



Обзорная статья

Геотехнология и инженерная геология

Глушение скважин с контролем поглощения

Д.С.Садуакасов¹, А.Т.Жолбасарова¹, Р.У.Баямирова¹, А.Р.Тогашева¹, М.Т.Табылганов¹, М.Д.Сарбопеева¹, А.Г.Касанова¹, В.Н.Гусаков², А.Г.Телин³✉

¹ Каспийский университет технологий и инжиниринга имени Ш.Есенова, Актау, Республика Казахстан

² Институт нефтехимии и катализа УФИЦ РАН, Уфа, Республика Башкортостан, Россия

³ ООО «Уфимский научно-технический центр», Уфа, Республика Башкортостан, Россия

Как цитировать эту статью: Садуакасов Д.С., Жолбасарова А.Т., Баямирова Р.У., Тогашева А.Р., Табылганов М.Т., Сарбопеева М.Д., Касанова А.Г., Гусаков В.Н., Телин А.Г. Глушение скважин с контролем поглощения // Записки Горного института. 2025. Т. 272. № 16420. С. 119-135. [EDN SBXUTZ](#)

Аннотация

Освоение новых месторождений с низкопроницаемыми коллекторами потребовало внедрения новых технологий добычи, из которых наиболее значимыми для глушения и подземного ремонта скважин явились многотоннажные гидrorазрывы пласта (ГРП), одновременная эксплуатация двух-трех объектов разработки одной сеткой скважин, а также повышение темпов отбора жидкости. Эти глобальные решения в разработке месторождений привели к необходимости поиска новых эффективных материалов и технологий глушения скважин. Статья посвящена анализу проблем, связанных с процессом глушения добывающих скважин на месторождениях, характеризующихся повышенной трещиноватостью, как естественной, так и искусственной (вследствие ГРП), с пониженным пластовым давлением и высоким газовым фактором. Актуальность анализа обусловлена увеличением количества объектов разработки, на которых возникают осложнения при глушении скважин. Особое внимание уделяется техническим решениям, направленным на сохранение фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны пласта, препятствующих поглощению технологической жидкости, а также блокирующих проявление газа. Приводится классификация блок-пачек, применяемых при глушении, исходя из природы технологической жидкости. Рассмотрены суспензионные загущенные водно-солевые растворы, образующие на поверхности горной породы водонепроницаемую корку, которая предотвращает проникновение воды и водных растворов в пласт. Такой подход позволяет обеспечивать безопасность и эффективность проведения операций глушения, особенно при работе с пластами, в которых сохранение водонасыщенности и предотвращение попадания водной фазы имеют критическое значение. Выявлены современные тенденции развития технологии, и намечены перспективные направления дальнейшего совершенствования глушения скважин с контролем поглощения.

Ключевые слова

глушение скважин; ремонт скважин; блокирующий состав; фильтрация; контроль поглощения; реологические свойства

Финансирование

Работа выполнена при поддержке Комитета науки Министерства науки и высшего образования Республики Казахстан (грант № АР19679430).

Поступила: 29.03.2024

Принята: 07.11.2024

Онлайн: 26.02.2025

Опубликована: 25.04.2025

Введение

Статья представляет собой обзор научно-технической литературы, посвященной проблеме глушения скважин с контролем поглощения за период с середины 1970-х годов по настоящее время. Актуальность работы – обобщение опубликованных материалов и определение возможности использования блокирующих составов разной природы в качестве технологических жидкостей глушения скважин в осложненных горно-геологических условиях. Особое внимание уделено блокирующими жидкостям глушения на полимерной основе, содержащим взвешенные частицы с твердой фазой, как наиболее универсальным и эффективным.

Общемировой тенденцией эксплуатации нефтяных месторождений является постепенное ухудшение структуры запасов [1-4]. Эксплуатация скважин также сопровождается ухудшением фильтрационно-емкостных характеристик призабойной зоны пласта [5, 6], прорывами газа или воды по высокопроницаемым каналам, механическим износом подземного оборудования. Для эффективного преодоления этих осложнений и поддержания целевого уровня добычи нефти необходимо проведение текущих и капитальных ремонтных работ. Один из важных этапов подготовки к проведению таких работ – глущение скважин – включает введение технологической жидкости в ствол скважины для создания противодавления с целью предотвращения нефтегазопроявлений. Анализ результатов глущения показал, что технологические жидкости оказывают существенное негативное влияние на добывной потенциал скважин в пластах с низкой проницаемостью и пониженным пластовым давлением из-за поглощения солевых растворов в продуктивный пласт [7, 8].

Глущение скважин является самой распространенной операцией, которая сопровождает скважину весь период ее эксплуатации. Все подземные и капитальные ремонты, а также обработка призабойной зоны скважин начинаются с глущения. Основные причины осложнений при глущении скважин хорошо известны. Первая по значимости связана со снижением фазовой проницаемости по нефти, происходящим из-за увеличения водонасыщенности в призабойной зоне пласта. Когда поглощается ремонтно-технологическая жидкость на водной основе при пониженных пластовых давлениях, в призабойной зоне происходит увеличение водонасыщенности, нехарактерное для пласта в целом при текущей стадии разработки. Особенно остро эта проблема возникает в низкопроницаемых гидрофильтральных коллекторах, и для ее устранения в жидкость глущения добавляют гидрофобизаторы из числа катионоактивных поверхностно-активных веществ (ПАВ) или проводят обработки взаимным растворителем [9]. Такие мероприятия позволяют вернуть доремонтные эксплуатационные параметры скважин, однако сопровождаются значительными дополнительными затратами.

Вторая немаловажная причина осложнения тоже связана с проникновением солевых растворов в призабойную зону – набуханием глинистых минералов и образованием труднорастворимых солей вследствие нарушения солевого равновесия [10]. При этом снижается проницаемость по жидкости и уменьшается приток нефти. Для предотвращения этих негативных явлений в жидкости глущения добавляют понизители набухания глин и ингибиторы солеотложений, которые помогают снять осложнение, но заметно удорожают процесс.

Существует еще один вид осложнений при глущении, характерный для скважин с высоким газовым фактором или объектов разработки, в разрезе которых присутствуют газовые пропластки [11]. Газопроявление при ремонте недопустимо, и для его предотвращения используют закачку растворов ПАВ в призабойную зону, чтобы прорывающийся газ образовывал пену, а это опять дополнительные затраты. Использование жидкостей с контролем поглощения принципиально снимает все указанные проблемы. Контроль поглощения осуществляется тогда, когда ремонтно-технологические жидкости обладают свойствами, препятствующими их уходу в пласт.

Цель обзора – анализ технологических решений, связанных с глущением скважин с контролем поглощения в условиях разработки месторождений с низкопроницаемыми коллекторами, включая естественную и искусственную трещиноватость, с высоким газовым фактором и пониженным пластовым давлением. Материалы, приведенные в обзорной работе, будут полезны промысловым работникам при проведении глущения скважин в сложных горно-геологических условиях.

Материалы и методы исследования

Для получения эмульсионных блокирующих составов глущения применяются дегазированная нефть, дизельное топливо, конденсат, минерализованная вода, эмульгаторы, микрокальциты [12, 13]. Для получения загущенных составов используются водорастворимые полимеры синтетической природы (полиакриламид, полиакриловая кислота, поливинилпирролидон, полиэтиленоксид) и растительного происхождения (карбоксиметилцеллюлоза, гидроксигидроксипропилгуар), биополимеры (ксантан, сукциноглюкан, склерогликан), а также вязкоупругие ПАВ (цвиттер-ионные соединения) [13, 14]. В качестве кольматантов для получения загущенных дисперсий применяются мел, микрокальциты, выварочный галит, доломит, сидерит [13, 14]. Для



трещиноватых коллекторов используют волокнистые материалы: асбест, торф, водонабухающие и разлагаемые синтетические волокна [15-17].

В качестве брейкеров, применяемых после глущения при освоении скважин, используются кислоты (соляная, муравьиная, уксусная, сульфаминовая); ферменты, специфичные на разложение био- и растительных полимеров; перекиси (персульфаты, пероксокарбонаты, гидроперекись мочевины); комплексы (оксиэтилидендифосфоновая, нитрилотриметилфосфоновая, щавелевая кислоты) [14]. Для определения реологических параметров блокирующих жидкостей (предельное напряжение сдвига, модуль упругости и модуль вязкости) применяются современные ротационные вискозиметры, в том числе с опцией осцилляционной реометрии [18]. Фильтрационно-блокирующие характеристики изучаются на фильтр-прессах низкого и высокого давления, а также с использованием фильтрационных установок: импортных, например FDES-645 (Coretest Systems Corporation), и отечественных, например СМП-ПС/ФЕС-2Р (ООО «Кортех») [19, 20].

Промышленная реализация приготовления блокирующих жидкостей осуществляется в соответствии с положениями, описанными в статье [21]. Блокирующие составы готовят на специализированных растворных узлах [12, 22] или с использованием передвижной установки смесительно-осреднительной. Используемые емкости должны быть снабжены лопастными мешалками, обеспечивающими равномерное распределение химических реагентов по всему объему, исключающее возникновение «мертвых зон». Блок приготовления реагентов или емкость необходимого объема должна быть укомплектована внешним электроцентробежным насосом, лопастной мешалкой, эжектором для подачи сыпучих продуктов, обвязкой на насос, а также линией для наполнения и отгрузки. Возможно диспергирование порошка водорастворимого реагента-загустителя через сухую гидроворонку эжектора в струю водно-солевой основы, создаваемую электроцентробежным насосом. Допускается диспергирование полимера высыпанием в водно-солевой раствор в зону перемешивания лопастной мешалки в емкости приготовления.

Трубопроводная обвязка емкостей для приготовления блокирующих жидкостей должна иметь конструкцию, предусматривающую возможность ее промывки в случае возникновения в ней «гелевых дефектов». Блокирующие составы повышенной вязкости готовятся растворением водорастворимого полимера-загустителя в водно-солевой основе и предназначаются для временного и обратимого снижения проницаемости на границе стенки скважины – входа в пласт, контроля поглощения жидкости глущения при подземном ремонте добывающих и нагнетательных скважин без ГРП, в том числе с аномально высоким пластовым давлением (АВПД).

Приготовление блокирующего состава с твердой фазой включает растворение водорастворимого полимера-загустителя на водно-солевой основе с последующим диспергированием частиц с твердой фазой, в качестве которой используют микрокальциты разных марок, выварочный галит, доломит. Суспензия твердых частиц в полимерном растворе предназначена для временного и обратимого снижения проницаемости на границе стенки скважины – входа в пласт, контроля поглощения жидкостей глущения при подземном ремонте добывающих и нагнетательных скважин, в том числе – с ГРП, скважин, имеющих в разрезе пропластки супер-коллекторов, скважин с щелевыми и гравийными фильтрами в условиях с аномально низким пластовым давлением (АНПД) и АВПД.

