

2.8.2
УДК 622.276.7

ТЕХНОЛОГИЯ БУРЕНИЯ И ОСВОЕНИЯ
СКВАЖИН

**Гасумов Р.А.,
Гасумов Э.Р.,**

Северо-Кавказский федеральный университет, г. Ставрополь, Россия;
Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, г. Баку, Азербайджан;

**Минченко Ю.С.,
Копченков В.Г.,
Федоренко В.В.**

Северо-Кавказский федеральный университет, г. Ставрополь, Россия;
Северо-Кавказский федеральный университет, г. Ставрополь, Россия;
Северо-Кавказский федеральный университет, г. Ставрополь, Россия

ПОВЫШЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИН С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

DOI: 10.37493/2308-4758.2022.4.8

Введение.

В статье рассмотрен вопрос оценки технологической эффективности процесса глушения скважин с учетом изменения коллекторских свойств продуктивного пласта при использовании различных составов технологических жидкостей. Приводятся инновационные технологии, применяемые при глушении скважин в различных горно-геологических условиях для блокирования призабойной зоны пласта.

**Материалы и методы
исследования.**

Проведенное исследование базируется на обобщении многолетнего опыта в области создания и практического использования технологических жидкостей для глушения скважин и на результатах теоретических, лабораторных, стендовых исследований жидкостей глушения и блокирующих составов, выполненных в профильных научных лабораториях на специализированном лабораторном оборудовании по стандартным для нефтегазовой отрасли методикам.

**Результаты исследования
и их обсуждение.**

Представлены составы технологических жидкостей, легко удаляемые при вызове притока из пласта, и позволяющие обеспечить требуемое давление на забое, а также сохранить фильтрационно-емкостные свойства продуктивного пласта и предотвратить его разрушение. Рассмотрены результаты глушения скважин с применением различных составов технологических жидкостей, обладающих высокой стабильностью, низкой фильтрацией, в широком диапазоне регулируемой плотностью и реологическими свойствами, позволяющих создавать необходимую репрессию на пласт и проводить различные операции в скважине. Также в статье представлены сведения о проведенных аналитических исследованиях в рамках взятой проблематики. Их результаты позволили сделать выводы относительно применения различных типов жидкостей для глушения нефтя-

ных, газовых, газоконденсатных скважин в условиях аномально низких пластовых давлений и повышенных пластовых температур. Были рассмотрены жидкости с кислоторастворимой конденсируемой твердой фазой, образование которой в растворе обусловлено протеканием физико-химических процессов между ее компонентами; жидкости на биополимерной основе, содержащие различные наполнители и функциональные добавки; вязко-упругие композиции, армированные твердотельными пластинчатыми и волокнистыми частицами органического и минерального происхождения (на примере кольматирующей добавки марки «ОМ-2С») на основе промышленно выпускаемого полимерного реагента «Бинар»; жидкости глушения эмульсионного типа, имеющие в своем составе поверхностно-активные вещества и углеводородную фазу. Описаны основные реологические и технологические параметры, а также свойства предлагаемых технологических жидкостей глушения скважин.

Выводы.

На основании проведенного исследования определено, что наиболее перспективным для глушения скважин в условиях аномально низких пластовых давлений является технология предварительного блокирования призабойной зоны пласта с использованием специальных составов технологических жидкостей с контролируемыми реологическими параметрами с учетом особенностей пласта, технологически применимых в особых климатических условиях с низкой отрицательной температурой. Также установлено, что обеспечение высокой эффективности проведения ремонтных работ невозможно без выполнения теоретических расчетов и лабораторных исследований с моделированием процесса блокирования призабойной зоны скважины при ее глушении и последующем освоении.

Ключевые слова:

глушение скважин, технологические жидкости, аномально низкое пластовое давление, эффективность, призабойная зона пласта, блокирующие композиции.

Increasing the Technological Efficiency of Well Killing Using Innovative Technologies

Gasumov R.A.,

North Caucasus Federal University, Stavropol, Russia;

Gasumov E.R.,

Azerbaijan State University of Oil and Industry, Baku, Azerbaijan;

Minchenko Yu.S.,

North Caucasus Federal University, Stavropol, Russia;

Копченков В.Г.,

North Caucasus Federal University, Stavropol, Russia;

Fedorenko V.V.

North Caucasus Federal University, Stavropol, Russia

Introduction.

The article considers the issue of assessing the technological efficiency of the well killing process, taking into account changes in the reservoir properties of the productive formation when using various compositions of process fluids. Innovative technologies are presented that are used when killing wells in various mining and geological conditions to block the bottomhole formation zone.

Materials and methods

of research.

The study is based on a summary of many years of experience in the field of creation and practical use of process fluids for killing wells and on the results of theoretical, laboratory, bench studies of killing fluids and blocking compositions, performed in specialized scientific laboratories using specialized laboratory equipment according to standard methods for the oil and gas industry.

Research results

and discussion.

The compositions of process fluids are presented, which are easily removed when inducing inflow from the formation, and which allow to provide the required pressure at the bottomhole, as well as to maintain the reservoir properties of the productive formation and prevent its damage. The results of killing wells with the use of various compositions of process fluids with high stability, low filtration, in a wide range of adjustable density and rheological properties, which allow creating the necessary repression on the formation and performing various operations in the well, are considered. The article also provides information on the analytical studies carried out within the framework of the given problem. The results made it possible to draw conclusions regarding the use of various types of fluids for killing oil, gas, gas condensate wells under conditions of abnormally low reservoir pressures and elevated reservoir temperatures. Consideration is given to the liquids with an acid-soluble condensable solid phase, the formation of which in solution is due to the occurrence of physicochemical processes between its components; biopolymer-based liquids containing various fillers and functional additives; viscoelastic compositions reinforced with solid-state lamellar and fibrous particles of organic and mineral origin (for example, bridging additive brand «OM-2C») based on commercially available polymer reagent «Binar»; emulsion-type kill fluids containing surfactants and a hydrocarbon phase. The main rheological and technological parameters, as well as the properties of the proposed process fluids for killing wells, are described.

