся» цементы для восстановления герметичности цементного кольца нефтяных и газовых скважин // Бурение и нефть. 2016. № 5. С. 36–41. EDN: VWBAZF
20. Строганов В.М., Строганов А.М., Пономарев Д.М. Кремнийорганические тампонажные материалы АКОР БН®. Уникальные свойства и опыт промыслового применения // Нефть. Газ. Новации. 2016. № 4. С. 60–68. EDN: WBFBD R
21. Жарикова Н.Х., Кусова Л.Г., Лаптинова И.Д. Анализ проведения геолого-технических мероприятий на Береговом нефтегазоконденсатном месторождении // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). 2022. № 4. С. 310–324. EDN: KESCEC
22. Буркова А.А. Применение новой технологии проведения ремонтно-изоляционных работ // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2022. № 8(356). С. 39–44. [https://doi.org/10.33285/0130-3872-2022-8\(356\)-39-44](https://doi.org/10.33285/0130-3872-2022-8(356)-39-44)

23. Толчин О.В. Особенности разработки Губкинского месторождения // Академический журнал Западной Сибири. 2017. Т. 13, № 1(68). С. 13–14. EDN: ZHNVHN
24. Сироткин А.И., Хайруллин А.А. Анализ текущего состояния разработки Губкинского месторождения // Научный форум. Сибирь. 2015. № 1. С. 67–68. EDN: VXEDNB
25. Агеев С.А., Рахимов Н.В., Киряков Г.А. Стратегические аспекты, технические и технологические решения повышения эффективности ремонта скважин // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. 2016. № 4. С. 13–20. EDN: YJMCQB
26. Перепеличенко В.Ф., Кулахмедов Х.А., Акчурун Х.И., Гафаров Т.Н. Изоляция водопритоков и интенсификация добычи газа без глушения скважин // Газовая промышленность. 2011. № 8(663). С. 39–43. EDN: NXMBQJ
27. Савастюк С.С., Атюников Н.Е., Демчук А.К. и др. Технология водоизоляции без глушения скважины с применением надувного пакера и кремнийорганического состава «Пласт-СТ» на скважинах Губкинского месторождения // Газовая промышленность. 2021. № 5(816). С. 44–46. EDN: EZBVMH
28. Леонтьев Д.С., Клещенко И.И., Шаляпина А.Д., Мансурова М.М. Технология проведения водоизоляционных работ в газодобывающей скважине с применением колтубинга // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2020. № 6(144). С. 75–85. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2020-6-75-85>
29. Alaedan A., Alturaiki H., Almazrou A., et al. Enhancing coiled tubing water shut-off operations: Lessons learned and best practices for zonal isolation // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, Abu Dhabi, UAE, 3–6 November 2025. Paper SPE-229887-MS. <https://doi.org/10.2118/229887-MS>
30. Lakatos I., Lakatos-Szabo J., Szentés G., Vago A. Restriction of water production in gas wells by induced phase inversion: Field case studies // SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana, USA, 26–28 February 2014. Paper SPE-168189-MS. <https://doi.org/10.2118/168189-MS>
31. Sun X., Ge J., Zhang G., et al. Self-emulsifying water shutoff agent based on fumed silica nanoparticles for high temperature horizontal gas wells // Petroleum Science and Technology. 2021. Vol. 39, No. 1. P. 1–10. <https://doi.org/10.1080/10916466.2020.1828459>
32. Ayoub H., Khalil S., Ali R.L., et al. Enhanced zonal isolation for water shutoff and gas recovery in depleted sandstone reservoirs, a case study // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, Abu Dhabi, UAE, 3–6 November 2025. Paper SPE-228899-MS. <https://doi.org/10.2118/228899-MS>
33. Almohsin A.M., Ogundare T.M., Alabdrabalnabi M.I., Kharrat W. A new water shut off technology for gas wells: A groundbreaking application of nanosilica based fluids // SPE Improved Oil Recovery Conference, Tulsa, Oklahoma, USA, 21–23 April 2026. Paper SPE-231544-MS. <https://doi.org/10.2118/231544-MS>
34. Wang F., Zhang Z., Zhang W., et al. Ternary wetting modification technology: a remedy for water blockage and prevention sand in unconsolidated sandstone gas reservoirs // Gas Science and Engineering. 2024. Vol. 122. P. 205223. <https://doi.org/10.1016/j.jgsce.2024.205223>
35. Yang Y., Gu D., Lian Y., et al. Mechanisms and prevention & control countermeasures of water breakthrough in horizontal wells in multi-layer unconsolidated sandstone gas reservoirs: A case study of