Приготовление эмульсионного блокирующего состава глущения требует эффективную диспергиацию дегазированной нефти в водно-солевой основе и химического реагента-эмультгатора. Эмульсионные блокирующие составы предназначены для временного и обратимого снижения проницаемости на границе стенки скважины – входа в пласт добывающих скважин, контроля поглощения жидкостей глущения при ремонте скважин без ГРП, скважин с высоким газовым фактором (более 400 м³/т), скважин, эксплуатирующих водочувствительные коллекторы. Технология приготовления эмульсионных блокирующих составов включает набор расчетного количества дегазированной нефти или углеводородного растворителя в блок приготовления реагентов. Далее дозируется эмульгатор и не менее 30 мин перемешивается при включенном электроцентробежном насосе миксера и мешалки. Затем подается необходимое количество водно-солевой основы и снова перемешивается не менее 2 ч. Эмульсионный блокирующий состав может храниться в емкости приготовления до отгрузки не более 2 ч. Перед отгрузкой после указанного срока данный состав перемешивается в емкости с помощью центробежного насоса.

Обсуждение

Контроль поглощения при глушении скважин обеспечивается согласно двум основным механизмам: увеличением вязкости технологической жидкости, а также коркообразованием на поверхности горной породы, когда взвесь твердых частиц закупоривает поры и каналы фильтрации. В частности, загущенные полимерные растворы, гидрогели, обратные эмульсии действуют по первому механизму, а супензионные системы – по второму. Существует несколько близких по сути классификаций блокирующих составов [23, 24]. Схема, предложенная в статье [24], основанная на природе блокирующих жидкостей, представляется нам более наглядной (рис.1). Остановимся подробнее на основных типах блокирующих составов, применяемых при глушении с контролем поглощения. Исторически массовое внедрение обратных эмульсий при глушении скважин впервые было осуществлено в ПО «Татнефть» в 1970-х годах [12]. Построены специальные стационарные растворные узлы, на которых готовилась обратная эмульсия необходимой плотности. Данная технология успешно применяется и в настоящее время [25], являясь востребованным инструментом при осуществлении капитальных и подземных ремонтных работ. Сервисные подрядчики пользуются эмульгаторами, которые позволяют создавать обратные эмульсии для различных температурных интервалов. Обратные эмульсии показали свою эффективность при глушении скважин в гранулярных коллекторах. В случае же глушения скважин в трещиноватых коллекторах, а также в скважинах с ГРП обратные эмульсии далеко не всегда справляются со своей задачей, потому что естественные и искусственно созданные трещины способны поглощать вязкие жидкости.

Показательный пример изменения эффективности действия инвертной дисперсии «Дисин», представляющей обратную эмульсию, стабилизированную карбонатом кальция и гидратом окиси кальция, продемонстрирован в ПО «Юганскнефтегаз». Этот реагент предложил Г.С.Поп для глушения скважин на объектах Западной Сибири [26, 27]. В начале применения, когда глущили скважины с малообъемным ГРП, инвертная дисперсия «Дисин», относящаяся к классу стабилизированной твердыми частицами эмульсии Пикеринга, прекрасно справлялась со своей задачей [28-30]. По мере развития метода ГРП, когда масса закачанного проппанта выросла до 200-300 т, «Дисин» как блок-пачка перестал проявлять блокирующие свойства. Дело в том, что при эксплуатации многопластового объекта Приобского месторождения единым фильтром высокопроницаемый пласт вырабатывается интенсивнее и в нем пластовое давление снижается более значительно. И, хотя в составе «Дисина» имелись твердые стабилизаторы, создать прочную корку на поверхности проппантной набивки не удавалось, потому что дисперсные частички были субмикронного размера и поглощались пластом. В процессе ремонтных работ в скважины приходилось доливать значительное количество ремонтно-технологической жидкости, и впоследствии эти скважины долго осваивались и не выходили на предремонтный уровень добычи. Эта проблема была решена специалистами ООО «РН-УфаНИПИнефть» использованием супензионных блокирующих жидкостей на основе ксантановых полимерных растворов со взвешенной дисперсией микрокальцита. Под руководством В.Н.Гусакова совместно с промысловыми инженерами (О.В.Акимов и др.) разработаны супензионные жидкости глушения, где в качестве дисперсионной среды применялись ксантановые полимерные растворы, а в качестве дисперсной фазы – микрокальциты разных марок [31, 32].

Более эффективные инвертные дисперсии с твердой фазой предложили использовать Д.В.Мардашов и Ш.Р.Исламов [33, 34]. Это обратные эмульсии, в которых взвешены дисперсии микрокальцита разных типоразмеров в зависимости от степени раскрытия трещин (для которых



Рис.1. Основные типы блокирующих составов глушения



подобран эффективный эмульгатор) с целью глушения скважин в трещиновато-поровых коллекторах с пониженным пластовым давлением. Фракционный состав микрокальцитов рассчитывался чисто геометрически согласно критериям M.Kaeuffer или S.Vickers.

Существенным преимуществом блок-состава на основе обратных эмульсий является то обстоятельство, что внешняя фаза у них – углеводородная и не вызывает дополнительных фильтрационных сопротивлений при вызове притока нефти после ремонта. Инвертные дисперсии с грануллярными и волокнистыми наполнителями успешно использованы при глушении поглощающих скважин в карбонатных коллекторах [35, 36]. Данное комбинированное решение позволяет совместить два важных эффекта от применения блокирующих жидкостей – не увеличивать водонасыщенность коллектора и формировать фильтрационную корку из твердых кольматантов. Если сравнить эффективность действия инвертных дисперсий с грануллярными наполнителями и загущенных жидкостей на водной основе с теми же кольматантами, то предпочтение нужно отдать инвертным дисперсиям, поскольку они не привносят дополнительной водной фазы в призабойную зону пласта [37]. Особенno актуально применение инвертной дисперсии в водочувствительных низкопроницаемых грануллярных коллекторах, где попадание водной фазы в призабойную зону пласта недопустимо.

Интересный подход к применению эмульсии Пикеринга показан в работе [38], в которой эмульсии стабилизировались гидрофобными и гидрофильными нанокремнеземами, что обеспечивало их устойчивость при высокой температуре. В статье [39] эмульсионный состав получен на основе «зеленой химии». В частности, в качестве углеводородной фазы использовался биодизель – метиловые эфиры жирных кислот, получаемых переэтерификацией рапсового масла.

Применение для глушения скважин загущенных растворов на водной основе также известно давно. Б.А.Андрesonом (1976 г.) предложено использовать солевые растворы, загущенные полиакриламидом с добавкой ПАВ, для глушения скважин в ПО «Башнефть». На месторождениях АНК «ЮКОС» с успехом использовался ПАВ-содержащий полимерный раствор «Шанс» [40] с введением облагораживающих добавок.

В отличие от полимерных растворов, гидрогели, применяемые в качестве блок-пачек при глушении скважин, более эффективны, поскольку благодаря своей сшитой структуре практически не фильтруются в пласт. В частности, чтобы начала фильтроваться в пласт полисахаридная жидкость глушения на основе растворов ксантана или гидроксипропилгуара, сшитых боратным сшивателем, требуется перепад давления более 6,0 МПа [41, 42]. Для глушения скважин в трещиновато-поровых коллекторах с высоким газовым фактором Д.В.Мардашовым и А.В.Бондаренко [20, 43] в качестве блок-пачки предложен гидрогель на основе ксантановой камеди, сшитой ацетатом хрома. Преимущество такого гидрогеля заключается в том, что он с успехом блокирует трещины, обладая при этом высокой газоудерживающей способностью.

Направление использования гидрогелей в качестве блокирующих жидкостей в последние годы бурно развивается благодаря возможности гибкого регулирования их свойств в зависимости от условий применения. Так, при глушении скважин в трещиноватых коллекторах нашел применение вязкоупругий гель на основе оксиэтилированной целлюлозы, сшитой сульфатом меди. В качестве брейкера применялась система пероксигидрат – лимонная кислота [44]. С этой же целью в работе [45] предложен гидрогель на основе гуара и ксантановой камеди, сшитой боратным сшивателем. Эта технология отличается регулируемым временем разложения геля, что достигается за счет использования инкапсулированного брейкера – той же системы пероксигидрата с лимонной кислотой.

При глушении скважин в трещиноватых коллекторах с высоким пластовым давлением разработана утяжеленная бромидом натрия нанокомпозитная гидрогелевая система, сшитая ковалентными связями, с плотностью 1,2-1,5 г/см³ [46]. Термостойкость блокирующего состава определена до 160 °C, а время гелеобразования регулируется от 8 до 12 ч.

Пеногель на основе гидрогеля с двойной сшивкой (полиакриламид+Cr³⁺+полиэтиленимин), вспененный за счет выделения CO₂ при реакции кислоты с карбонатами, нашел применение при капитальном ремонте скважин в коллекторах с низким пластовым давлением и низкой температурой [47, 48].

Для глушения скважин, содержащих в попутном газе токсичные кислые газы, такие как H_2S , CO_2 , SO_2 , предложен гель на основе растительной смолы со сшивателем и регулятором pH. При pH 8 гель не разрушается в течение 72 ч при 150 °C с концентрацией в воде H_2S – 300 мг/л и CO_2 – 100 мг/л. После гелеобразования вязкость составляет 30 Па·с, а после введения брейкера в течение 6 ч она снижается до 3 мПа·с [49].

Блок-состав на основе солеустойчивого частично гидролизованного полиакриламида при глушении высокообводненных скважин в трещиноватых коллекторах позволяет не только беспроблемно осуществлять ремонтные работы, но и снизить обводненность и увеличить добычу нефти за счет эффекта водоизоляции при утечках геля в трещины [50]. В статье [51] описано применение высоковязкой гель-пробки при ремонте скважин, удобное тем, что вязкость гелированного состава достигает 30000 мПа·с, а после воздействия кислотного брейкера через 4 ч она снижается до 5 мПа·с. Вязкие гелированные блокирующие составы с регулируемым временем разложения геля используются для текущего и капитального ремонта скважин с целью снижения риска газопроявлений [52].

