

ТЕХНОЛОГИИ ГЛУШЕНИЯ И ИНТЕНСИФИКАЦИИ ВЫЗОВА ПРИТОКА ГАЗА ИЗ СКВАЖИН ПРИ АНОМАЛЬНО НИЗКОМ ПЛАСТОВОМ ДАВЛЕНИИ ВО ВРЕМЯ ПРОВЕДЕНИЯ РЕМОНТНЫХ РАБОТ

В.Ф. Перепеличенко, Х.А. Кулахмедов, К.И. Джафаров
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

1. Технологии и проблемы глушения беспакерных и запакерованных скважин при проведении ремонтных работ

В настоящее время подземный и капитальный ремонт скважин (КРС) проводится при пластовых давлениях значительно ниже гидростатических. Основной задачей глушения скважин является сохранение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта во время проведения ремонтных работ. При выполнении работ по глушению очень важно, чтобы технологические операции проводились при регулируемых забойных давлениях и не сопровождались гидроразрывом призабойной зоны пласта (ПЗП), поглощением блокирующих составов, жидкостей глушения, которые могут привести к кольтации и загрязнению пласта. При глушении скважин с высокими проницаемостями, большой толщиной и мощностью пласта, с большими глубинами или скважин, эксплуатирующих одновременно несколько пластов, в процессе использования традиционных технологий возникают определенные трудности, связанные с доставкой блокирующих составов на забои скважин, формированием блокирующих экранов. Применяемые блокирующие составы должны создавать прочные непроницаемые экраны на поверхности пористой среды и обеспечивать эффективное деблокирование пласта-коллектора при пуске скважин после завершения ремонтных работ. В зависимости от конструкций скважин, забоев в настоящее время применяются различные способы глушения, в том числе с помощью колтюбинговых установок.

1.1. Технологии глушения беспакерных скважин

Одной из таких технологий является блокирование интервала перфорации путем замены скважинной жидкости блокирующей жидкостью и расположенной над ней задавочной жидкостью. При этом часть блокирующей жидкости задавливается в прискважинную зону пласта [1].

Недостатками данного способа глушения является создание условий глубокой кольматации продуктивного пласта, сильное ухудшение коллекторских свойств ПЗП при ремонте, что влечет за собой увеличение затрат на освоение и восстановление ФЕС пласта.

Технологическая схема глушения беспакерных скважин приведена на рис. 1.