Conclusions.

Based on the study, it was determined that the most promising technology for killing wells under conditions of abnormally low formation pressures is the technology of preliminary blocking of the bottomhole formation zone using special compositions of process fluids with controlled rheological parameters, taking into account the characteristics of the formation, technologically applicable in special climatic conditions with low negative temperatures. It has also been established that ensuring high efficiency of repair work is impossible without performing theoretical calculations and laboratory studies with modeling the process of blocking the bottomhole zone during well killing and subsequent development.

Key words:

well killing, process fluids, abnormally low formation pressure, efficiency, bottomhole formation zone, blocking compositions.

Глушение скважин является важным этапом проводимых ремонтных работ в скважинах, обусловленных необходимостью восстановления и (или) повышения их производительности, а также ликвидации осложнений и аварий, возникающих в процессе их эксплуатации. Особенно существенно это при проведении работ в условиях аномально низких пластовых давлений (АНПД). Вопрос выбора типа и реологических параметров жидкости глушения приобретает особое значение. Это связано с тем, что технологические жидкости для глушения скважин должны обладать из-за особенностей структуры порового пространства необходимыми свойствами — плотностью и вязкостью в выбранном диапазоне [2, 5]. Выбор их параметров должен производиться с учетом теоретических представлений о фильтрации жидкости в пластовых системах [1]. На основе решения задачи стационарной плоскорадиальной фильтрации в скважину целесообразно проводить анализ эффективности процесса глушения с точки зрения его воздействия на породу-коллектор, т.е. под действием постоянного перепада давления (депрессии в пласте) необходимо рассматривать приток жидкости из пласта в скважину. Вследствие этого возникает необходимость разработки новых составов для блокирования призабойной зоны пласта при работе в скважинах и технологических схем их использования, обеспечивающих необходимое забойное давление, сохранение свойств пористости и проницаемости продуктивного пласта, предотвращающих разрушение коллектора пласта и легко удаляемых при вызове притока из пласта. Разработка требований к технологическим жидкостям для глушения скважин, применение которых приведет к улучшению технико-экономических показателей проведения ремонтных работ в скважинах с аномальными пластовыми давлениями, несомненно, является серьёзной задачей.

Разработка специальных жидкостей глушения с контролируруемыми реологическими параметрами, технологически применимых в особых климатических условиях с низкой отрицательной температурой и учитывающих особенности продуктивной толщи, актуальна для современного этапа развития технологий глушения скважин. Особенно это важно при проведении работ по капитальному ремонту скважин с АНПД. В этой связи также существенным следует считать базирование выбора технологических свойств жидкостей

глушения на теоретических расчетах и результатах лабораторных и стендовых исследований, моделирующих процессы глушения и последующего освоения скважин [4].

Материалы и методы исследований

Рекомендации и выводы, полученные в рамках проведенного аналитического исследования, базируются на обобщении многолетнего опыта в области создания и практического использования технологических жидкостей для глушения скважин и на результатах теоретических изысканий, а также лабораторных и стендовых испытаний жидкостей глушения и блокирующих составов, в том числе выполненных авторами самостоятельно. Указанные работы выполнялись в профильных научных лабораториях на специализированном лабораторном оборудовании по стандартным для нефтегазовой отрасли [19] методикам, описанным в следующих нормативных документах:

- ГОСТ 33213-2014 Контроль параметров буровых растворов в промышленных условиях. Растворы на водной основе;
- ГОСТ 33697-2015 Растворы буровые на углеводородной основе. Контроль параметров в промышленных условиях;
- ISO 10414-1:2008 Petroleum and natural gas industries — Field testing of drilling fluids — Part 1: Waterbased fluids;
- ISO 10414-2:2011 Petroleum and natural gas industries — Field testing of drilling fluids — Part 2: Oil-based fluids;
- РД 39-00147001-773-2004 Методика контроля параметров буровых растворов.

Обработка данных, полученных в результате выполнения лабораторных исследований, производилась с применением методов математической статистики, в том числе в части планирования проводимых экспериментов, с применением электронно-вычислительной техники и специализированного программного обеспечения.

Результаты исследований и их обсуждения

Технология глушения скважин с временной блокировкой продуктивного пласта в настоящее время наиболее востребована при проведении ремонтных работ, что связано с тем, что она основана на использовании специализированных технологических жидкостей для глушения скважин, которые обеспечивают качественную изоляцию призабойной зоны, что важно при работе на скважинах с АНПД [2, 5, 7, 10–12, 15–17].

Так, например, известен способ глушения нефтяных и газовых скважин с высокопроницаемыми трещинами гидравлического разрыва пласта [8], а также способ глушения нефтяных и газовых скважин в осложненных условиях [9]. Данные способы глушения основаны на применении эмульсионно-суспензионных блокирующих составов. Для скважин с приемистостью ниже 350 м³/сут авторами изобретения рекомендовано использование блокирующей жидкости, содержащей дизельное топливо или подготовленную нефть с пункта подготовки и перекачки нефти, эмульгатор, коллоидный раствор гидрофобных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм (включает двуокись кремния, монометилловый эфир пропиленгликоля и воду), гидрофильные наночастицы двуокиси кремния (включает двуокись кремния в изопропанол и метилолом спирте или двуокись кремния в этиленгликоле, или сухую аморфную двуокись кремния с размером частиц от 5 до 500 нм), водный раствор хлористого кальция или хлористого калия. В соответствии с изобретением в качестве эмульгатора используют композицию, включающую эфиры высших ненасыщенных кислот жирного ряда и смоляных кислот, окись амина, высокомолекулярный органический термостабилизатор и дизельное топливо.

Для скважин с большей приемистостью применяется ранее приведенная рецептура с заменой гидрофильных наночастиц двуокиси кремния на гидрофильные микрочастицы ильменита или тетраоксида тримарганца с размером частиц от 0,2 до 5,0 мкм.

Также известен блокирующий гидрофобно-эмульсионный раствор с мраморной крошкой [13], используемый при проведении подземных ремонтов скважин на месторождениях с трещинно-поровым типом коллектора в условиях АНПД и высоких температур.