Необходимо отметить, что гидрогели на основе частично гидролизованного полиакриламида в последние годы все чаще модифицируются наночастицами. Дело в том, что в жестких условиях температурно-солевой агрессии происходит разложение блок-пачек на основе сшитых полимерных систем. Деструкция гидрогелей заключается в разрыве основных полимерных цепей, в разрыве сшивок, гидролизе полимера и синерезисе [53]. Частицы нанокремнезема взаимодействуют своими силанольными группами с карбоксильной группой частично гидролизованного полиакриламида с образованием водородной связи (доказано ИК-спектрами) [54], усиливая тем самым взаимодействие с молекулами воды и предотвращая дегидратацию и синерезис геля [55]; при этом наночастицы равномерно распределяются по всему объему гидрогеля. В работе [56] показано, что введение 9 % нанокремнезема увеличивает прочность гидрогеля на 5000 %. Из снимков, полученных с помощью электронного микроскопа, видно, что наночастицы армируют гидрогель при гелеобразовании *in situ*, что позволяет временно блокирующему материалу значительно лучше противостоять температурным, солевым и сдвиговым воздействиям по сравнению с гидрогелем без добавки нанокремнезема. В трещиноватых карбонатных пластах с пониженным пластовым давлением достаточно ввести в гидрогель 5 % наночастиц, и при этом увеличение структурно-механических свойств такого нанокомпозита позволяет безаварийно проводить ремонтные работы [57]. Приводятся данные о том, что добавка 8 % нанокремнезема в гель на основе частично гидролизованного полиакриламида и экологически чистого сшивателя – полиэтиленимина обеспечивает увеличения модуля упругости в 14 раз при модуле вязкости, равного всего 71 Па, что чрезвычайно благоприятно с точки зрения малой повреждаемости гранулярного коллектора [58]. Для скважин в высокотемпературных объектах разработки нанокомпозитный гель получают из термостойкого сульфированного полиакриламида с добавкой вторично-модифицированного лапонита, тиомочевины, сшивателя – полиэтиленимина [59]. Авторы статьи [60] отметили, что линейные размеры нанокремнезема существенно влияют на свойства нанокомпозитов. Так, гидрогель на основе частично гидролизованного сульфированного полиакриламида, сшитого ацетатом хрома, имеет максимальные прочностные характеристики с наночастицами размером 20-30 нм по сравнению с аналогичными гелями при добавлении нанокремнезема размером 7-10 нм и 60-70 нм.

Большое внимание специалистами из разных стран мира уделяется саморазрушающимся гидрогелям. Так, в работах [61, 62] предложены саморазрушающиеся под действием температуры гели на основе предварительно сформированных гель-частиц. В статьях [63, 64] описаны гели с внутренним брейкером с регулируемым временем разложения. Безопасное время ремонта определено на основании лабораторных экспериментов при пластовой температуре. С целью прогнозирования времени температурного саморазрушения гидрогелевых блок-составов в работе [65] проведены кинетические эксперименты и разработана математическая модель, совпадающая с результатами изучения температурного старения с коэффициентом корреляции 0,988. Такой подход позволяет прогнозировать время нахождения блок-составов в рабочем состоянии и оценивать безопасный период проведения ремонтных работ на скважинах.

Рассмотрены варианты использования гелеволокнистых систем для временного блокирования пласта. В гидрогель на основе термостойкого сульфонированного полиакриламида, сшитого полиэтиленимином, добавлялись нанофибрillы целлюлозы [66]. При этом такой нановолокнистый



композит превосходил по своим структурно-механическим и термостойким свойствам нанокомпозит с добавкой равного количества нанокремнезема. Волокнистый синтетический наполнитель подавался в высокотемпературную скважину в полимерном растворе, где за предварительно рассчитанное время синтетические волокна гидролизовались с выделением органических кислот, которые в свою очередь разрушали полимер [67]. Подытоживая анализ применения блок-составов, можно отметить обзор в статье [68], где обобщены свойства гелей, получаемых *in situ*, способы повышения их термостойкости и структурно-механических свойств, регулирования скорости гелеобразования, методы разрушения и саморазрушения.

В качестве гидрогелевых блок-пачек все чаще используются композиции вязкоупругих ПАВ на основе цвиттер-ионных соединений [69, 70], которые имеют немаловажное преимущество перед гидрогелями на основе водорастворимых полимеров – они разрушаются при контакте с нефтью и водой с вызовом притока после ремонта.

Загущенные растворы на нефтяной основе (товарная загущенная нефть) [71] применяются при глушении скважин с пониженным пластовым давлением. В последнее время их использование весьма ограничено согласно правилам пожарной безопасности. Хотя в некоторых добывающих предприятиях, например в ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз», блокирующие жидкости на углеводородной основе в свое время имели достаточно широкое применение [72].

Использование суспензионных блокирующих составов на водной основе тоже давно известно. Сначала в таком качестве применялись глинистые растворы, которые, хотя и имели небольшое преимущество над растворами минеральных солей, были недостаточно эффективны из-за кольматации призабойной зоны пласта. В частности, С.З.Зариповым (1981 г.) показано, что глущение скважин глинистыми растворами (ПО «Башнефть») в 1970-х годах приводило к существенному снижению производительности скважин. Исследования сервисной фирмы M-I Swaco убедительно показали, что наиболее целесообразно взвешивать частицы кольматанта в загущенных растворах биополимеров. Поскольку биополимеры микробного происхождения имеют разветвленное строение и достаточно высокие значения вязкоупругой составляющей комплексной вязкости, взвешенные частицы не осаждаются. Кроме того, в работах [73, 74] приведен расчет оптимального фракционного состава кольматирующих частиц в зависимости от диаметра пор горной породы.

Реализация технологий с применением материалов контроля поглощения (Liquid Control Materials – LCM), или LCM-технологий, подразумевает использование таких компонентов, как водно-солевая основа, водорастворимый полимер-загуститель, брейкер для разрушения полимера и восстановления проницаемости (рис.2) [75]. В качестве водно-солевой основы используется техническая вода, а также растворы минеральных солей (водорастворимые полимеры, применяемые в качестве загустителей).

Основными технологическими недостатками полимерных загустителей являются риск получения «гелевых дефектов» [76] и значительная потеря вязкости при повышении температуры. Лишь системы, загущенные сукциногликаном и эмуциламидопропилбетаином (относится к классу ВУПАВ), сохраняют свою вязкость до 70 °C [75].

Для сохранения добывного потенциала скважин, а также быстрого их вывода на режим после глущения при использовании полимерных блокирующих жидкостей необходимо применять брейкеры, индивидуально подобранные для каждого класса загустителей. Брейкеры воздействуют на углеродные цепочки полимеров, химически модифицируют функциональные группы макромолекул и разрушают сетчатую



Рис.2. Система компонентов для реализации LCM-технологий

структурой гидрогелей. Для этих целей используются перекиси, энзимы, кислоты, комплексоны. Применение брейкеров осуществляется в двух вариантах. В первом случае брейкер является компонентом технологической жидкости. Такой вариант возможен, когда действие брейкера начинается с большим периодом индукции. К этому моменту основные операции текущего ремонта скважины должны завершиться, и после разрушения полимерных молекул при вызове притока происходит восстановление коэффициента проницаемости. По второму варианту брейкер закачивается после проведения основных стадий ремонта скважины и также обеспечивает восстановление проницаемости. Бесполимерные загущенные жидкости не требуют применения брейкера, поскольку снижение вязкости такой системы достигается при контакте с водой или нефтью с вызовом притока после ремонта [77, 78]. В связи с тем, что применяемые для этих целей цвингер-ионные ПАВ обладают хорошими поверхностно-активными свойствами, после разрушения цилиндрических мицелл с вязкоупругими свойствами достигается облегченный вызов притока. При использовании суспензионных блокирующих жидкостей глушения возможно применение модифицирующих добавок из класса гликолей, которые снижают сцепление корки кольматанта к поверхности горной породы [74].

Другой способ формирования фильтрационной корки с малой глубиной проникновения кольматантов в пласт осуществляется подбором фракционного состава кольматанта, соответствующего распределению пор по размерам. Если размер частиц много меньше среднего диаметра пор, то будет происходить нежелательное проникновение этих частиц в каналы фильтрации; частицы, диаметром, намного превышающим размеры пор, не способны образовывать низкопроницаемую корку, что приводит к поглощению жидкости во время ремонта.

Оптимизация размеров кольматанта сводится к подбору состава дисперсий, различных по размерам [79]. Согласно теории идеальной упаковки (Ideal Packing Theory – IPT, M.Kaeuffer), подбор осуществляется методом приближения зависимости «интегральный фракционный состав – корень квадратный из диаметра частиц» к идеальной прямой. Другой вариант оптимизации распределения частиц по размерам (по S.Vickers) задается кривой с параметрами [79] при диаметрах: D_{\max} – доля частиц 90 %; $2/3D_{\max}$ – 75 %; $1/3D_{\max}$ – 50 %; $1/7D_{\max}$ – 25 %; D_{\min} – 10 %. Для создания наиболее плотной фильтрационной корки по критерию A.Abrams необходим кольматант с диаметром частиц от 1/7 до 1/3 диаметра пор. Максимально плотную низкопроницаемую и тонкую фильтрационную корку удается получить при подборе частиц по размерам согласно критерию S.Vickers (табл.1 [79]).

Таблица 1

Результаты испытаний фильтрационных корок, образуемых жидкостями глушения

| Размер пор диска, мкм | Параметр | Расчет фракционного состава кольматанта по критериям | | |
|-----------------------|--|--|------------|----------|
| | | S.Vickers | M.Kaeuffer | A.Abrams |
| 5 | Фильтроотдача, см ³ /30 мин | 21,0 | 22,0 | 30,0 |
| | Коэффициент восстановления, % | 93,8 | 49,5 | 61,5 |
| 20 | Фильтроотдача, см ³ /30 мин | 20,0 | 42,0 | 23,0 |
| | Коэффициент восстановления, % | 85,7 | 69,5 | 80,9 |
| 60 | Фильтроотдача, см ³ /30 мин | 20,8 | 31,0 | 19,0 |
| | Коэффициент восстановления, % | 86,2 | 78,1 | 93,5 |

Отметим, что обоснованный состав кольматанта можно определить при знании распределения размеров пористой среды. Для использования блокирующей жидкости с твердой фазой на скважинах после ГРП нахождение оптимального размера дисперсных частиц упрощается, так как типоразмер проппанта для каждой скважины известен (рис.3). Алгоритм действий, предназначенный для практического использования технологии глушения с контролем поглощения, указан в табл.2 [14]. Промысловый опыт ООО «РН-Юганскнефтегаз» по глушению скважин с контролем поглощения, осуществляющему согласно приведенному в табл.2 алгоритму, подтвердил правильность выбранного решения [14, 31]. Использование микрокальцитов в качестве твердой фазы для суспензионных блокирующих жидкостей безопасно, поскольку при необходимости этот кольматант легко растворяется в кислоте [80]. Применение полимерных загустителей характеризуется рисками образования так называемых гелевых дефектов, возникающих из-за неполного растворения



полимера в водно-солевой основе. Для предотвращения этого явления применяют диспергию полимера в неводных полярных растворителях.

Современные технологии глушения скважин с контролем поглощения быстро развиваются, поскольку с их помощью уменьшается потребление водных растворов и соответственно снижается число осложнений, вызванных интенсивной разработкой терригенных и карбонатных коллекторов. Так, в 2008 г. в ООО «РН-УфаНИПИнефть» совместно с работниками ООО «РН-Юганскнефтегаз» разработано и запатентовано эффективное решение для глушения многопластовых скважин Приобского месторождения с многотоннажным ГРП [32, 81]. При сравнительных испытаниях с технологией компании M-I Swaco (Seal-N-Peel) российский вариант с использованием блок-состава глушения с микрокальцитом (БСГ-МК) показал сопоставимую эффективность.