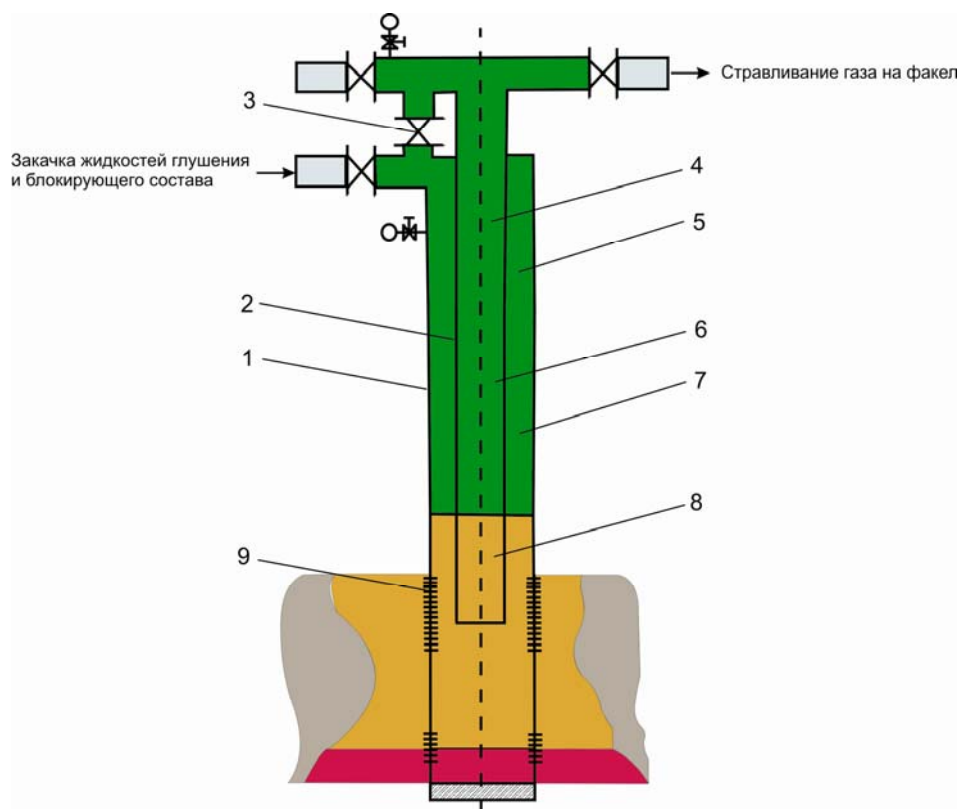


Рис. 1. Технологическая схема глушения беспакерной скважины

1 – эксплуатационная колонна; 2 – лифтовая подвеска НКТ; 3 – задвижка для сообщения трубного и затрубного пространства; 4 – трубное пространство; 5 – затрубное пространство; 6 – жидкость глушения в трубном пространстве; 7 – жидкость глушения в затрубном пространстве; 8 – блокирующий состав; 9 – интервал перфорации

Данный способ включает последовательное закачивание в затрубное (или, наоборот, в трубное) пространство 5 скважины жидкости глушения 6 в объеме НКТ с одновременным стравливанием газа через трубное пространство на факельную линию и блокирующего раствора 8 из расчета заполнения им всего интервала перфорации (ИП) 9 с последующей закачкой жидкости глушения 7 для продавливания блокирующего раствора на забой скважины для перекрытия ИП с расчетом заполнения затрубного пространства 5, после чего скважина выводится на технологический отстой [2].

При такой технологии глушения чаще всего возникают проблемы, связанные с поглощением первой порции закачиваемой жидкости глушения ПЗП еще до начала процесса продавливания блокирующего раствора с целью доведения ее до ИП. К тому же происходит смешивание блокирующего раствора с жидкостями глушения, в результате чего теряются качество и необходимые блокирующие (изоляционные) свойства раствора. В наибольшей степени эти проблемы проявляются, когда пластовые давления достигают значений ниже гидростатических давлений и продуктивный пласт представлен высокопроницаемыми коллекторами.

Другая технология, применяемая в настоящее время для глушения скважин, включает последовательную закачку в призабойную зону воды, блокирующей жидкости и жидкости глушения. При этом в качестве блокирующей жидкости используют инвертную эмульсию с нулевой фильтрацией [1].

Недостатками этой технологии является то, что вода, закачиваемая перед блокирующей жидкостью, глубоко фильтруется в пласт, кольматирует пристенный слой ПЗП и блокирует пласт. В целом кольматация водой и мелкими частицами мела снижает ФЕС пласта и возможный эффект по приросту дебита после ремонтных работ.

Для устранения перечисленных недостатков была разработана технология глушения скважин, включающая первоначальную доставку на забой скважины загущенной порции блокирующего состава, по технологическим свойствам отвечающей требованиям изоляции продуктивного ИП, с учетом ее коллекторских свойств с целью формирования на забое первоначально блокирующего экрана. Эта технология полностью отвечает требованиям инструкции. Объем блокирующего состава определяется исходя из расчета заполнения зоны каверн и перекрытия кровли ИП относительно забоя. Для скважин с аномально низкими пластовыми давлениями (АНПД) эта высота составляет 110–115%. Для скважин с пластовыми давлениями, приближенными к гидростатическим, этот уровень следует выбирать в зависимости от значений пластовых давлений и плотностей, свойств блокирующего раствора, объемов жидкостей глушения.

Для определения степени надежности сформированного блокирующего экрана необходимо опрессовать экран одновременной подачей сжатого азота в трубное и затрубное пространства и затем проконтролировать его уровень в НКТ.