the Tainan gas field in the Qaidam Basin // *Natural Gas Industry B*. 2019. Vol. 6, No. 6. P. 564–571. <https://doi.org/10.1016/j.ngib.2019.05.004>

36. Гасумов Р.А., Кукулинская Е.Ю. Технологические решения, направленные на ограничение выноса пластового песка из добывающих газовых скважин // *Наука. Инновации. Технологии*. 2016. № 3. С. 165–176. EDN: WMWTSB

37. Шайдуллин В.А., Нигматуллин Т.Э., Магзумов Н.Р. и др. Обзор перспективных технологий водоизоляции в газовых скважинах // *Нефтегазовое дело*. 2021. Т. 19, № 1. С. 51–60. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2021-1-51-60>

38. Dupuis G., Bouillot J., Zaitoun A., et al. Combined water/sand control polymer treatments in offshore gas wells // *SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia*, Muscat, Oman, 21–23 March 2016. Paper SPE-179825-MS. <https://doi.org/10.2118/179825-MS>

39. Кукулинская Е.Ю., Гаврилов А.А., Елисеев А.Н. К вопросу о разработке эффективного гидрофобизирующего состава для ограничения водопитока в газовых скважинах месторождений Западной Сибири // *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. 2025. № 5(389). С. 43–47. EDN: EHFSIM

40. Твердохлебов И.И., Саушин А.З. Особенности разработки месторождений углеводородов Прикаспийской впадины // *Газовая промышленность*. 2017. № 11(760). С. 42–45. EDN: ZVKWWJ

41. Feng X., Peng X., Li L., et al. Influence of reservoir heterogeneity on water invasion differentiation in carbonate gas reservoirs // *Natural Gas Industry B*. 2019. Vol. 6, No. 1. P. 7–15. <https://doi.org/10.1016/j.ngib.2019.01.002>

42. Hu J., Yang S., Wang B., et al. Effect of pore structure characteristics on gas-water seepage behaviour in deep carbonate gas reservoirs // *Geoenergy Science and Engineering*. 2024. Vol. 238. P. 212881. <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2024.212881>

43. Кунавин В.В., Чалов О.Ю., Шевяхов А.А., Зонтов Р.Е. Комплексные технологии интенсификации притока газа с элементами водоизоляции на Астраханском ГКМ // *Газовая промышленность*. 2012. № 2(673). С. 12–14. EDN: OOREPZ

44. Чалов Н.О., Кутлусурина Г.В., Даудов С.Д., Антонова Я.А. Анализ эффективности технологии комплексной обработки призабойной зоны пласта с применением реагента RX-380 на скважинах АГКМ // *Наукосфера*. 2021. № 5-1. С. 10–16. <https://doi.org/10.5281/zenodo.4748316>

45. Matthey P., Varshney M., Daksh P.V., Kumar A. A successful water shut off treatment in gas well of Bassein field by polymeric gel system // *SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition*, Mumbai, India, 4–6 April 2017. Paper SPE-185371-MS. <https://doi.org/10.2118/185371-MS>

46. Maleki-Khalan S., Hosseini-Nasab S.M. Study on mechanisms of novel nano-composite polymer gels with silica and alpha-alumina nanoparticles for water shut-off in hydrocarbon reservoirs // *Results in Engineering*. 2025. Vol. 26. P. 105274. <https://doi.org/10.1016/j.rineng.2025.105274>

47. Mollaniyazov E., Kontarev R., Jafarov R., et al. Ingenuity water shut off solution in Turkmenistan // *Offshore Technology Conference Asia*, Kuala Lumpur, Malaysia, 31 March – 2 April 2026. Paper OTC-36405-MS. <https://doi.org/10.4043/36405-MS>