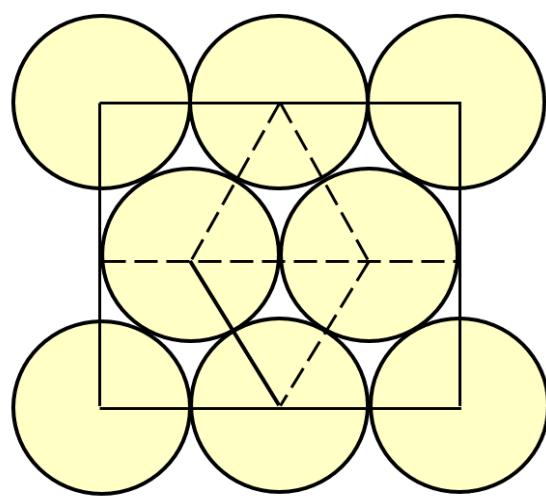


Рис.3. Графическое построение расчета просветности проппантной упаковки

Таблица 2

Алгоритм выбора дизайна глушения с контролем поглощения

| Требуемый расчетный параметр | Источник информации | Определяемая характеристика | Алгоритм действия |
|---|---|--|---|
| Объем блокирующей жидкости глушения V , м ³ | Данные цеха добычи нефти и газа | Удельный объем скважины в зоне от текущего забоя до верхних перфорационных отверстий | $V = 0,001 V_{уд} [h_{тек.заб} - h_{вд} + 150] + V_{изб}$ |
| Объем избытка блокирующей жидкости глушения $V_{изб}$, м ³ | Данные цеха добычи нефти и газа | Положение верхних перфорационных отверстий и перфорированный интервал | $V_{изб} = 0,0007 h_{вд} + K h_{перф}$ $K = 0,05 \text{ и } 0,01 \text{ м}^3/\text{м}$ для наклонно-направленных и горизонтальных скважин |
| Пластовое давление P_0 на начало ремонта, Па | Данные цеха добычи нефти и газа | Избыточное устьевое давление $P_{изб}$ по воде на начало ремонта | $P_0 = \rho g h + P_{изб}$ |
| Пластовое давление $P_{пл}$ на срок ремонта, Па | Данные гидродинамических исследований скважин | Кривая восстановления давления для скважины | $P_{пл} = P_0 + K(T)^{1/2}$ |
| Плотность жидкости глушения при 20 °C с учетом теплового расширения при пластовой температуре $\rho(t)$, кг/м ³ | Справочная литература | Коэффициент температурного расширения раствора глушения $\alpha \approx 0,5838 \text{ кг}/(\text{м}^3 \cdot \text{°C})$ | $\rho(t) = \rho(20) - \alpha(t - 20)$ |
| Посуточный прогноз изменения плотности жидкости глушения с учетом кривой восстановления давления | Расчетные данные | Пластовые температура и давление $p(T, t) = \frac{P_0 + K\sqrt{T}}{gh_{верт}} + \alpha(t - 20)$ | Расчет плотности жидкости глушения с поправкой на кривую восстановления давления |
| Диаметр устьев пор зерен проппанта $D_{max} - D_{min}$, мкм | Паспорт скважины | Фракционный состав проппанта | Марка проппанта |
| Фракционный состав смеси микрокальцитов для формирования фильтрационной корки | Теория заполнения (по критерию S.Vickers) | Критерий по S.Vickers: $D_{max} - 90 \%$ $2/3D_{max} - 75 \%$ $1/3D_{max} - 50 \%$ $1/7D_{max} - 25 \%$ $D_{min} - 10 \%$ | Минимизация отклонения модельной кривой микрокальцитов от кривой по S.Vickers (программный продукт) |
| Концентрация загустителя в блокирующей жидкости глушения | Экспериментальные данные | Зависимость седиментационной стабильности суспензии от концентрации загустителя | Визуальное наблюдение стабильности суспензии |
| Эффективная вязкость блокирующей жидкости глушения | Экспериментальные данные | Время истечения 500 см ³ блокирующей жидкости на воронке ВБР-2 в лабораторных и полевых условиях | Определение времени истечения 500 см ³ блокирующей жидкости на воронке ВБР-2 |

Примечания: K – проницаемость, мкм²; $h_{тек.заб}$ – расстояние от устья до текущего забоя, м; $h_{вд}$ – расстояние от устья до верхних перфорационных отверстий, м; $h_{перф}$ – интервал перфорации, м; $h_{верт}$ – глубина верхних перфорационных отверстий по вертикали, м; g – ускорение свободного падения, м/с²; T , t – пластовая температура, °C.

В 2009 г. в ряде добывающих обществ ОАО «НК «Роснефть» внедрена технология супензионной блокирующей жидкости с саморазрушающейся кольматирующей твердой фазой – галитом (БСГ-галит) [82]. Основное технологическое преимущество такого состава заключается в способности твердых шунтирующих частиц полностью растворяться при вызове притока обводненной продукции после завершения подземного ремонта скважин (ПРС). Эта особенность позволяет исключить риск кольматации призабойной зоны пласта, устанавливать блок-пачку с продавкой на пласт, проводить промывки и нормализацию забоя в условиях поглощений. За счет роста начального градиента сдвига при появлении свободной газовой фазы этот материал можно успешно использовать для глушения нефтяных скважин с высоким газовым фактором и газоконденсатных скважин [83]. Подобный подход применения водорастворимых солевых дисперсий описан в более поздней публикации [84]. В качестве нефтерастворимых кольматантов известно использование дисперсии полиэтиленового воска и нефтерастворимой фенольной смолы с канифолью. Преимущество таких материалов заключается в том, что при вызове притока они полностью растворяются в нефти. По данным керновых исследований, они обеспечивают коэффициент восстановления проницаемости от 0,90 до 0,95 [85].

Другой характерный пример применения блок-пачек продемонстрирован при глушении скважин юрских объектов разработки ООО «Харампурнефтегаз», где работа осложнена целым рядом негативных факторов, таких как низкая проницаемость гидрофильтра пласта-коллектора, высокий газовый фактор, пониженное пластовое давление. С целью устранения влияния этих осложнений на успешность ПРС был разработан подход технологии глушения, заключающийся в комбинировании нескольких видов технологической жидкости, которые при совместном применении позволяют свести к минимуму риски снижения добывного потенциала скважин [19]. Так, для предотвращения газопроявлений разработана блокирующая жидкость на основе полимера «Биопол» и ПАВ (газоблокирующий состав – ГазоБС), действующая за счет своих вязкоупругих свойств (полимер) и пенообразующей способности при контактах с газом (ПАВ).

Буферная жидкость, предназначенная для предотвращения набухания глинистого цемента, снижения межфазного напряжения и восстановления фазовой проницаемости по нефти, разработана на основе 6 %-ного раствора HCl с добавкой ПАВ-гидрофобизатора (буферная солянокислотная жидкость – БуфСК). Блокирующие составы глушения БСГ-МК и БСГ-галит использовались для предотвращения поглощения жидкости глушения при пониженном пластовом давлении в скважинах с ГРП. Опытно-промышленные работы проводились на 23 скважинах, где блок-пачки ГазоБС использовались 21 раз, БуфСК – 9 раз, БСГ-галит и БСГ-МК – 14 и 9 раз соответственно (табл.3). На всех скважинах проведен ПРС по замене электроприводного центробежного насоса без смены его типоразмера, а также замене/ревизии насосно-компрессорных труб. На двух скважинах проведена нормализация забоя. Отмеченное незначительное увеличение дебита жидкости после ПРС связано с очисткой перфорационных отверстий от отложений кальцита за счет действия БуфСК и с абразивной очисткой парафинотложений – составами БСГ-галит и БСГ-МК.

Таблица 3

Результаты опытно-промышленных испытаний технологических жидкостей

| Блокирующая жидкость | Количество испытаний | | Суммарный относительный дебит, до ПРС / после ПРС (вывода на режим), % | |
|----------------------|----------------------|---|--|-----------|
| | Всего | Со снижением дебита нефти во время вывода скважины на режим | Жидкость | Нефть |
| БСГ-МК | 9 | 2 | 100/100,6 | 100/100,5 |
| БСГ-галит | 14 | 2 | 100/102,4 | 100/104,3 |
| БуфСК | 9 | 0 | 100/100,7 | 100/105,4 |
| ГазоБС | 21 | 3 | 100/102,7 | 100/101,6 |
| Всего скважин | 23 | 3 | 100/102,5 | 100/102,8 |

Применение аэрированных жидкостей для глушения скважин необходимо на месторождениях с АНПД, чтобы избежать поглощения жидкости глушения в пласт. Еще в 1970-х годах А.В.Амиян предложил использовать для этого двух- и трехфазные пены [86]. Впоследствии эту технологию успешно распространили для газовых и газоконденсатных месторождений, весьма



чувствительных к водной фазе в призабойной зоне пласта [87]. Вместе с тем использование пенных систем для глушения скважин осложнено их нестабильностью во времени, а также разрушением при контакте с нефтью. Оперативное восстановление свойств пенных систем в стволе скважины возможно путем их повторной циркуляции.

Для глушения газоконденсатных объектов с пониженным пластовым давлением и с высокой температурой предложен пенно-полимерный состав с повышенной устойчивостью пены на основе додецилсульфоната натрия и додецилметилбетамина, стабилизированной ксантановой камедью [88] и полиуретановым загустителем [89]. Состав сохраняет работоспособность при минерализации до 10000 мг/л и температуре до 150 °C в течение 24 ч. Если ремонт скважины длится дольше, необходимо восстанавливать пенную систему в стволе скважины путем подкачки новых порций [88]. В настоящей статье приведен пример ремонта скважины по удалению песка с забоя, который длился 58 ч и прошел без осложнений. Описанное в работе [88] техническое решение подразумевает применение сложного дополнительного оборудования – автоцистерну-перекачиватель жидкого азота или передвижной грузовик-генератор азота, пеногенератор. Применение же самогенерирующихся пеногелевых систем в качестве блокирующих жидкостей [90] позволяет проводить ремонтные работы при высоких температурах без риска уменьшения объема азотной пены. Данная пеногелевая система состоит из гелеобразующей композиции, газогенерирующего минерального состава и ПАВ. За счет низкой плотности пеногель легко выносится из ствола скважины при вызове притока. Высокая устойчивость пеногелей во времени и при повышенных температурах обусловлена тем, что ламели пены представляют сшитый полимерный состав, обладающий высокими структурно-механическими свойствами [91].

Другим перспективным направлением для объектов с АНПД является использование афронов – микропузьревых систем, стабилизованных из растворов полимеров и ПАВ, впервые предложенных фирмой M-I Drilling Fluids. Первоначально эти аэрированные жидкости использовались в бурении [92, 93].