Технологическая схема реализации рекомендуемой технологии глушения беспакерных скважин приведена на рис. 2.

На остановленной скважине (рис. 2а) в затрубное пространство 5 при закрытом трубном пространстве 6 закачивается расчетный объем блокирующего состава 4, специально подобранного для конкретных пластовых условий с учетом коллекторских свойств, мощности вскрытого ИП, кавернозности породы. В трубном пространстве аккумулируется энергия сжатого газа. После окончания закачки блокирующего состава и стабилизации давлений в трубном и затрубном пространствах на устьевой площадке с помощью задвижки 3 осуществляется перепуск газа с трубного пространства в затрубное. За счет аккумулированной энергии сжатого газа в трубном пространстве и гравитационных сил тяжести блокирующий состав опускается на забой скважины с выравниванием уровней в трубном и затрубном пространствах, после чего скважина выводится на технологический отстой для формирования блокирующего экрана (рис. 2б).

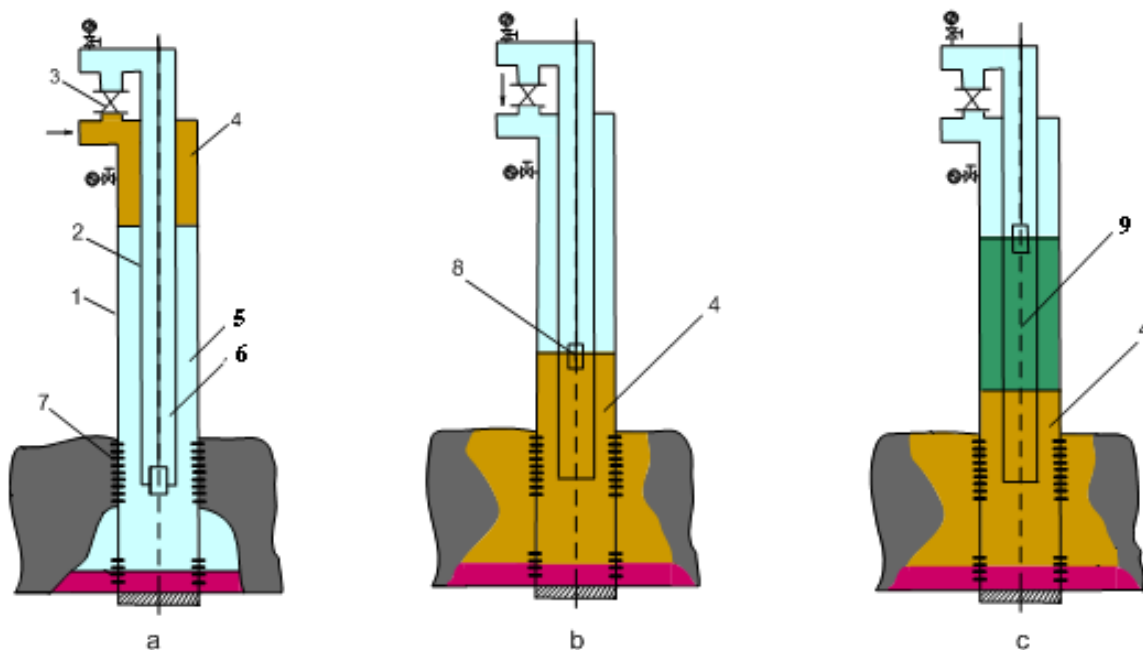


Рис. 2. Рекомендуемая технологическая схема глушения скважин

1 – эксплуатационная колонна; 2 – лифтовая подвеска НКТ; 3 – задвижка для сообщения трубного и затрубного пространства; 4 – блокирующий состав; 5 – затрубное пространство; 6 – трубное пространство; 7 – интервал перфорации; 8 – прибор для замера уровня; 9 – жидкость глушения

После формирования на забое блокирующего экрана в трубное и затрубное пространства доливаются растворы глушения 9 соответствующей плотности и объема (рис. 2с). Уровень долива раствора глушения в скважине можно проконтролировать прибором-уровнемером 8.