48. Fornari M.V., Allegretti G., Cesale D., et al. Innovative water shut-off in deep water fractured carbonate gas reservoir combining production logging analysis with zonal isolation using swelling polymer and thixotropic sealant technologies for highly deviated well // *Abu Dhabi International*

Petroleum Exhibition and Conference, Abu Dhabi, UAE, 3–6 November 2025. Paper SPE-228936-MS. <https://doi.org/10.2118/228936-MS>

49. *Малюков В.П., Анаев Ю.С.* Влияние геолого-физических свойств сложно построенных глубоких продуктивных горизонтов Астраханского газоконденсатного месторождения на эффективность кислотных обработок карбонатного пласта // Вестник Российского университета дружбы народов. Серия: Инженерные исследования. 2013. № 3. С. 108–119. EDN: RBCOYV

50. *Егорова Е.В., Кутлусурина Г.В., Смирнова Т.С.* Проблемы и перспективы увеличения добычи углеводородного сырья на Астраханском газоконденсатном месторождении // Геология, география и глобальная энергия. 2025. № 2(97). С. 21–27. <https://doi.org/10.54398/2077-6322.2025.97.2.003>

Информация об авторах

Люция Фаритовна Давлетшина – д-р техн. наук, доцент, профессор, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия; SPIN-код: 3922-1947, <https://orcid.org/0000-0003-2788-6756>; e-mail: davletshina.l@gubkin.ru

Лариса Викторовна Самуйлова – канд. техн. наук, доцент, доцент, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия; SPIN-код: 2311-0093, <https://orcid.org/0009-0008-3427-1665>; e-mail: samuylova.l@gubkin.ru

Заур Растямович Давлетов – канд. техн. наук, доцент, доцент, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия; SPIN-код: 7471-3271, <https://orcid.org/0009-0000-2034-4490>; e-mail: zaurdavletov@mail.ru

Поступила в редакцию 19.03.2026

Принята к публикации 08.05.2026

NEW TECHNOLOGIES AND APPROACHES TO OIL AND GAS FIELD DEVELOPMENT

Review

Causes of “self-killing” of wells and the problem of selecting reagents for water shutoff operations in gas and gas condensate wells

Lyutsia F. Davletshina ✉, **Larisa V. Samuylova**, **Zaur R. Davletov**

National University of Oil and Gas “Gubkin University”, 65 Leninsky Ave., Bldg. 1, Moscow, 119991, Russia

Abstract. The problem of “self-killing” of gas wells due to water accumulation at the bottomhole of a well is becoming increasingly common. This is happening against the background of falling production at older gas and gas condensate fields, characterized by technogenically altered formations, and the development of new fields with complex reservoir characteristics. An important aspect of water shutoff operations at gas and gas condensate fields is the use of chemical reagents, which are typically selected based on their similarity to those used in oil fields, ignoring the differences between oil, gas, and gas condensate and the specific filtration characteristics of each within the reservoir. The objective of the study is to analyze scientific and technical literature over the past 15 years to determine promising development directions and criteria for the selection and application of technologies and chemical reagents during the “self-killing” of wells in gas and gas condensate fields. The problem of “self-killing” of wells is complicated by the variety of causes of water inflows in gas production wells. The authors proposed to additionally classify water shutoff technologies in gas and gas condensate fields according to the type of reservoir rocks (terrigenous and carbonate), as this allows for consideration of the specific causes of water inflows and the interaction of chemical reagents with the rock. In terrigenous formations, when carrying out water shutoff operations at gas and gas condensate fields, integrated technologies are used to form a uniform impermeable and stable screen, reinforce the bottomhole zone of weakly cemented rocks for additional water shutoff, change the water phase permeability using modifiers, and reinforce the screens with cement compositions. For water shutoff in carbonate formations, selective compositions are used, followed by intensification with acidic compositions. In this case, an important parameter is the fracturing of the rocks, which in most cases causes the uplift and uneven migration of water.