Рецептура раствора включает в себя углеводородную фазу (нефть или дизельное топливо), эмульгатор Ялан-Э-2 марка Б2, мраморную крошку фракции от 0,2 до 2,0 мм и минерализованную водную фазу. Техническим результатом от применения указанного блокирующего состава является повышение термостабильности и седиментационной устойчивости блокирующего гидрофобно-эмульсионного раствора при возможности регулирования его плотности и реологических свойств.

Известна жидкость для глушения скважин [14], применяемая для временной изоляции продуктивных пластов в условиях высоких поглощений и высоких температур, в том числе высокопроницаемых пластов, исключая потери жидкости в пласте за счет намыва фильтрационной корки на поверхности коллектора. Рецепт жидкости глушения включает неорганические соли или их смеси (CaCl_2 , KCl , NaCl , NH_4Cl , MgCl_2 , ZnCl_2 , NaBr , CaBr_2 , ZnBr_2 , $\text{Ca}(\text{NO}_3)_2$, NaNO_2 , NaNO_3), дисперсную фазу, композицию МХК-406, воду и/или углеводородсодержащий реагент.

Но известные технологические решения в области глушения скважин вследствие ухудшения горно-геологических условий месторождений зачастую малоэффективны [7, 22–24]. С учетом этого, для глушения нефтяных скважин с временным блокированием продуктивной зоны нами были разработаны инновационные технологии с применением новых составов технологических жидкостей для глушения скважин при выполнении работ на месторождениях с существенно отличающимися друг от друга горно-геологическими условиями, обладающими высоким экономическим эффектом [1].

Технология глушения нефтяных скважин с применением технологических жидкостей с кислоторастворимой конденсируемой твердой фазой, обладающей высокой стабильностью, низкой фильтрацией, в широком диапазоне регулируемой плотностью и реологическими свойствами, позволяет создавать необходимую репрессию на пласт и проведение различных операций в скважине. Блокирующие композиции с конденсируемой твердой фазой обладают определенными преимуществами, поскольку связующее вещество имеет минимальное количество неконтролируемых примесей и известный химический состав, в отличие от связующих веществ

природного происхождения, в которых частицы дисперсной фазы образуются непосредственно из дисперсионной среды в результате комплекса химических и физических процессов [2].

Регулированием концентраций химических компонентов в рецептуре блокирующей композиции может изменяться в довольно широких пределах фракционный состав частиц связующего (конденсируемой твердой фазы). В результате химического взаимодействия компонентов системы происходит формирование частиц кольматанта в блокирующей композиции, что обеспечивает высокую равномерность распределения твердой фазы в композиции. Это оказывает существенное влияние на технологичность процесса приготовления блокирующей композиции с конденсируемой твердой фазой.

Структурирование системы происходит за счет введения функциональных добавок и связано с формированием трехмерных адсорбционных структур, благодаря которым жидкости глушения с конденсируемой твердой фазой обладают следующими физико-химическими параметрами: показатель фильтрации — 5-6 см³/30 мин; условная вязкость — 40-90 с; плотность — 1020-1090 кг/м³; водородный показатель (рН) — 7-7,5 ед. рН; пластическая вязкость — 20-30 мПа·с; кислоторастворимость — более 95 %; термостойкость — 160 °С; стабильность — более 22 сут.

Технология блокирования призабойной зоны с использованием наполнителей заключается в создании в стволе скважины низкопроницаемой фильтровальной корки, препятствующей поглощению жидкости глушения. Кольматант позволяет благодаря рассчитанному фракционному составу осуществить закупорку поровых каналов коллектора при малой глубине его проникновения. К снижению коэффициентов проницаемости и, соответственно, к осложнениям при освоении скважины после проведения ремонтных работ может привести неправильный выбор фракционного состава наполнителя. Это обусловлено тем, что слишком крупные частицы не способны проникнуть в поры пласта, а слишком мелкие беспрепятственно мигрируют в поровом пространстве вместе с жидкостными потоками. И те, и другие не способны формировать блокирующий экран и, соответственно, жидкость глушения или ее фильтрат проникают

в резервуар но, в то же время, не препятствуют всасыванию в него технологической жидкости для глушения скважин [5]. Композиция обладает высокими ингибирующими свойствами в отношении глинистых пород. Это обусловлено содержанием в ней солей щелочных металлов, что препятствует гидратации глинистой породы за счет протекания физико-химических процессов по катионному механизму. Кроме того, присутствующий в композиции полимерный компонент в результате адсорбции его молекул на поверхности глинистых частиц в структуре горных пород предотвращает доступ молекул воды к ним, тем самым обеспечивая ингибирование их набухания. Также важно отметить, что после введения в зону воздействия продуктивного пласта блокирующий состав переходит в нетекучее состояние, что также имеет существенный положительный эффект.

Технология глушения скважин с использованием технологических жидкостей на основе биополимеров состоит из блокирующей композиции и рабочей жидкости. Легко удаляемые из призабойной зоны пласта при освоении скважины биополимерные жидкости являются перспективным направлением. Это обусловлено тем, что биополимеры в отличие от полимеров, полученных химическим путем, обладают лучшей селективностью, электролитической и поверхностной активностью в более широком диапазоне рН среды, а также при повышенном содержании многих моновалентных и поливалентных металлов, и, что наиболее важно, сохраняют фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) продуктивной толщи, будучи при этом биоразлагаемыми и экологически чистыми. Биополимерные жидкости для глушения скважин обладают пониженными фильтрационными свойствами и выраженными псевдопластическими свойствами, а также улучшенными структурными и реологическими качествами, что обеспечивает их повышенную удерживающую и транспортирующую способность. Коэффициент нелинейности биополимерной жидкости для глушения скважин характеризует её псевдопластические свойства. Так, чем ниже его значение, тем больше жидкость проявляет указанные свойства, то есть ее вязкость уменьшается с увеличением относительных скоростей сдвига жидкости. Регулирование коэффициента нелинейности жидкости позволяет выравнивать профиль

скорости течения жидкости в скважине и тем самым улучшить физико-химические и технологические свойства биополимерных жидкостей для глушения скважин [4].