1.2. Технологии глушения запакерованных скважин

При глушении запакерованных скважин вовнутрь НКТ закачивается блокирующий раствор с целью заполнения им продуктивного ИП, зоны каверн с продавливанием жидкостью глушения в объеме для заполнения трубного пространства, после чего скважина выводится на технологический отстой. В настоящее время для доставки блокирующих составов на забои скважин широко применяются и колтюбинговые установки.

Качество технологии проведения глушения скважин при этом также определяется правильным подбором блокирующих составов, осуществляемым с учетом коллекторских свойств пласта, мощности ИП, кавернозности ПЗП, технологии доставки блокирующего раствора на забой скважины, формирования блокирующего экрана и др.

На запакерованных скважинах, в которых башмак НКТ спущен ниже нижних отверстий ИП или находится на их уровне, с целью качественного блокирования ИП рекомендуется в газовой среде в НКТ выполнить перфорационные отверстия еще на уровне продуктивного пласта.

При этом бесшовные длинномерные трубы (БДТ) колтюбинговых установок целесообразно применять не для закачки блокирующих растворов, жидкостей глушения, растворов кислот, а в качестве сифонных труб. Для доставки блокирующих составов, жидкостей глушения и других реагентов на забои скважин рекомендуется использовать малый затруб между БДТ и НКТ, как показано на рис. 3.

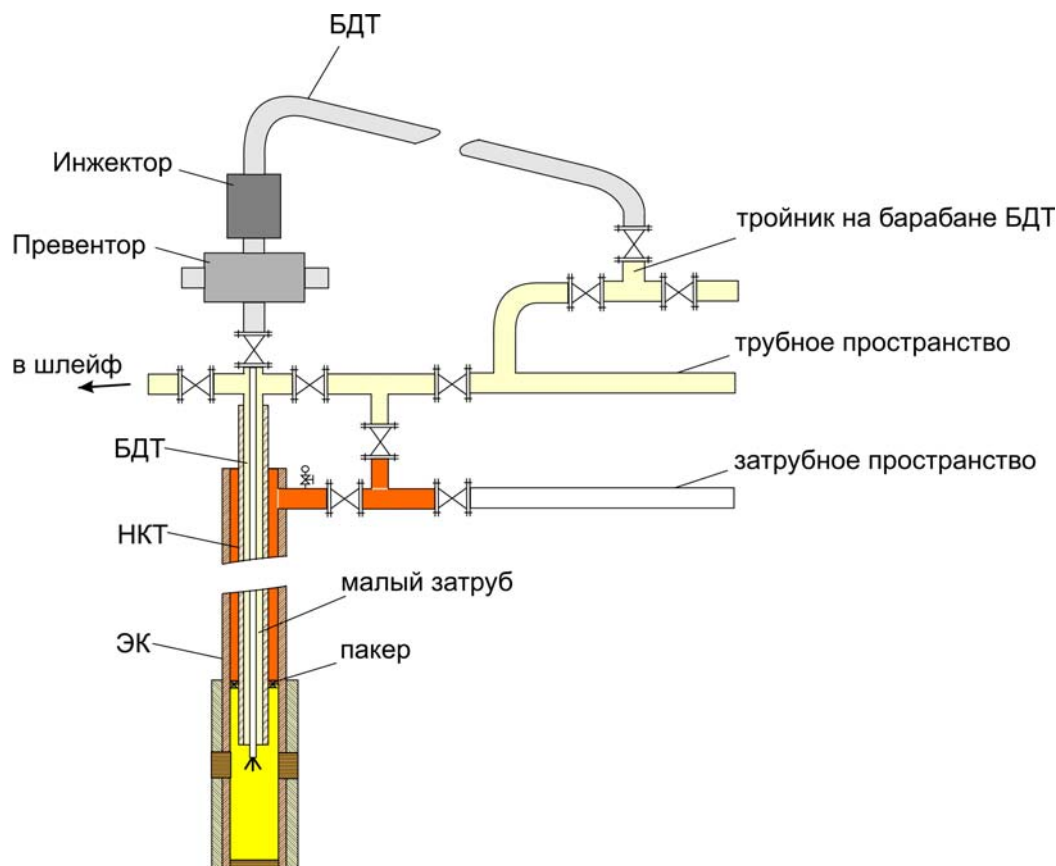


Рис. 3. Технологическая схема глушения запакерованных скважин с колтюбинговыми установками