Keywords: self-killing of wells; water shutoff compositions; repair and insulation operations; waterproofing of wells; water shutoff; gas wells; Cenomanian deposits

Funding: the work received no funding.

For citation: Davletshina L.F., Samuylova L.V., Davletov Z.R. Causes of “self-killing” of wells and the problem of selecting reagents for water shutoff operations in gas and gas condensate wells. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2026. Vol. 17, No. 2. P. 233–252. (In Russ.).

✉ Lyutsia F. Davletshina, davletshina.l@gubkin.ru

© Davletshina L.F., Samuylova L.V., Davletov Z.R., 2026



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Author contributions

Lyutsia F. Davletshina – conceptualization, investigation, writing – original draft, writing – review & editing.

Larisa V. Samuylova – methodology, investigation, writing – review & editing.

Zaur R. Davletov – investigation, validation, writing – review & editing.

All the authors approved the final version of the publication.

Conflict of interests

The authors declare no conflict of interests.

References

1. Berezovsky D.A. The state of knowledge of the problem of operating self-pressure gas wells with a high probability and methods for solving it. *Science. Engineering. Technology (Polytechnical Bulletin)*. 2023. No. 3. P. 97–118. (In Russ.).
2. Kustyshev A.V., Epryntsev A.S. Problems and efficiency enhancement of gas wells operation during final stage of development. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. 2011. No. 9. P. 59–64. (In Russ.).
3. Zaikin K.M. Technology of operation of flooded gas condensate wells of the Orenburg OGCF and recommendations for eliminating the consequences of flooding. *Gazovaya promyshlennost*. 2012. No. 4(675). P. 35–39. (In Russ.).
4. Berezovsky D.A., Bliznyukov V.Yu., Verisokin A.E., et al. Analysis of the methods applied to combat wells self-killing at the Yamburg oil and gas condensate field and substantiation of the technology selection. *Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea*. 2024. No. 2(374). P. 33–41. (In Russ.).
5. Shiyan S.I., Shabliy I.I. Substantiation of reconstruction of watered fund of wells using the example of the Main deposit of the Orenburg oil and gas condensate field. *Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea*. 2024. No. 2(374). P. 42–55. (In Russ.).
6. Gao S., Li Y., Li H., et al. Preventing and controlling water influx in gas wells: Key technologies and challenges. *Geoenergy Science and Engineering*. 2026. Vol. 260. P. 214405. <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2026.214405>
7. Sun Y.Q., Zhang Y.P., Liu Q.W., et al. Research progress on new highly efficient foam drainage agents for gas wells (a review). *Petroleum Chemistry*. 2023. Vol. 63, No. 9. P. 1119–1131. <https://doi.org/10.1134/S0965544123080029>
8. Nazarychev S.A., Andriyashin V.V., Zhanbosynova Sh., et al. Analytical studies of the application of technologies for the development of oil and gas wells using foam-generating substances. *PROneft. Professionally about Oil*. 2024. Vol. 9, No. 3(33). P. 97–111. (In Russ.).
9. Inyakina E.I., Levitina E.E., Plazun A.V., Alsheikhli M.J.Z. Maintaining effective operation of low-yield wells during the development of the Cenomanian deposit. *Science. Innovations. Technologies*. 2024. No. 1. P. 143–158. (In Russ.). <https://doi.org/10.37493/2308-4758.2024.1.7>
10. Guo P., Tian Z., Ru Z., et al. Chemical water shutoff agents and their plugging mechanism for gas reservoirs: A review and prospects. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2022. Vol. 104. P. 104658. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2022.104658>