Рецептура таких жидкостей состоит из комплексного полимерного реагента-наполнителя и воды. В качестве кольматанта используется кислоторастворимый композитный органически-минеральный наполнитель [18]. Состав обладает низкой фильтрацией и высокими блокирующими свойствами. Восстановление проницаемости пласта после деблокирования составляет более 95 %. Рецепт жидкости обеспечивает проведение работ по глушению скважин в «щадящем» режиме благодаря формированию в призабойной зоне пласта блокирующего экрана, обладающего высокими механическими свойствами за счет армирования крупнодисперсными волокнистыми кольматирующими частицами. Реологические свойства биополимерной жидкости для глушения скважин могут регулироваться в широких пределах, а компоненты блокирующей системы биоразлагаемы [5].

Основные свойства блокирующей системы на биополимерной основе: плотность — 1080–1200 кг/м³; водородный показатель (рН) — 7–7,5; фильтрация — менее 1 см³/30 мин; блокирующая способность при средней начальной проницаемости образца керна по газу 1Д — 10–12 МПа; коэффициент восстановления проницаемости — 95–99%; давление освоения — 0,3 МПа.

В состав рабочей жидкости входит комплексный полимерный реагент и вода, жидкость обладает следующими свойствами: условная вязкость — 25–60 с; водородный показатель (рН) — 7–7,5; плотность — 1020–1050 кг/м³; показатель фильтрации — 3–4 см³/30 мин; пластическая вязкость — 6–12 мПа·с; динамическое напряжение сдвига — 50–100 дПа; статическое напряжение сдвига через 1/10 мин — 30/48–50/80 дПа [6].

При глушении скважины в призабойной зоне пласта формируется плотный низкопроницаемый блокирующий барьер, обладающий высокими механическими свойствами, за счет армирования его крупнодисперсными органическими волокнами (рис. 1).

Это повышает устойчивость блокирующего экрана к скачкам давления, вызванным эффектом «поршневания» при спуско-подъемных операциях, способствует эффективной защите пласта

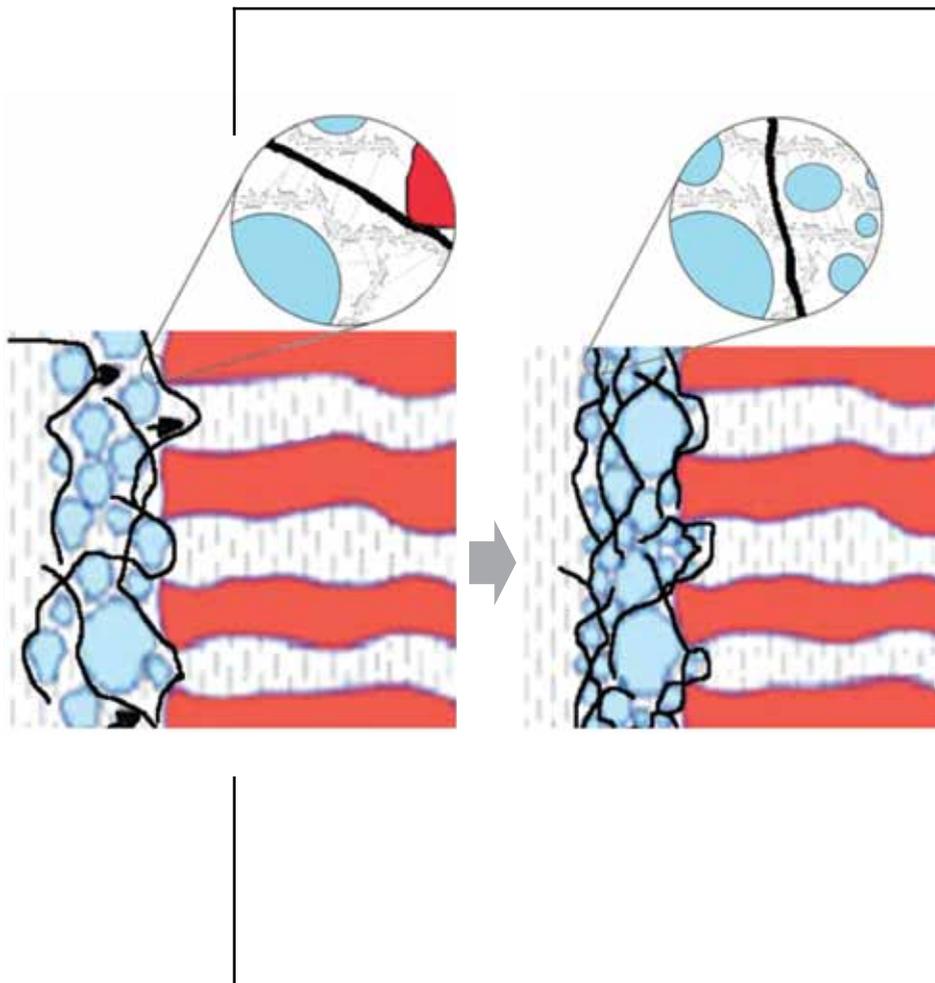


Рис. 1.

Схема формирования блокирующего экрана.

Fig. 1. Scheme of forming a blocking screen.

от жидкостей, используемых при ремонте, что обеспечивает возможность проведения работ по глушению скважин в «щадящем» режиме [5].