На основании материалов, приведенных в данной обзорной статье, составлены рекомендации по применению различных блокирующих составов жидкостей глушения (табл.4). Для глушения в условиях множественных осложнений требуется сочетание нескольких видов блокирующих жидкостей глушения, а также разработка матрицы выбора и технологии применения в условиях конкретного объекта исследования, фиксирующей порядок закачки, риски и ограничения применимости.

Таблица 4

Выбор блокирующих жидкостей глушения скважин

| Блокирующая жидкость глушения | Основание для выбора блокирующей жидкости глушения |
|--|--|
| ИЭР | Скважины в гранулярных и трещиноватых коллекторах без ГРП с нормальным пластовым давлением |
| ИЭР с дисперсными или волокнистыми наполнителями | Скважины в гранулярных коллекторах с ГРП. Скважины в трещиноватых коллекторах при нормальном пластовом давлении и АНПД. Факт газопроявлений за предыдущий ПРС |
| БСГ-галит | Скважины в гранулярных и трещиноватых коллекторах с нормальным пластовым давлением и АНПД. Факт превышения расхода раствора глушения выше на 30 м ³ , чем по технологическому плану глушения за предыдущий ПРС (или превышение скорости долива раствора глушения свыше 1 м ³ /ч) |
| БСГ-МК | Скважины в гранулярных и трещиноватых коллекторах с ГРП с нормальным пластовым давлением, АНПД и АВПД. Факт превышения расхода раствора глушения выше на 30 м ³ , чем по технологическому плану глушения за предыдущий ПРС (или превышение скорости долива раствора глушения свыше 1 м ³ /ч) |
| БСГ-МК | Скважины в многопластовых объектах, эксплуатирующихся единственным фильтром, гранулярных и трещиноватых коллекторах с ГРП с нормальным пластовым давлением, АНПД и АВПД. Факт превышения расхода раствора глушения выше на 30 м ³ , чем по технологическому плану глушения за предыдущий ПРС (или превышение скорости долива раствора глушения свыше 1 м ³ /ч) |
| ИЭР с дисперсными или волокнистыми наполнителями | Скважины в многопластовых объектах, эксплуатирующихся единственным фильтром, гранулярных и трещиноватых коллекторах с ГРП с нормальным пластовым давлением, АНПД и АВПД. Факт превышения расхода раствора глушения выше на 30 м ³ , чем по технологическому плану глушения за предыдущий ПРС (или превышение скорости долива раствора глушения свыше 1 м ³ /ч) |

Окончание табл.4

| Блокирующая жидкость глушения | Основание для выбора блокирующей жидкости глушения |
|-------------------------------|--|
| ГазоБС | Скважины в гранулярных и трещиноватых коллекторах с нормальным пластовым давлением, АНПД и АВПД. Факт газопроявлений за предыдущий ПРС при дебите по газу не менее 1000 м ³ /сут. |
| БуфСК | Скважины в гранулярных низкопроницаемых водочувствительных коллекторах. Обводненность добываемой жидкости менее 50 %. Требуется сочетание со второй блок-пачкой (ИЭР, БСГ-галит, БСГ-МК) |

Заключение

Отметим несколько основных тенденций развития технологии глушения с контролем поглощения. В периметре стран постсоветского пространства первая тенденция – это осуществление научного развития данных технологий в нефтяных университетах и институтах. Так, в Санкт-Петербургском горном университете под руководством М.К.Рогачева и Д.В.Мардашова разработан спектр современных технологий глушения, отвечающих практически на все вызовы производства [94-97]. В РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина под руководством Л.А.Магадовой и М.А.Силина разработан и внедрен способ глушения с использованием полисахаридной жидкости в качестве блок-пачки [98]. В Уфимском государственном нефтяном техническом университете под руководством Ю.В.Зейгмана и В.Ш.Мухаметшина это направление также с успехом развивается [99].

Вторая тенденция – развитие, адаптация и оптимизация технологии глушения с контролем поглощения в отраслевых научно-исследовательских институтах. Здесь несомненным лидером является ООО «РН-БашНИПИнефть». Этот институт сопровождает данное направление в периметре ОАО «НК «Роснефть», где объекты разработки, радикально отличающиеся друг от друга по своим геолого-физическим характеристикам, географически расположены почти во всех регионах России. В связи с этим универсальные технические решения невозможны, и для каждой характерной группы месторождений необходимо оптимизировать лучшие технологии. Следует отметить, что системный подход сотрудников ООО «РН-БашНИПИнефть» позволил им сначала систематизировать технические решения по глушению скважин в разных горно-геологических условиях, четко обосновать критерии применимости блок-пачек различной природы [100], а затем – провести адаптацию и оптимизацию технологий глушения для конкретных объектов разработки. Так, для карбонатного объекта Куюбинского нефтегазоконденсатного месторождения адаптированы суспензионные и пеногелевые блок-пачки [101]. Для месторождений Восточной Сибири с низкотемпературными высокопроницаемыми терригенными коллекторами рекомендованы суспензионные блок-пачки с мгновенной фильтрацией, способные быстро образовывать прочную корку и предотвращать поглощение технологической жидкости [102]. Для гашения газовых скважин, эксплуатирующих ачимовские отложения, ООО «РН-БашНИПИнефть» рекомендовало использование суспензионных блок-пачек, в которых в качестве загустителя применяется термостойкий полимер, а также модифицированный солевой состав на основе вязкоупругих ПАВ [103].

Третья тенденция – это большая вариативность предлагаемых технических решений, заявляемых сервисными фирмами на рынке услуг. У каждой сервисной компании имеется собственная линейка технических решений, с которой они выходят на тендерные комиссии нефтяных компаний. В этом виде бизнеса необходимо отметить такие сервисные фирмы, как ГК «Миррико» [104], ГК «Зиракс» [105].

В тенденции развития технологий гашения с контролем поглощения за рубежом явно прослеживается использование нанокомпозитных гидрогелей; причем варианты применения блок-составов на основе гидрогелей весьма разнообразны в зависимости от пластовых условий и технической задачи ремонта [68]. Сравнивая технический уровень российских и зарубежных подходов, можно отметить, что развитие уровня техники и технологии в этом направлении идет параллельными курсами без явного опережения или отставания какой-либо из сторон. Публикации российских специалистов регулярно печатаются в престижных международных журналах уровня Q1, что свидетельствует о мировом признании актуальности и новизны публикуемых материалов.

Таким образом, можно смело констатировать, что на сегодняшний день технологии гашения скважин с контролем поглощения в нефтяном деле успешно применяются во всем мире. В России



потребности производства к адаптации технических решений для конкретных геолого-физических условий удовлетворяются отраслевыми институтами и сервисными фирмами. Сформировался устойчивый рынок услуг, что, несомненно, способствует прогрессу в данной области. Обратим внимание на аэрированные жидкости для контроля поглощения, в частности афроны, дискуссия о строении и свойствах которых продолжается по сегодняшний день [106]. Тем не менее они уже стабильно применяются в бурении, причем это направление развивается [107-110]. Есть упоминание об использовании афроноподобных составов для водоизоляции [111], а об их применении для глушения скважин пока имеются лишь единичные публикации, из которых видна перспективность данного подхода; например, в использовании афроноподобных пенопластичных блокирующих жидкостей, образованных за счет взаимодействия ПАВ и полимеров с газожидкостной системой, получивших название fuzzy-ball (нечеткие пушистые шарики) [112, 113].

ЛИТЕРАТУРА

1. Шмаль Г.И. Проблемы при разработке трудноизвлекаемых запасов нефти в России и пути их решения // Георесурсы. 2016. Т. 18. № 4. Ч. 1. С. 256-260. [DOI: 10.18599/grs.18.4.2](https://doi.org/10.18599/grs.18.4.2)
2. Искрицкая Н.И., Макаревич В.Н., Щепочкина А.А. Изменение структуры трудноизвлекаемых запасов нефти в связи с переходом на новую классификацию // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2016. Т. 11. № 4. 12 с. [DOI: 10.17353/2070-5379/44_2016](https://doi.org/10.17353/2070-5379/44_2016)
3. Хафизов Ф.З. Проблемы освоения трудноизвлекаемых запасов // Недропользование XXI век. 2014. № 3 (47). С. 68-73.
4. Короткевич А.И. Роль ТРИЗ в условиях ухудшения структуры запасов // Neftgaz.RU. 2018. № 6 (78). С. 52-57.
5. Фунг Ван Хай, Шамаев Г.А., Нгуен Хыу Нян и др. Основные причины ухудшения проницаемости призабойной зоны пласта нижнего олигоцена месторождения «Белый тигр» // Башкирский химический журнал. 2008. Т. 15. № 2. С. 135-139.
6. Ерофеев А.А., Мордвинов В.А. Изменение свойств призабойной зоны скважины в процессе разработки бобриковской залежи Уньвинского месторождения // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2012. Т. 11. № 5. С. 57-62.
7. Дмитрук В.В., Рахимов С.Н., Бояркин А.А., Штахов Е.Н. Повышение эффективности глушения скважин Уренгойского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2010. № 5. С. 130-135.
8. Вахрушев С.А., Михайлова А.Г., Костин Д.С. и др. Глушение скважин, эксплуатирующих высокотемпературные кавернозно-трещиноватые карбонатные пласти месторождения имени Р.Требса // Нефтяное хозяйство. 2017. № 10. С. 41-45. [DOI: 10.24887/0028-2448-2017-10-41-45](https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-10-41-45)
9. Хакимов А.М., Макатров А.К., Караваев А.Д. и др. Фильтрационное тестирование нового поколения поверхностно-активных веществ отечественного и зарубежного производства в качестве добавок к ремонтно-технологическим жидкостям при проведении подземных ремонтов и ОПЗ скважин в гидрофильтрующих коллекторах // Нефтепромысловое дело. 2005. № 12. С. 48-53.
10. Атвиносская Т.В. Роль жидкости глушения в процессе ремонта скважин // Вестник Гомельского государственного технического университета имени П.О.Сухого. 2018. № 2. С. 34-41.
11. Кравцов А.А., Мухутдинов А.А., Грядунов Д.А. Глушение скважин в условиях АНПД и высокого газового фактора на месторождениях АО «Оренбургнефть» // Инженерная практика. 2018. № 11.
12. Орлов Г.А., Кендис М.Ш., Глушченко В.Н. Применение обратных эмульсий в нефтедобыче. М.: Недра, 1991. 224 с.
13. Мардашов Д.В. Обоснование технологий регулирования фильтрационных характеристик призабойной зоны скважин при подземном ремонте: Автореф. дис. ... канд. техн. наук. СПб: Санкт-Петербургский государственный горный институт имени Г.В.Плеханова, 2008. 20 с.
14. Акимов О.В. Совершенствование технологий глушения скважин при интенсификации разработки низкопроницаемых терригенных коллекторов: Автореф. дис. ... канд. техн. наук. Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2011. 23 с.
15. Патент № 2499131 РФ. Применение разлагаемых волокон в растворах обращенных эмульсий для глушения скважины / О.Бустос, С.Али, Ч.Нгуйен. Опубл. 20.11.2013. Бюл. № 32.
16. Патент № 2330055 РФ. Способ приготовления полидисперсного торфяного реагента для буровых растворов и жидкостей глушения / А.А.Перейма, В.Е.Черкасова, Р.Р.Гасумов. Опубл. 27.07.2008. Бюл. № 21.
17. Гасумов Р.А., Костюков С.В., Гасумов Р.Р. и др. Сохранение фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов при их временной изоляции // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2017. № 4. С. 58-66. [DOI: 10.31660/0445-0108-2017-4-58-66](https://doi.org/10.31660/0445-0108-2017-4-58-66)
18. Шрамм Г. Основы практической реологии и реометрии. М.: КолосС, 2003. 312 с.
19. Гусаков В.Н., Королев А.Ю., Ягудин Р.А. и др. Технологии глушения скважин в условиях множественных осложнений // Нефтегазовое дело. 2023. Т. 21. № 2. С. 17-24. [DOI: 10.17122/ngdelo-2023-2-17-24](https://doi.org/10.17122/ngdelo-2023-2-17-24)
20. Бондаренко А.В., Мардашов Д.В., Исламов Ш.Р. Оценка эффективности применения блокирующих полимерных составов при глушении скважин в условиях карбонатного коллектора и высокого газового фактора // Нефтегазовое дело. 2022. Т. 20. № 1. С. 53-64. [DOI: 10.17122/ngdelo-2022-1-53-64](https://doi.org/10.17122/ngdelo-2022-1-53-64)
21. Силин М.А., Магадова Л.А., Акимов О.В. и др. Передовые технологии глушения скважин // Нефтяное хозяйство. 2015. № 1. С. 66-70.
22. Маннапов Г.М., Хазимуратов Р.Х., Смыков Ю.В., Сафуанова Р.М. Опыт организации работ узла подготовки технологических жидкостей // Нефтепромысловое дело. 2006. № 4. С. 36-39.