2. Технологии интенсификации вызова притока газа после проведения ремонтных работ

В процессе подземного и капитального ремонта газовых скважин призабойная зона пласта большинства из них подвергается отрицательному воздействию глинистых, полимерно-глинистых и других растворов. Применяемые технологические растворы (блокирующие составы, растворы глушения и др.) однозначно ухудшают коллекторские свойства пласта в результате коагуляции его твердой фазой растворов глушения, ее фильтратом и образованием глинистой корки, резко снижающими проницаемость ПЗП. Ухудшение проницаемости ПЗП в результате ремонтных работ связано с большими осложнениями, возникающими при освоении и вызове притока. Базовыми способами восстановления потенциала таких скважин в терригенных и карбонатных коллекторах при вторичном освоении являются: кислотные ванны, внутрислоевого воздействие кислотами, растворителями и другими поверхностно-активными веществами (ПАВ).

Непременным условием успешного вторичного освоения и повышения производительности скважин является правильная технология применения химреагентов, включающая: доставку их в ПЗП, регулирование забойных давлений при проведении технологических операций с исключением процессов гидроразрыва, обеспечение своевременного выноса продуктов реакции для исключения непроизводительных затрат времени и использования дополнительной спецтехники при освоении и вызове притока.

2.1. Технологии кислотных обработок при интенсификации вызова притока

Применяемые в настоящее время способы обработки призабойной зоны пласта с целью интенсификации притока в послеремонтный период осуществляются с помощью кислотных составов [3] по следующей схеме (рис. 3):

- замена раствора глушения на более облегченный раствор с восстановлением циркуляции из затрубного пространства до стабилизации давления в трубном и затрубном пространствах (в качестве жидкой фазы буферной газожидкостной смеси обычно используют газовый конденсат или нефть) (рис. 4.1);

- закачка расчетного объема раствора кислоты или пенокислотного состава с ее продавливанием до забоя с вытеснением из затрубного пространства газового конденсата или нефти (рис. 4.2);

- закачка продавочной смеси при закрытом затрубном пространстве для вытеснения раствора кислоты из НКТ в пласт (рис. 4.3).

Предварительную подкачку нефти или газожидкостной смеси [4], если в скважине возможно установить циркуляцию, закачивают до переливания ее из затрубного пространства. Затем при открытом затрубном пространстве в интервал фильтра скважины с установкой высоты кровли раствора на 5–10 м выше обрабатываемого интервала закачивают приготовленный объем кислотного раствора и закрывают задвижку затрубного пространства. После этого сразу закачивают продавочную жидкость (нефть, газожидкостную смесь) в объеме, равном объему НКТ и ствола скважины в пределах обрабатываемого интервала пласта.

Если в обрабатываемой скважине происходит значительное поглощение жидкости или газожидкостной смеси и невозможно достигнуть циркуляции через затрубное пространство, то буферную жидкость подкачивают до постоянного положения уровня в затрубном пространстве (определяют эхолотом), затем начинают закачку кислотного

раствора, по окончании которой приступают к закачке в скважину продавочной жидкости для вытеснения кислотного раствора в призабойную зону пласта.