Приготовление блокирующей системы на биополимерной основе осуществляется следующим образом: сначала готовится рабочая жидкость — путем растворения комплексного полимерного реагента в технической воде, а потом к этой жидкости добавляется композитный органоминеральный наполнитель. Образующаяся в процессе деструкции пена способствует более легкому

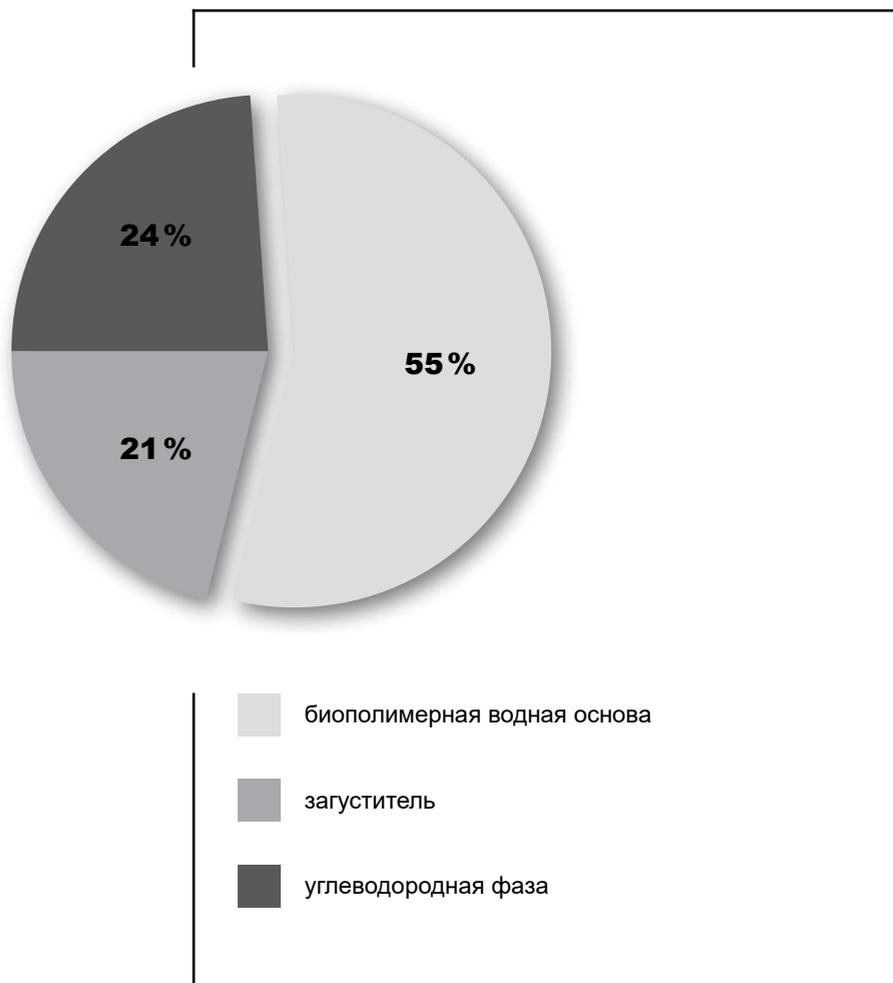


Рис. 2. Состав технологической жидкости на основе реагента «Бинар».

Fig. 2. The composition of the process fluid based on the reagent «Binar».

освоению скважины, а наполнитель, используемый в качестве кольматирующего агента, кислоторастворим более чем на 90 %. В качестве деструктора могут применяться растворы соляной кислоты или специализированные кислотные жидкости [20, 21].

Технология глушения скважин с временным блокированием призабойной зоны с применением технологической жидкости на основе реагента «Бинар» применяется для глушения и промывки нефтяных скважин с АНПД в сложных климатических условиях

(рис. 2). Применение данной технологии с применением узкоспециализированных высокоэффективных блокирующих составов обеспечивает создание прочного блокирующего экрана в призабойной зоне пласта, предотвращающего проникновение технологических жидкостей в продуктивный пласт, а рабочая жидкость позволяет создать необходимое гидростатическое давление.

Базовые физико-химические и технологические параметры жидкости глушения на основе полимерного реагента «Бинар»: плотность — 900–1100 кг/м³; вязкость условная — 80–120 с; динамическое напряжение сдвига — 210 дПа; статическое напряжение сдвига за 1/10 мин — 1/10–48/67 дПа; температурный диапазон применения — до минус 40 °С; коэффициент восстановления проницаемости — более 90 %; показатель фильтрации — 2,0 см³ за 30 мин; термостабильность — до 150 °С [4].

Технологические жидкости на основе реагента «Бинар» с органоминеральным наполнителем «ОМ-2С» рекомендуются: для профилактики и ликвидации поглощений жидкости глушения и бурового раствора; в качестве основного наполнителя вязко-упругих составов; обработки буровых растворов; вскрытия продуктивных пластов; в пенных системах и облегченных технологических жидкостях для временного блокирования высокопроницаемых пластов в условиях АНПД.

Состав технологической жидкости на основе реагента «Бинар» с наполнителем «ОМ-2С»: смесь неорганического кольматанта и органического наполнителя с добавками полимерных модификаторов природного и синтетического происхождения, обеспечивающая упрочненное заполнение пор, трещин и каверн с ускоренной глинизацией формирующего блокирующего экрана и созданием крепкого армирующего каркаса, не позволяющего составу проникать в продуктивный пласт на значительную глубину.

Дифференцирование наполнителя по маркам в зависимости от диапазона размеров закупоривающих частиц от микронных до нескольких миллиметров позволяет адаптировать наполнитель к различным горно-геологическим условиям скважин с учетом индивидуального подхода к каждому ремонтируемому объекту. Применение наполнителя не требует дополнительных кислотно-щелочных обработок, обеспечивающих интенсификацию процесса освоения

скважины после ремонта, — деблокирование пласта происходит естественным путем при минимальных значениях депрессии.

Технология щадящего глушения нефтяных скважин с использованием модифицированной жидкости применяется для глушения нефтяных скважин с поровыми и теригенными коллекторами со средней проницаемостью до 1000 мД, содержащими глинистые минералы, и пластовыми температурами до 160 °С в условиях АНПД [5].

Преимущества предлагаемой модифицированной жидкости глушения: выдерживает перепад давлений до 8 МПа при проницаемости пластов до 1000 мД; обеспечивает щадящее воздействие на продуктивный пласт и сохранение ФЕС пласта; имеет термостабильность до 160 °С; обладает комплексным ингибирующим действием; позволяет значительно сократить время ввода скважины в эксплуатацию после капитального ремонта, а также значительно увеличить дебиты нефти; инертна к горным минералам, пластовым флюидам, технологическим жидкостям, а также к промышленному оборудованию; обладает технологичностью приготовления и применения в промышленных условиях, не требует использования специального технологического оборудования; низкое межфазное натяжение на границе раздела жидкость-газ-нефть предотвращает образование эмульсии; во время разработки скважины убойная жидкость не запирается в капиллярных сужениях. Вытеснение из призабойной зоны происходит равномерно и без увеличения остаточной водонасыщенности [4].