23. Мардашов Д.В. Разработка блокирующих составов с кольматантом для глушения нефтяных скважин в условиях аномально низкого пластового давления и карбонатных пород-коллекторов // Записки Горного института. 2021. Т. 251. С. 667-677. [DOI: 10.31897/PMI.2021.5.6](https://doi.org/10.31897/PMI.2021.5.6)
24. Краевский Н.Н., Исламов Р.А., Линд Ю.Б. Выбор технологии глушения скважин для сложных геолого-технологических условий // Нефтегазовое дело. 2020. Т. 18. № 4. С. 16-26. [DOI: 10.17122/ngdelo-2020-4-16-26](https://doi.org/10.17122/ngdelo-2020-4-16-26)
25. Глущенко В.Н., Хижняк Г.П. Направления совершенствования составов обратных эмульсий для глушения скважин // Недропользование. 2023. Т. 23. № 1. С. 44-50. [DOI: 10.15593/2712-8008/2023.1.6](https://doi.org/10.15593/2712-8008/2023.1.6)
26. Поп Г.С. Причины возникновения и методы ликвидации газопроявлений в скважинах. М.: ВНИИЭгазпром, 1991. 19 с.
27. Поп Г.С., Кучеровский В.М., Зотов А.С., Бодачевская Л.Ю. Глушение скважин в условиях снижающегося пластового давления на месторождениях Западной Сибири // Нефтепромысловое дело. 2002. № 11. С. 26-29.
28. Куликов А.Н., Исмагилов Т.А., Шадымухаметов С.А., Телин А.Г. Разработка и применение новых составов для глушения скважин на месторождениях НК «ЮКОС» // Вестник Инжинирингового центра ЮКОС. 2002. № 4. С. 52-55.
29. Куликов А.Н., Исмагилов Т.А., Телин А.Г., Хакимов А.М. Применение инвертной дисперсии «Дисин» для глушения поглощающих скважин после проведения гидроразрыва пласта // Башкирский химический журнал. 2001. № 3. С. 73-75.
30. Лезов Г.О., Яшин В.И., Исмагилов Т.А. и др. Технология комбинированного глушения и вторичного вскрытия нефтяных скважин с использованием инвертной дисперсии «Дисин» // Нефтяное хозяйство. 1994. № 2. С. 48-51.
31. Здольник С.Е., Згоба И.М., Телин А.Г., Гусаков В.Н. Проблемы глушения скважин Приобского месторождения и пути их решения // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2006. № 1. С. 36-39.
32. Акимов О.В., Здольник С.Е., Худяков Д.Л. и др. Технологии глушения скважин с гидроразрывом пласта в условиях аномально высоких и аномально низких пластовых давлений // Нефтяное хозяйство. 2010. № 2. С. 92-95.
33. Islamov Sh.R., Bondarenko A.V., Mardashov D.V. Substantiation of a well killing technology for fractured carbonate reservoirs // Youth Technical Sessions Proceedings. CRC Press, 2019. P. 256-264. [DOI: 10.1201/9780429327070-35](https://doi.org/10.1201/9780429327070-35)
34. Mardashov D., Islamov S., Nefedov Yu. Specifics of well killing technology during well service operation in complicated conditions // Periódico Tchê Química. 2020. Vol. 17. № 34. P. 782-792. [DOI: 10.5257/PTQ.v17.n34.2020.806_P34_pgs_782_792.pdf](https://doi.org/10.5257/PTQ.v17.n34.2020.806_P34_pgs_782_792.pdf)
35. Исламов Ш.Р. Обоснование технологии глушения нефтяных скважин перед подземным ремонтом в условиях трещинно-поровых карбонатных коллекторов: Автореф. дис. ... канд. техн. наук. СПб: Санкт-Петербургский горный университет, 2021. 20 с.
36. Шамсутдинов Р.Д. Применение волокнистых наполнителей в инвертно-эмulsionционных растворах для повышения качества капитального ремонта скважин: Автореф. дис. ... канд. техн. наук. Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2002. 24 с.
37. Islamov S., Islamov R., Shelukhov G. et al. Fluid-Loss Control Technology: From Laboratory to Well Field // Processes. 2024. Vol. 12. Iss. 1. № 114. [DOI: 10.3390/pr12010114](https://doi.org/10.3390/pr12010114)
38. Sergeev V., Tanimoto K., Abe M. Innovative Emulsion-Suspension Systems Based on Nanoparticles for Drilling and Well Workover Operation // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, 11-14 November 2019, Abu Dhabi, United Arab Emirates. OnePetro, 2019. № SPE-197510-MS. [DOI: 10.2118/197510-MS](https://doi.org/10.2118/197510-MS)
39. Uliasz M. Workover fluid for the reconstruction of wells with reduced reservoir pressure // Nafta-Gaz. 2020. Vol. 76. № 7. P. 457-465 (in Polish). [DOI: 10.18668/NG.2020.07.04](https://doi.org/10.18668/NG.2020.07.04)
40. Шадымухамедов С., Куликов А. Развитие работ по улучшению качества глушения скважин в НК «ЮКОС» // Научно-технический вестник ЮКОС. 2003. № 7. С. 30-32.
41. Магадова Л.А., Силин М.А., Гаевой Е.Г. и др. Жидкости глушения и промывки, сохраняющие коллекторские свойства пласта // Время колтюбинга. 2009. № 3 (028). С. 72-80.
42. Силин М.А., Магадова Л.А., Пономарева В.В. и др. Разработка нефильтрующейся полисахаридной жидкости глушения с высокой плотностью на водной основе // Территория «Нефтегаз». 2010. № 8. С. 56-61.
43. Бондаренко А.В., Исламов Ш.Р., Игнатьев К.В., Мардашов Д.В. Лабораторные исследования полимерных составов для глушения скважин в условиях повышенной трещиноватости // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2020. Т. 20. № 1. С. 37-48. [DOI: 10.15593/2224-9923/2020.1.4](https://doi.org/10.15593/2224-9923/2020.1.4)
44. Окромелидзе Г.В., Некрасова И.Л., Гаршина О.В. и др. Глушение скважин с использованием вязкоупругих составов // Нефтяное хозяйство. 2016. № 10. С. 56-61.
45. Martyushev D.A., Govindarajan S.K. Development and study of a Visco-Elastic Gel with controlled destruction times for killing oil wells // Journal of King Saud University – Engineering Sciences. 2022. Vol. 34. Iss. 7. P. 408-415. [DOI: 10.1016/j.jksues.2021.06.007](https://doi.org/10.1016/j.jksues.2021.06.007)
46. Hu Jia, Zheng Kang, Jinzhi Zhu et al. High density bromide-based nanocomposite gel for temporary plugging in fractured reservoirs with multi-pressure systems // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2021. Vol. 205. № 108778. [DOI: 10.1016/j.petrol.2021.108778](https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108778)
47. Hu Jia, Xin-Yu Yang, Jin-Zhou Zhao. Development of a Novel In-Situ-Generated Foamed Gel as Temporary Plugging Agent Used for Well Workover: Affecting Factors and Working Performance // SPE Journal. 2019. Vol. 24. Iss. 4. P. 1757-1776. [DOI: 10.2118/194215-PA](https://doi.org/10.2118/194215-PA)
48. Hu Jia, Hao Chen, Jin-Zhou Zhao. Development of a Highly Elastic Composite Gel through Novel Intercalated Crosslinking Method for Wellbore Temporary Plugging in High-Temperature Reservoirs // SPE Journal. 2020. Vol. 25. Iss. 6. P. 2853-2866. [DOI: 10.2118/201090-PA](https://doi.org/10.2118/201090-PA)
49. Xu Yuan, Tang Yongfan. Development and Application of Temporary Plugging and Killing System Suitable for Sour Gas Field // Oilfield Chemistry. 2022. Vol. 39. № 3. P. 381-386. [DOI: 10.19346/j.cnki.1000-4092.2022.03.001](https://doi.org/10.19346/j.cnki.1000-4092.2022.03.001)
50. Hu Jia, Hao Chen. The Potential of Using Cr³⁺/Salt-Tolerant Polymer Gel for Well Workover in Low-Temperature Reservoir: Laboratory Investigation and Pilot Test // SPE Productions & Operations. 2018. Vol. 33. Iss. 3. P. 569-582. [DOI: 10.2118/189460-PA](https://doi.org/10.2118/189460-PA)
51. Xiong Ying, Xi Yuan, Zhang Yadong, Fu Ziyi. Study of Gel Plug for Temporary Blocking and Well-Killing Technology in Low-Pressure, Leakage-Prone Gas Well // SPE Production & Operations. 2021. Vol. 36. Iss. 1. P. 234-244. [DOI: 10.2118/204213-PA](https://doi.org/10.2118/204213-PA)