11. Vaganov E.V., Sokhoshko S.K., Krasnov I.I. Substantiation of methods to remove water inflows in wells draining gas condensate deposits. *Science. Innovations. Technologies*. 2023. No. 1. P. 137–154. (In Russ.). <https://doi.org/10.37493/2308-4758.2023.1.7>
12. Volokhova A.V., Zemlyanaya E.V., Kachalov V.V., Sokotushchenko V.N. Overview of the component enhancement methods in development of the gas condensate fields. *Science. Innovations. Technologies*. 2019. No. 3. P. 19–48. (In Russ.). <https://doi.org/10.37495/2308-4758-2019-3-19-48>
13. Zharikova N.Kh., Samoilov M.I. Analysis of the current state of wells water-flooding in the Zapolyarnoye oil and gas condensate field. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. 2023. No. 1(373). P. 46–56. (In Russ.). [https://doi.org/10.33285/2413-5011-2023-1\(373\)-46-56](https://doi.org/10.33285/2413-5011-2023-1(373)-46-56)
14. Vaganov Yu.V., Yagafarov A.K., Arsan Sh.A. Modification of molecular structure on reservoir surface while low-pressure gases Cenomanian deposits exploitation. *Oil and Gas Studies*. 2016. No. 3(117). P. 38–44. (In Russ.). <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2016-3-38-44>
15. Gladysheva Ya.I. Productivity of unconventional Senon reservoirs in the north of West Siberia. *Oil and Gas Studies*. 2023. No. 3(159). P. 24–34. (In Russ.). <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2023-3-24-34>
16. Ponomarenko M.N., Abdreev K.B., Efimov O.D. Experience in using technology and reagents to isolate water supply at Gazprom PJSC fields. *Gazovaya promyshlennost*. 2020. No. 11(809). P. 102–106. (In Russ.).
17. Singurov A.A., Nifantov V.I., Pishchukhin V.M., Gilfanova E.V. Technologies and formulations for water insulating works in gas wells. *Vesti gazovoy nauki*. 2014. No. 4(20). P. 75–80. (In Russ.).
18. Vaganov Yu.V., Ovchinnikov V.P., Khafizov A.R., Leontiev D.S. Technology of completion of producing wells that have opened the slightly saturated zone of a gas deposit. *Neftegazovoe delo – Petroleum Engineering*. 2024. Vol. 22, No. 6. P. 45–52. (In Russ.). <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2024-6-45-52>
19. Ismagilova E.R., Agzamov F.A. Development of additives for self-healing cements to restore the cement stone integrity in oil and gas well. *Burenie i nef't*. 2016. No. 5. P. 36–41. (In Russ.).
20. Stroganov V.M., Stroganov A.M., Ponomarev D.M. Organosilicon plugging materials AKOR BN®. Unique properties and experience of commercial application. *Nef't. Gaz. Novatsii*. 2016. No. 4. P. 60–68. (In Russ.).
21. Zharikova N.Kh., Kusova L.G., Laptinova I.D. Analysis of carrying out geological and technical measures on the Beregovoye oil and gas condensate field. *Science. Engineering. Technology (Polytechnical Bulletin)*. 2022. No. 4. P. 310–324. (In Russ.).
22. Burkova A.A. Application of a new technology for repair and insulation works. *Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea*. 2022. No. 8(356). P. 39–44. (In Russ.). [https://doi.org/10.33285/0130-3872-2022-8\(356\)-39-44](https://doi.org/10.33285/0130-3872-2022-8(356)-39-44)
23. Tolchin O.V. Features of the Gubkinskoye field development. *Academic Journal of Western Siberia*. 2017. Vol. 13, No. 1 (68). P. 13–14. (In Russ.).
24. Sirotkin A.I., Khairullin A.A. Analysis of the current state of development of the Gubkinskoye field. *Scientific Forum. Siberia*. 2015. No. 1. P. 67–68. (In Russ.).