Компонентный состав: комплексный полимерный реагент; водорастворимая соль; нефтерастворимое поверхностно-активное вещество; функциональная добавка; вода.

Технологические и физико-химические параметры жидкости глушения: плотность — 1015–1100 кг/м³; блокирующая способность — до 8,0 МПа; коэффициент восстановления проницаемости — более 95 %.

Предлагаемые технологические жидкости и технологии успешно применялись при глушении скважин на месторождениях и подземных хранилищах газа (ПХГ).

Выводы

По результатам исследований установлено:

1. Наиболее актуальным направлением в области глушения скважин в условиях АНПД является технология предварительного блокирования призабойной зоны продуктивного пласта с использованием специальных составов технологических жидкостей с контролируруемыми реологическими параметрами с учетом особенностей пласта, технологически применимых в особых климатических условиях с низкой отрицательной окружающей температурой.
2. Выбор физико-химических и технологических параметров жидкостей глушения и блокирующих композиций для обеспечения эффективности проведения ремонтных работ в конкретных горно-геологических условиях (особенно для скважин с АНПД) должен осуществляться на основе теоретических расчетов, лабораторных и стендовых испытаний, моделирующих процесс блокирования призабойной зоны продуктивного пласта при глушении скважины с последующим ее освоением.
3. Применение предлагаемых технологий с использованием технологических жидкостей для глушения скважин в конкретных горно-геологических условиях обеспечивает создание прочного блокирующего экрана в призабойной зоне продуктивного пласта, предотвращающего проникновение технологических жидкостей, а рабочая жидкость позволяет создать необходимое гидростатическое давление и при минимальном уровне депрессий на пласт освоить скважину после проведения ремонтных работ без применения жидкостей для интенсификации притока флюидов.

Библиографический список

1. Бояркин А.А. Разработка технологических решений, повышающих эффективность глушения газовых скважин с ано-

- мально низким пластовым давлением: дис... канд. техн. наук: 25.00.15. Краснодар: Бурение, 2005. 110 с.
2. Гасумов Р.А., Вагина Т.Ш., Костюков С.В. Современный подход к выбору составов для временного блокирования продуктивных пластов скважин на месторождениях со сложными горно-геологическими условиями // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2016. №6. С. 51–56.
 3. Гасумов Р.А., Костюков С.В., Овчаров С.Н. и др. Жидкости глушения для газовых и газоконденсатных скважин с повышенными пластовыми температурами // Наука. Инновации. Технологии. 2017. №3. С. 117–126.
 4. Гасумов Э.Р., Минченко Ю.С. Особенности создания подземных резервуаров в истощенных нефтегазоконденсатных месторождениях // Записки Горного института. СПб., 2020. Т. 244. 503 с.
 5. Гасумов Э.Р. Результаты исследований технологических жидкостей на основе органоминерального коллоида для различных горно-геологических условий // Нефтяное хозяйство. 2020. №4. С. 30–33.
 6. Гасумов Э.Р. Управление инновационными рисками при выполнении геолого-технических (технологических) мероприятий на нефтегазовых месторождениях // SOCAR PROCEEDINGS. Баку. 2020. №2. С. 74–83.
 7. 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.
 8. Патент №2662720 Российская Федерация, МПК E21B 43/22 (2006.01), C09K 8/42 (2006.01), C09K 8/92 (2006.01). Способ глушения нефтяных и газовых скважин с высокопроницаемыми трещинами гидравлического разрыва пласта (варианты) / Сергеев В.В.: №2017135375: заявл. 05.10.2017: опубл. 27.07.2018. 20 с.
 9. Патент №2662721 Российская Федерация, МПК E21B 43/22 (2006.01), C09K 8/42 (2006.01), C09K 8/92 (2006.01). Способ глушения нефтяных и газовых скважин с высокопроницаемыми трещинами гидравлического разрыва пласта (варианты) / Сергеев В.В.: №2017135377: заявл. 05.10.2017: опубл. 27.07.2018. 20 с.
 10. Патент №2670307 Российская Федерация, МПК E21B 33/138 (2006.01), C09K 8/50 (2006.01), C09K 8/40 (2006.01).

- Способ предупреждения проявлений при строительстве нефтяных и газовых скважин / Сергеев В.В.: №2017139273: заявл. 13.11.2017: опубл. 22.10.2018. 14 с.
11. Патент №2670308 Российская Федерация, МПК E21B 33/138 (2006.01), C09K 8/50 (2006.01), C09K 8/40 (2006.01). Способ ликвидации поглощений бурового раствора при строительстве нефтяных и газовых скважин / Сергеев В.В.: №2017139274: заявл. 13.11.2017: опубл. 22.10.2018. 16 с.
 12. Патент №2721616 Российская Федерация, МПК E21B 33/138 (2006.01), C09K 8/502 (2006.01), C09K 8/504 (2006.01), C09K 8/514 (2006.01). Состав для герметизации пустот в породе / Финк Т.А.: №2019136836: заявл. 15.11.2019: опубл. 21.05.2020. 11 с.
 13. Патент №2736671 Российская Федерация, МПК C09K 8/42 (2006.01). Блокирующий гидрофобно-эмульсионный раствор с мраморной крошкой / Исламов Ш.Р., Мардашов Д.В.: №2020116359: заявл. 19.05.2020: опубл. 19.11.2020. 11 с.
 14. Патент №2737753 Российская Федерация, МПК E21B 33/138 (2006.01), C09K 8/42 (2006.01), E21B 43/22 (2006.01). Жидкость для глушения скважин / Федоренко В.Ю., Якупов И.Ю., Петухов А.С. и др.: №2020116359: заявл. 02.12.2020: опубл. 19.11.2020. 8 с.
 15. Патент №2742167 Российская Федерация, МПК C09K 8/42 (2006.01). Технологическая жидкость для перфорации и глушения скважин / Демахин С.А., Демахин А.Г., Акчурин С.В.: №2020112378: заявл. 26.03.2020: опубл. 02.02.2021. 7 с.
 16. Патент №2742168 Российская Федерация, МПК E21B 33/138 (2006.01), C09K 8/50 (2006.01), E21B 43/22 (2006.01), E21B 43/32 (2006.01). Способ выравнивания профиля приемистости нагнетательной скважины / Сергеев В.В.: №2020112178: заявл. 25.03.2020: опубл. 02.02.2021. 18 с.
 17. Патент №2746499 Российская Федерация, МПК E21B 43/00 (2006.01), C09K 8/60 (2006.01). Вязкая композиция для применения в технологиях добычи нефти и газа / Магадова Л.А., Силин М.А., Малкин Д.Н., Крисанова П.К.: №2020105791: заявл. 07.02.2020: опубл. 14.04.2021. 10 с.
 18. Перейма А.А., Черкасова В.Е., Ботвинко И.В. и др. Перспективы применения продуктов биотехнологии при бурении, ремонте скважин и ремедиации загрязненных экосистем // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2012. №9. С. 30–35.