52. *Shaydullin V.A., Vakhrushev S.A., Magzumov N.R. et al.* Features of Killing Wells Operating Fractured Formations with Abnormally Low Formation Pressures and High Gas Factor // SPE Russian Petroleum Technology Conference, 26-29 October 2020. OnePetro, 2020. № SPE-202071-MS. [DOI: 10.2118/202071-MS](#)
53. *Chunming Xiong, Falin Wei, Weitao Li et al.* Mechanism of Polyacrylamide Hydrogel Instability on High-Temperature Conditions // ACS Omega. 2018. Vol. 3. Iss. 9. P. 10716-10724. [DOI: 10.1021/acsomega.8b01205](#)
54. *Zhongliang Hu, Maje Haruna, Hui Gao et al.* Rheological Properties of Partially Hydrolyzed Polyacrylamide Seeded by Nanoparticles // Industrial & Engineering Chemistry Research. 2017. Vol. 56. Iss. 12. P. 3456-3463. [DOI: 10.1021/acs.iecr.6b05036](#)
55. *Pan Xu, Zhijie Shang, Meiling Yao, Xinxue Li.* Mechanistic insight into improving strength and stability of hydrogels via nano-silica // Journal of Molecular Liquids. 2022. Vol. 357. № 119094. [DOI: 10.1016/j.molliq.2022.119094](#)
56. *Zareie C., Bahramian A.R., Sefti M.V., Salehi M.B.* Network-gel strength relationship and performance improvement of polyacrylamide hydrogel using nano-silica; with regards to application in oil wells conditions // Journal of Molecular Liquids. 2019. Vol. 278. P. 512-520. [DOI: 10.1016/j.molliq.2019.01.089](#)
57. *Hu Jia, Cheng-Cheng Niu, Xin-Yu Yang.* Improved understanding nanocomposite gel working mechanisms: From laboratory investigation to wellbore plugging application // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2020. Vol. 191. № 107214. [DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107214](#)
58. *Hu Jia, Xin-Yu Yang.* Environmental and strength-enhanced nanosilica-based composite gel for well temporary plugging in high-temperature reservoirs // Asia-Pacific Journal of Chemical Engineering. 2019. Vol. 14. Iss. 1. № e2270. [DOI: 10.1002/api.2270](#)
59. *Hu Jia, Dong-Shan Xie, Zheng Kang.* Secondary surface modified laponite-based nanocomposite hydrogel for gas shutoff in wellbore // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2020. Vol. 191. № 107116. [DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107116](#)
60. *Dijkejin Z.A., Ghaffarkhah A., Sadeghnejad S., Sefti M.V.* Effect of silica nanoparticle size on the mechanical strength and wellbore plugging performance of SPAM/chromium (III) acetate nanocomposite gels // Polymer Journal. 2019. Vol. 51. № 7. P. 693-707. [DOI: 10.1038/s41428-019-0178-3](#)
61. *Dao-Yi Zhu, Xing-Yu Fang, Ren-Xian Sun et al.* Development of degradable pre-formed particle gel (DPPG) as temporary plugging agent for petroleum drilling and production // Petroleum Science. 2021. Vol. 18. Iss. 2. P. 479-494. [DOI: 10.1007/s12182-020-00535-w](#)
62. *Hong-Jun Zhang, Dao-Yi Zhu, Yong-Long Gong et al.* Degradable preformed particle gel as temporary plugging agent for low-temperature unconventional petroleum reservoirs: Effect of molecular weight of the cross-linking agent // Petroleum Science. 2022. Vol. 19. Iss. 6. P. 3182-3193. [DOI: 10.1016/j.petisci.2022.07.013](#)
63. *Bougha A., Ndukauba G., Okeke C., Abudu R.* Restoring Integrity and Production on a Well with Compromised Barriers: Use of Crosslinked Polymer Gel to Prevent Fluid Loss Post Well Kill to Enable the Safe Repair of Compromised Christmas Tree Valves // Gas & Oil Technology Showcase and Conference, 13-15 March 2023, Dubai, United Arab Emirates. OnePetro, 2023. № SPE-214228-MS. [DOI: 10.2118/214228-MS](#)
64. *Zeeshan Ahmad, Abdullah Alhaj Al Hosini, Mohammed Ibrahim Al Janahi et al.* Challenges of Gas Wells Killing Operation with Emphasis on Reservoir & Completion Integrity Issues // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, 15-18 November 2021, Dubai, United Arab Emirates. № SPE-208063-MS. [DOI: 10.2118/208063-MS](#)
65. *Hu Jia, Zheng Kang, Sanxi Li et al.* Thermal degradation behavior of seawater based temporary plugging gel crosslinked by polyethylenimine for fluid loss control in gas well: Kinetics study and degradation prediction // Journal of Dispersion Science and Technology. 2021. Vol. 42. Iss. 9. P. 1299-1310. [DOI: 10.1080/01932691.2020.1740727](#)
66. *Yang Yang, Xiaoxuan He, Dalong Sun et al.* Pseudointerpenetrating network nanocomposite hydrogel for temporary plugging in fractured reservoirs // Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects. 2023. Vol. 656. Part A. № 130369. [DOI: 10.1016/j.colsurfa.2022.130369](#)
67. *Uguna G., Rachid R., Milne A., Ali S.* Controlling Losses When Recompleting Low-Pressure Reservoirs // SPE European Formation Damage Conference and Exhibition. 2015. № SPE-174169-MS. [DOI: 10.2118/174169-MS](#)
68. *Zheng Kang, Yin-Tao Liu, Hu Jia et al.* Progress and Prospects of In Situ Polymer Gels for Sealing Operation in Wellbore and Near-Well Zone // Energy & Fuels. 2024. Vol. 38. Iss. 5. P. 3539-3563. [DOI: 10.1021/acs.energyfuels.3c04382](#)
69. *Telin A., Lenchenkova L., Yakubov R. et al.* Application of Hydrogels and Hydrocarbon-Based Gels in Oil Production Processes and Well Drilling // Gels. 2023. Vol. 9. Iss. 8. № 609. [DOI: 10.3390/gels9080609](#)
70. Патент № 2746499 РФ. Вязкоупругая композиция для применения в технологиях добычи нефти и газа / Л.А.Магадова, М.А.Силин, Д.Н.Малкин, П.К.Крисанова. Опубл. 14.04.2021. Бюл. № 11.
71. *Токунов В.И., Саушин А.З.* Технологические жидкости и составы для повышения продуктивности нефтяных и газовых скважин. М.: Недра-Бизнесцентр, 2004. 711 с.
72. *Рябоконь С.А., Мартынов Б.А., Доктор С.А.* Технологические решения при заканчивании и ремонте скважин, направленные на сохранение коллекторских свойств продуктивных пластов // Бурение и нефть. 2008. № 9. С. 4-7.
73. *Ross C.M., Williford J., Sanders M.W.* Current Materials and Devices for Control of Fluid Loss // SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, 20-22 April 1999, Jakarta, Indonesia. OnePetro, 1999. № SPE-54323-MS. [DOI: 10.2118/54323-MS](#)
74. *Dick M.A., Heinz T.J., Svoboda C.F., Aston M.* Optimizing the Selection of Bridging Particles for Reservoir Drilling Fluids // SPE International Symposium on Formation Damage Control, 23-24 February 2000, Lafayette, LA, USA. OnePetro, 2000. № SPE-58793-MS. [DOI: 10.2118/58793-MS](#)
75. *Svoboda C.* Optimizing High-Temperature Kill Pills: The Åsgard Experience // SPE Drilling & Completion. 1999. Vol. 17. Iss. 1. № SPE-76639-PA. [DOI: 10.2118/76639-PA](#)
76. Патент № 2287549 РФ. Стабильные жидкие суспензионные композиции и способ их получения и применения / К.Б.Фокс. Опубл. 20.11.2006. Бюл. № 32.
77. Патент № 2004120281 РФ. Не наносящая ущерба жидкость для снижения поглощения бурового раствора и способ ее применения / М.Сэмьюэл, Р.Марсинев, К.Ж.Джун. Опубл. 27.03.2005. Бюл. № 9.
78. *Samuel M., Marcinew R., Al-Harbi M. et al.* A New Solids-Free Non-Damaging High Temperature Lost-Circulation Pill: Development and First Field Applications // SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, 9-12 June 2003, Bahrain. OnePetro, 2003. № SPE-81494-MS. [DOI: 10.2118/81494-MS](#)

79. Vickers S., Cowie M., Jones T. et al. A new methodology that surpasses current bridging theories to efficiently seal a varied pore throat distribution as found in natural reservoir formations // AADE Drilling Fluids Technical Conference, 11-12 April 2006, Houston, TX, USA. American Association of Drilling Engineers, 2006. № AADE-06-DF-HO-16.

80. Araujo A., Calderon A. Field Use of Temporary Fluid-Loss Control Pill During Deepwater Completions in HighPermeability Formations // SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 21-23 April 1999, Caracas, Venezuela. OnePetro, 1999. № SPE-53924-MS. [DOI: 10.2118/53924-MS](https://doi.org/10.2118/53924-MS)

81. Патент № 2380391 РФ. Технологическая скважинная жидкость с контролируемым поглощением в термобарических условиях пласта / О.В.Акимов, С.Е.Здольник, В.Н.Гусаков, Д.Л.Худяков, Н.Н.Краевский. Опубл. 27.01.2010. Бюл. № 3.

82. Гусаков В.Н., Краевский Н.Н., Хакимов А.Ф. и др. Технология предупреждения поглощений при проведении текущего ремонта скважин в условиях низких пластовых давлений // Нефтяное хозяйство. 2013. № 10. С. 50-51.

83. Патент № 2482152 РФ. Технологическая скважинная жидкость с низкими повреждающими свойствами и контролируемым поглощением в термобарических условиях пласта / С.Е.Здольник, О.В.Акимов, Д.Л.Худяков, А.С.Малышев, В.Н.Гусаков, Н.Н.Краевский. Опубл. 20.05.2013. Бюл. № 14.

84. Youssry Abd El-Aziz Mohamed, El-Gindy A.T., El-Agamy H.A. et al. Field Application of Newly Designed Non-Damaging Sealing Killing Fluid to Control Losses in Completion and Workover Operations in Western Desert, Egypt // SPE Trinidad and Tobago Section Energy Resources Conference, 28-30 June 2021. OnePetro, 2021. № SPE-200936-MS. [DOI: 10.2118/200936-MS](https://doi.org/10.2118/200936-MS)

85. Cuixia Li, Xiaoping Qin, Liangchuan Li et al. Preparation and Performance of an Oil-Soluble Polyethylene Wax Particles Temporary Plugging Agent // Journal of Chemistry. 2018. Vol. 2018. Iss. 1. № 7086059. [DOI: 10.1155/2018/7086059](https://doi.org/10.1155/2018/7086059)

86. Амиян В.А., Амиян А.В. Повышение производительности скважин. М.: Недра, 1986. 159 с.