25. Ageev S.A., Rakhimov N.V., Kiriakov G.A. Strategic aspects, technical and technological solutions to improve the efficiency of workover. *Bulletin of the Association of Drilling Contractors*. 2016. No. 4. P. 13–20. (In Russ.).
26. Perepelichenko V.F., Kulakhmedov Kh.A., Akchurin Kh.I., Gafarov T.N. Isolation of water inflows and intensification of gas production without killing wells. *Gazovaya promyshlennost*. 2011. No. 8(663). P. 39–43. (In Russ.).
27. Savastyuk S.S., Atnyukov N.Ye., Demchuk A.K., et al. Water shutoff technology without well killing using an inflatable packer and Plast-ST organosilicon composition at Gubkinskoye field wells. *Gazovaya promyshlennost*. 2021. No. 5(816). P. 44–46. (In Russ.).
28. Leontiev D.S., Kleshchenko I.I., Shalyapina A.D., Mansurova M.M. Technology of water shut-off treatment in the gas well using coiled tubing. *Oil and Gas Studies*. 2020. No. 6(144). P. 75–85. (In Russ.). <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2020-6-75-85>
29. Alaedan A., Alturaiki H., Almazrou A., et al. Enhancing coiled tubing water shut-off operations: Lessons learned and best practices for zonal isolation. In: *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference*, Abu Dhabi, UAE, 3–6 November 2025. Paper SPE-229887-MS. <https://doi.org/10.2118/229887-MS>
30. Lakatos I., Lakatos-Szabo J., Szentes G., Vago A. Restriction of water production in gas wells by induced phase inversion: Field case studies. In: *SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control*, Lafayette, Louisiana, USA, 26–28 February 2014. Paper SPE-168189-MS. <https://doi.org/10.2118/168189-MS>
31. Sun X., Ge J., Zhang G., et al. Self-emulsifying water shutoff agent based on fumed silica nanoparticles for high temperature horizontal gas wells. *Petroleum Science and Technology*. 2021. Vol. 39, No. 1. P. 1–10. <https://doi.org/10.1080/10916466.2020.1828459>
32. Ayoub H., Khalil S., Ali R.L., et al. Enhanced zonal isolation for water shutoff and gas recovery in depleted sandstone reservoirs, a case study. In: *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference*, Abu Dhabi, UAE, 3–6 November 2025. Paper SPE-228899-MS. <https://doi.org/10.2118/228899-MS>
33. Almohsin A.M., Ogundare T.M., Alabdrabalnabi M.I., Kharrat W. A new water shut off technology for gas wells: a groundbreaking application of nanosilica based fluids. In: *SPE Improved Oil Recovery Conference*, Tulsa, Oklahoma, USA, 21–23 April 2026. Paper SPE-231544-MS. <https://doi.org/10.2118/231544-MS>
34. Wang F., Zhang Z., Zhang W., et al. Ternary wetting modification technology: A remedy for water blockage and prevention sand in unconsolidated sandstone gas reservoirs. *Gas Science and Engineering*. 2024. Vol. 122. P. 205223. <https://doi.org/10.1016/j.jgsce.2024.205223>
35. Yang Y., Gu D., Lian Y., et al. Mechanisms and prevention & control countermeasures of water breakthrough in horizontal wells in multi-layer unconsolidated sandstone gas reservoirs: A case study of the Tainan gas field in the Qaidam Basin. *Natural Gas Industry B*. 2019. Vol. 6, No. 6. P. 564–571. <https://doi.org/10.1016/j.ngib.2019.05.004>
36. Gasumov R.A., Kukulinskaya E.Yu. Technological solutions to limit sand production from producing gas wells. *Science. Innovations. Technologies*. 2016. No. 3. P. 165–176. (In Russ.).
37. Shaidullin V.A., Nigmatullin T.E., Magzumov N.R., et al. Analysis of advanced waterproofing technologies in gas wells. *Neftegazovoe delo – Petroleum Engineering*. 2021. Vol. 19, No. 1. P. 51–60. (In Russ.). <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2021-1-51-60>