19. Рязанов Я.А. Энциклопедия по буровым растворам. Оренбург: изд-во «Летопись», 2005. 664 с.
20. Состав и свойства буровых растворов агентов (промывочных жидкостей) / Грей Дж., Дарли Г.С.Г.; пер. с англ. М.: Недра. 1987. 509 с.
21. Токунов В.И., Саушин А.З. Технологические жидкости и составы для повышения продуктивности нефтяных и газовых скважин. М.: Недра, 2004. 711 с.
22. Чудинов В.А., Якунин С.А. Анализ и обобщение опыта применения существующих технологий глушения скважин и их освоения после проведения капитального ремонта скважин // Булатовские чтения: матер. I Междунар. науч.-практ. конф. (31 марта 2017 г.): в 5 т.: сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. Краснодар: Издательский Дом-Юг. Т. 3. Бурение нефтяных и газовых скважин. 2017. С. 279–282.
23. Dmitriy A. Martyushev, Suresh Kumar Govindarajan Development and study of a visco-elastic gel with controlled destruction times for killing oil wells // Journal of King Saud University. Engineering Sciences. 2021. №6. P. 007.
24. Xiong Ying, Xu Yuan, Zhang Yadong, Fu Ziyi. Study of Gel Plug for Temporary Blocking and Well-Killing Technology in Low-Pressure, Leakage-Prone Gas Well // SPE Prod & Oper. 2021. V. 36. I. 01. P. 234–244.

References

1. Boyarkin A.A. Development of technological solutions that increase the efficiency of killing gas wells with abnormally low reservoir pressure: Thesis for a Cand. Tech. Sciences: 25.00.15. OJSC "NPO" Burenie". Krasnodar. 2005. 110 p.
2. Gasumov R. A., Vagina T. Sh., Kostyukov S. V. Modern approach to the choice of compositions for temporary blocking of productive layers of wells in fields with complex mining and geological conditions. Oil and gas. 2016. No. 6. P.51–56.
3. Gasumov R. A., Kostyukov S. V., Ovcharov S. N., et al. Killing fluids for gas and gas condensate wells with elevated formation temperatures // Nauka. Innovation. Technology. 2017. No.3. P. 117–126.
4. Gasumov E.R., Minchenko Yu.S. Peculiarities of creating underground reservoirs in depleted oil and gas condensate fields. Zapiski Gornogo instituta. St. Petersburg. 2020. V. 244. 503 p.
5. Gasumov E.R. Results of studies of process fluids based on

- organic-mineral colloid for various mining and geological conditions // Oil Industry. 2020. No. 4. P. 30–33.
6. Gasumov E.R. Management of innovation risks when performing geological and technical (technological) measures at oil and gas fields // SOCAR PROCEEDINGS. Baku. 2020. No. 2. P. 74–83.
 7. Kraevsky N.N., Islamov R.A., Lind Yu.B. The choice of well killing technology for difficult geological and technological conditions // Oil and gas business. 2020. V. 18. No. 4. P. 16–26.
 8. Patent No. 2662720 Russian Federation, IPC E21B 43/22 (2006.01), C09K 8/42 (2006.01), C09K 8/92 (2006.01). Method for killing oil and gas wells with highly permeable hydraulic fracturing fractures (options) / Sergeev V.V.: No. 2017135375: App. 10.05.2017: publ. 07/27/2018. 20 p.
 9. Patent No. 2662721 Russian Federation, IPC E21B 43/22 (2006.01), C09K 8/42 (2006.01), C09K 8/92 (2006.01). Method for killing oil and gas wells with highly permeable hydraulic fracturing fractures (options) / Sergeev V.V.: No. 2017135377: App. 10/05/2017 : publ. 07/27/2018. 20 p.
 10. Patent No. 2670307 Russian Federation, IPC E21B 33/138 (2006.01), C09K 8/50 (2006.01), C09K 8/40 (2006.01). A way to prevent manifestations during the construction of oil and gas wells / Sergeev V.V.: No. 2017139273: App. 11.13.2017: publ. 10/22/2018. 14 p.
 11. Patent No. 2670308 Russian Federation, IPC E21B 33/138 (2006.01), C09K 8/50 (2006.01), C09K 8/40 (2006.01). A method for eliminating absorption of drilling fluid during the construction of oil and gas wells / Sergeev V.V.: No. 2017139274: App. 11.13.2017: publ. 10.22.2018. 16 p.
 12. Patent No. 2721616 Russian Federation, IPC E21B 33/138 (2006.01), C09K 8/502 (2006.01), C09K 8/504 (2006.01), C09K 8/514 (2006.01). Composition for sealing cavities in the rock / Fink T.A.: No. 2019136836: App. 11.15.2019: publ. 5.21.2020. 11 p.
 13. Patent No. 2736671 Russian Federation, IPC C09K 8/42 (2006.01). Blocking hydrophobic emulsion solution with marble aggregate / Islamov Sh.R., Mardashov D.V.: No. 2020116359: App. 05/19/2020: publ. 11.19.2020. 11 p.
 14. Patent No. 2737753 Russian Federation, IPC E21B 33/138 (2006.01), C09K 8/42 (2006.01), E21B 43/22 (2006.01). Fluid for killing wells / Fedorenko V.Yu., Yakupov I.Yu., Petukhov A.S. and others : No. 2020116359 : Appl. 12.02.2020: publ. 11.19.2020. 8 p.