87. Тагиров К.М., Гасумов Р.А., Переима А.А., Минликаев В.З. Пенные системы с наполнителем для глушения скважин // Газовая промышленность. 1999. № 8. С. 50-51.

88. Lijuan Pan, Hufeng Liu, Wu Long et al. A Novel Foamy Well Killing Fluid for Low-Pressure Gas Reservoirs in Tarim Basin, China // International Petroleum Technology Conference, 23 March – 1 April 2021. OnePetro, 2021. № IPTC-21434-MS. [DOI: 10.2523/IPTC-21434-MS](https://doi.org/10.2523/IPTC-21434-MS)

89. Dongdong Liu, Renyuan Sun, Yunfei Zhang et al. A Low Density Micro-Foam Workover Fluid for Deep and Ultra-Deep Wells with Low-Pressure Coefficient and High Inorganic Salt // Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects. 2024. Vol. 682. № 132870. [DOI: 10.1016/j.colsurfa.2023.132870](https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2023.132870)

90. Гурбанов А.Г., Баслаев Е.Т. Новый способ глушения газопроявляющих скважин // SOCAR Proceedings. 2022. № 2. С. 28-34. [DOI: 10.5510/OGP20220200671](https://doi.org/10.5510/OGP20220200671)

91. Telin A., Karazeev D., Vezhnin S. et al. Use of Self-Generating Foam Gel Composition with Subsequent Injection of Hydrogel to Limit Gas Inflow in Horizontal Wells of Vostochno-Messoyakhskoye Field // Gels. 2024. Vol. 10. Iss. 4. № 215. [DOI: 10.3390/gels10040215](https://doi.org/10.3390/gels10040215)

92. Васильченко С.В., Меденцев С.В. Решение проблем вскрытия истощенных пластов: технология афронов // Бурение и нефть. 2003. № 6. С. 36-37.

93. Патент № 2322472 РФ. Технологическая жидкость для глушения нефтегазовых скважин и способ ее приготовления / Н.Г.Усанов, Р.К.Андресон, Е.А.Гильванова, В.Н.Гусаков, А.Г.Телин, Г.З.Калимуллина. Опубл. 20.04.2008. Бюл. № 11.

94. Бондаренко А.В., Исламов Ш.Р., Мардашов Д.В. Комплексная методика исследований по разработке эмульсионных блокирующих составов для глушения добывающих скважин // Территория «Нефтегаз». 2018. № 10. С. 42-49.

95. Mardashov D.V., Rogachev M.K., Zeigman Y.V., Mukhametshin V.V. Well Killing Technology before Workover Operation in Complicated Conditions // Energies. 2021. Vol. 14. Iss. 3. № 654. [DOI: 10.3390/en14030654](https://doi.org/10.3390/en14030654)

96. Дуригин В.Н., Лиманов М.Н., Онегов Н.А., Шамсулдинова Г.Т. Глушение морских скважин // Бурение и нефть. 2023. Спец. вып. 1. С. 44-47.

97. Mardashov D., Duryagin V., Islamov S. Technology for Improving the Efficiency of Fractured Reservoir Development Using Gel-Forming Compositions // Energies. 2021. Vol. 14. Iss. 24. № 8254. [DOI: 10.3390/en14248254](https://doi.org/10.3390/en14248254)

98. Силин М.А., Магадова Л.А., Гаевой Е.Г. и др. Применение жидкостей глушения на полисахаридной основе в скважинах с низким давлением и после гидроразрыва пласта // Нефтяное хозяйство. 2010. № 4. С. 104-107.

99. Зейгман Ю.В., Мухаметшин В.Ш., Хафизов А.Р., Харина С.Б. Перспективы применения многофункциональных жидкостей глушения скважин в карбонатных пластах // Socar Proceedings. 2016. № 3. С. 33-39. [DOI: 10.5510/OGP20160300286](https://doi.org/10.5510/OGP20160300286)

100. Никулин В.Ю., Мукминов Р.Р., Мухаметов Ф.Х. и др. Обзор перспективных технологий глушения скважин в условиях аномально низких пластовых давлений и резкого прорыва газа. Часть 1. Классификация технологий и опыт применения загущенных жидкостей на водной и углеводородной основе // Нефтегазовое дело. 2022. Т. 20. № 3. С. 87-96. [DOI: 10.17122/ngdelo-2022-3-87-96](https://doi.org/10.17122/ngdelo-2022-3-87-96)

101. Гребенюк А.Н., Куриев А.В., Корытко И.А. и др. Обоснование эффективных технологий глушения скважин в условиях трещиноватых карбонатных коллекторов Восточной Сибири // Инженерная практика. 2023. № 3.

102. Никулин В.Ю., Бритов Е.В., Мукминов Р.Р. и др. Применение состава с мгновенной фильтрацией для контроля поглощений при глушении скважин, эксплуатирующих низкотемпературные терригенные коллекторы Восточной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 1. С. 76-80. [DOI: 10.24412/2076-6785-2023-1-76-80](https://doi.org/10.24412/2076-6785-2023-1-76-80)

103. Никулин В.Ю., Мукминов Р.Р., Нигматуллин Т.Э. и др. Снижение негативного влияния растворов глушения высокой плотности на продуктивность газовых скважин, эксплуатирующих ачимовские коллекторы. Часть 2. Обоснование применения блокирующих составов // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 4. С. 16-21. [DOI: 10.24412/2076-6785-2023-4-16-21](https://doi.org/10.24412/2076-6785-2023-4-16-21)

104. Демахин С.А., Меркулов А.П., Касьянов Д.Н. и др. Глушение скважин блок-пачками – эффективное средство хранения фильтрационных свойств продуктивного пласта // Нефть. Газ. Новации. 2015. № 1. С. 66-69.

105. Меркулов А.П., Мершиев М.П. Глушение скважин с аномально низким пластовым давлением (АНПД) химическими реагентами группы компаний Zirax // Нефть. Газ. Новации. 2019. № 7. С. 13-15.

106. Yong-li Yan, Yang Zhang, Christian-chibuike Una. On the nature of colloidal aphrons // Colloid and Interface Science Communications. 2020. Vol. 34. № 100232. [DOI: 10.1016/j.colcom.2019.100232](https://doi.org/10.1016/j.colcom.2019.100232)



107. Патент № 2301822 РФ. Буровой раствор / Н.Г.Усанов, Р.К.Андресон, Е.А.Гильванова, П.М.Зобов, В.Е.Андреев, Ю.А.Котенев, Н.Ш.Хайрединов, В.Н.Поляков, Ю.С.Кузнецов, Р.Р.Хузин. Опубл. 27.06.2007. Бюл. № 18.

108. Патент № 2563856 РФ. Способ бурения скважин, осложненных поглощающими горизонтами / А.М.Нацепинская, Ф.Н.Гребнева, С.Е.Ильясов, Г.В.Окромелидзе, О.В.Гаршина, П.А.Хвощин, С.Г.Попов, П.И.Клыков. Опубл. 20.09.2015. Бюл. № 26.

109. Рабаев Р.У. К вопросу применения афронсодержащих буровых растворов для бурения скважин в осложненных условиях на месторождениях Черноморского шельфа // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2021. Вып. 5 (133). С. 9-23. [DOI: 10.17122/ntj-oil-2021-5-9-23](https://doi.org/10.17122/ntj-oil-2021-5-9-23)

110. Jinliang Han, Jinsheng Sun, Kaihe Lv et al. Polymer Gels Used in Oil–Gas Drilling and Production Engineering // Gels. 2022. Vol. 8. Iss. 10. № 637. [DOI: 10.3390/gels8100637](https://doi.org/10.3390/gels8100637)

111. Патент № 2332439 РФ. Газонаполненный состав для изоляции водопритока в скважину / В.А.Волков, В.Г.Беликова. Опубл. 27.08.2008. Бюл. № 24.

112. Xiaoyong Li., Lihui Zheng, Yuanbo Chen et al. Fuzzy-Ball Fluids Enhance the Production of Oil and Gas Wells: A Historical Review // Energies. 2023. Vol. 16. Iss. 18. № 6647. [DOI: 10.3390/en16186647](https://doi.org/10.3390/en16186647)

113. Fanghui Zhu, Lihui Zheng, Yang Zhao et al. Plugging Efficiency in Fractured Carbonate Gas Reservoirs Using Fuzzy-Ball Fluids Combined with Solid Plugging Agents // Energies. 2023. Vol. 16. Iss. 18. № 6688. [DOI: 10.3390/en16186688](https://doi.org/10.3390/en16186688)

Авторы: Данабек Салдырович Садуакасов, канд. техн. наук, и.о. ассоциированного профессора, <https://orcid.org/0000-0003-1248-8747> (Каспийский университет технологий и инжиниринга имени Ш.Есенова, Актау, Республика Казахстан), Акшырын Тангалиевна Жолбасарова, канд. техн. наук, и.о. ассоциированного профессора, <https://orcid.org/0000-0002-4258-7933> (Каспийский университет технологий и инжиниринга имени Ш.Есенова, Актау, Республика Казахстан), Рысколь Умаровна Баямирова, канд. техн. наук, и.о. ассоциированного профессора, <https://orcid.org/0000-0003-1588-3144> (Каспийский университет технологий и инжиниринга имени Ш.Есенова, Актау, Республика Казахстан), Алия Ризабековна Тогашева, канд. техн. наук, и.о. ассоциированного профессора, <https://orcid.org/0000-0002-5615-2711> (Каспийский университет технологий и инжиниринга имени Ш.Есенова, Актау, Республика Казахстан), Максат Токсанович Табылганов, канд. техн. наук, и.о. ассоциированного профессора, <https://orcid.org/0000-0003-3807-2774> (Каспийский университет технологий и инжиниринга имени Ш.Есенова, Актау, Республика Казахстан), Маншук Дагистановна Сарбопеева, PhD, и.о. ассоциированного профессора, <https://orcid.org/0000-0003-1721-119X> (Каспийский университет технологий и инжиниринга имени Ш.Есенова, Актау, Республика Казахстан), Акботы Гарифоллаевна Касанова, докторант PhD, <https://orcid.org/0000-0002-6604-2575> (Каспийский университет технологий и инжиниринга имени Ш.Есенова, Актау, Республика Казахстан), Виктор Николаевич Гусаков, канд. хим. наук, заместитель директора по научной работе, <https://orcid.org/0009-0005-3831-7251> (Институт нефтехимии и катализа УФИЦ РАН, Уфа, Республика Башкортостан, Россия), Алексей Герольдович Телин, канд. хим. наук, заместитель директора по научной работе, telinag@ufntc.ru, <https://orcid.org/0000-0002-0822-8515> (ООО «Уфимский научно-технический центр», Уфа, Республика Башкортостан, Россия).

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.