38. Dupuis G., Bouillot J., Zaitoun A., et al. Combined water/sand control polymer treatments in offshore gas wells. In: *SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia*, Muscat, Oman, 21–23 March 2016. Paper SPE-179825-MS. <https://doi.org/10.2118/179825-MS>
39. Kukulinskaya E.Yu., Gavrilov A.A., Eliseev A.N. On the problem of developing an effective hydrophobising composition for limiting water inflow in gas wells of the Western Siberia. *Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea*. 2025. No. 5(389). P. 43–47. (In Russ.).
40. Tverdokhlebov I.I., Saushin A.Z. Peculiarities of the development of hydrocarbon fields of the Peri-Caspian Depression. *Gazovaya promyshlennost*. 2017. No. 11(760). P. 42–45. (In Russ.).
41. Feng X., Peng X., Li L., et al. Influence of reservoir heterogeneity on water invasion differentiation in carbonate gas reservoirs. *Natural Gas Industry B*. 2019. Vol. 6, No. 1. P. 7–15. <https://doi.org/10.1016/j.ngib.2019.01.002>
42. Hu J., Yang S., Wang B., et al. Effect of pore structure characteristics on gas-water seepage behaviour in deep carbonate gas reservoirs. *Geoenergy Science and Engineering*. 2024. Vol. 238. P. 212881. <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2024.212881>
43. Kunavin V.V., Chalov O.Yu., Shevyakhov A.A., Zontov R.E. Integrated technologies for gas inflow intensification with waterproofing elements at the Astrakhan gas condensate field. *Gazovaya promyshlennost*. 2012. No. 2(673). P. 12–14. (In Russ.).
44. Chalov N.O., Kutlusurina G.V., Daudov S.D., Antonova Ya.A. Analysis of effectiveness of combined treatment a bottom-hole formation zone technology with RX-380 on AGCF wells. *Naukosfera*. 2021. No. 5-1. P. 10–16. (In Russ.). <https://doi.org/10.5281/zenodo.4748316>
45. Matthey P., Varshney M., Daksh P.V., Kumar A. A successful water shut off treatment in gas well of Bassein field by polymeric gel system. In: *SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition*, Mumbai, India, 4–6 April 2017. Paper SPE-185371-MS. <https://doi.org/10.2118/185371-MS>
46. Maleki-Khalan S., Hosseini-Nasab S.M. Study on mechanisms of novel nano-composite polymer gels with silica and alpha-alumina nanoparticles for water shut-off in hydrocarbon reservoirs. *Results in Engineering*. 2025. Vol. 26. P. 105274. <https://doi.org/10.1016/j.rineng.2025.105274>
47. Mollaniyazov E., Kontarev R., Jafarov R., et al. Ingenuity water shut off solution in Turkmenistan. In: *Offshore Technology Conference Asia*, Kuala Lumpur, Malaysia, 31 March – 2 April 2026. Paper OTC-36405-MS. <https://doi.org/10.4043/36405-MS>
48. Fornari M.V., Allegretti G., Cesale D., et al. Innovative water shut-off in deep water fractured carbonate gas reservoir combining production logging analysis with zonal isolation using swelling polymer and thixotropic sealant technologies for highly deviated well. In: *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference*, Abu Dhabi, UAE, 3–6 November 2025. Paper SPE-228936-MS. <https://doi.org/10.2118/228936-MS>
49. Malyukov V.P., Apaev Yu.S. The influence of geological and physical properties of complexly constructed deep productive horizons in Astrakhan gas condensate field upon the efficiency of acid treatment of carbonate stratum. *RUDN Journal of Engineering Research*. 2013. No. 3. P. 108–119. (In Russ.).
50. Egorova E.V., Kutlusurina G.V., Smirnova T.S. Problems and prospects for increasing hydrocarbon production at Astrakhan Gas Condensate Field. *Geology, Geography and Global Energy*. 2025. No. 2(97). P. 21–27. (In Russ.). <https://doi.org/10.54398/2077-6322.2025.97.2.003>

Information about the authors

Lyutsia F. Davletshina – Dr. Sci. (Eng.), Associate Professor, Professor, National University of Oil and Gas “Gubkin University”, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0000-0003-2788-6756>; e-mail: davletshina.l@gubkin.ru

Larisa V. Samuylova – Cand. Sci. (Eng.), Associate Professor, Associate Professor, National University of Oil and Gas “Gubkin University”, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0009-0008-3427-1665>; e-mail: samuylova.l@gubkin.ru

Zaur R. Davletov – Cand. Sci. (Eng.), Associate Professor, Associate Professor, National University of Oil and Gas “Gubkin University”, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0009-0000-2034-4490>; e-mail: zaurdavletov@mail.ru

Received 19 March 2026

Accepted 8 May 2026