15. Patent No. 2742167 Russian Federation, IPC C09K 8/42 (2006.01). Technological fluid for perforation and well killing / Demakhin S.A., Demakhin A.G., Akchurin S.V.: No. 2020112378: App. 03.26.2020: publ. 02.02.2021. 7 p.
16. Patent No. 2742168 Russian Federation, IPC E21B 33/138 (2006.01), C09K 8/50 (2006.01), E21B 43/22 (2006.01), E21B 43/32 (2006.01). A method for leveling the injectivity profile of an injection well / Sergeev V.V.: No. 2020112178: App. 03.25.2020: publ. 02.02.2021. 18 p.
17. Patent No. 2746499 Russian Federation, IPC E21B 43/00 (2006.01), C09K 8/60 (2006.01). Viscous composition for use in oil and gas production technologies / Magadova L.A., Silin M.A., Malkin D.N., Krisanova P.K.: No. 2020105791: App. 02.07.2020: publ. 04.14.2021. 10 p.
18. Pereyma A.A., Cherkasova V.E., Botvinko I.V. Prospects for the use of biotechnology products in drilling, well repair and remediation of polluted ecosystems // Construction of oil and gas wells on land and at sea. 2012. No. 9. P. 30–35.
19. Ryazanov Ya.A. Encyclopedia of Drilling Fluids. Orenburg: Publishing House «Letopis», 2005. 664 p.
20. Composition and properties of drilling fluids agents (flushing fluids) / Gray J., Darley G.S.G. // Per. from English. M.: Nedra. 1987. 509 p.
21. Tokunov V.I., Saushin A.Z. Technological fluids and compositions for increasing the productivity of oil and gas wells. M.: Nedra, 2004. 711 p.
22. Chudinov V.A., Yakunin S.A. Analysis and generalization of the experience of using actual technologies for killing wells and their development after well workover // Bulatovskie chteniya: materials I Intern. scientific-practical. conf. (March 31, 2017): in 5 volumes: collection of articles / Edited by Dr. tech. sciences, prof. O.V. Savenok. Krasnodar: Publishing House-South. V. 3. Drilling of oil and gas wells. 2017, P. 279–282.
23. Dmitriy A. Martyushev, Suresh Kumar Govindarajan Development and study of a visco-elastic gel with controlled destruction times for killing oil wells // Journal of King Saud University. Engineering Sciences. 2021. No. 6. P. 007.
24. Xiong Ying, Xu Yuan, Zhang Yadong, Fu Ziyi. Study of Gel Plug for Temporary Blocking and Well-Killing Technology in Low-Pressure, Leakage-Prone Gas Well // SPE Prod & Oper. 2021. V. 36. I. 01. P. 234–244.

Поступило в редакцию 20.09.2022,
принята к публикации 09.12.2022.

Об авторах

- Гасумов** Рамиз Алиджавад-оглы, генеральный директор СевКав-НИПИгаз, доктор технических наук, профессор, заведующий базовой кафедрой «Проектирование объектов нефтегазовой сферы» Северо-Кавказского федерального университета.
E-mail: R.Gasumov@yandex.ru
Scopus ID: 6507302404
- Гасумов** Эльдар Рамизович, кандидат экономических наук, доцент, Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности.
E-mail: R.Gasumov@yandex.ru
Scopus ID: 57217090200
- Минченко** Юлия Сергеевна, кандидат технических наук, доцент, Институт наук о Земле, Северо-Кавказский федеральный университет.
E-mail: minchenko.yuliya@inbox.ru.
Scopus ID: 57214122104
- Копченков** Вячеслав Григорьевич, доктор технических наук, профессор кафедры технической эксплуатации автомобилей Инженерного института, Северо-Кавказский федеральный университет.
E-mail: vkopchenkov@ncfu.ru
Scopus ID: 6603271703.
- Федоренко** Владимир Васильевич, доктор технических наук, профессор, ведущий научный сотрудник, Институт наук о Земле, Северо-Кавказский федеральный университет.
E-mail: fovin_25@mail.ru
Scopus ID: 25624645200

About the authors

- Gasumov** Ramiz Alidzhavad-ogly, General Director of SevKavNIPIGaz, Doctor of Technical Sciences, Professor, Head of the Base Department "Design of Oil and Gas projects", North Caucasus Federal University.
E-mail: R.Gasumov@yandex.ru.
Scopus ID: 6507302404

- Gasumov** Eldar Ramizovich, Candidate of Economic Sciences, Associate Professor, Azerbaijan State University of Oil and Industry.
E-mail: R.Gasumov@yandex.ru.
Scopus ID: 57217090200
- Minchenko** Yuliya Sergeevna, Candidate of Technical Sciences, Associate Professor, Institute of Earth Sciences, North Caucasus Federal University.
E-mail: minchenko.yuliya@inbox.ru.
Scopus ID: 57214122104
- Kopchenkov** Vyacheslav Grigorievich, Doctor of Technical Sciences, Professor of the Department of Technical Operation of Automobiles, Institute of Engineering, North Caucasus Federal University.
E-mail: vkopchenkov@ncfu.ru.
Scopus ID: 6603271703
- Fedorenko** Vladimir Vasilyevich, Doctor of Technical Sciences, Professor, Leading Researcher, Institute of Earth Sciences, North Caucasus Federal University.
E-mail: fovin_25@mail.ru.
Scopus ID: 25624645200