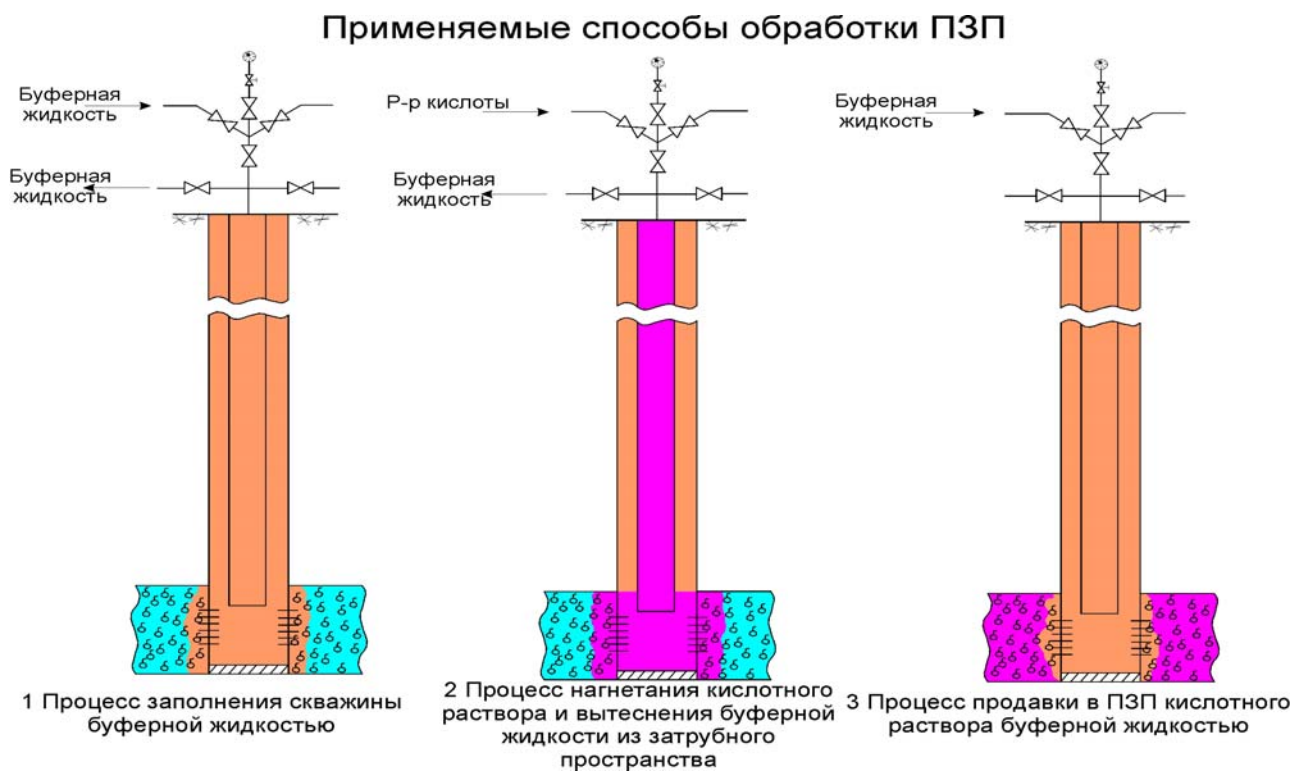


Рис. 4. Технологическая схема кислотных обработок призабойной зоны пласта с продавкой буферной жидкостью

После нагнетания в пласт кислотного раствора скважину закрывают на время, необходимое для реакции кислотного раствора с ПЗП. По истечении времени реакции скважину осваивают, при необходимости с помощью аэрации и отработкой на факел.

Недостатком данного способа является заполнение скважины продавочной буферной жидкостью, приводящей к снижению фазовой проницаемости ПЗП в результате поглощения продавочной жидкости и проникновения продуктов реакции в пласт, что затрудняет своевременное освоение скважины и удаление продуктов реакции. Применение технологии на скважинах с пластовыми давлениями ниже гидростатических создает глубокую кольтматацию и загрязнение пласта. Все это в последующем осложняет процессы освоения и вызова притока, на которые затрачивается много непроизводительного времени и времени работы спецтехники; а в некоторых случаях скважину вообще не удастся освоить.

2.2. Рекомендуемые способы интенсификации вызова притока с помощью кислотных обработок скважин в послеремонтный период

Для интенсификации вызова притока и повышения продуктивности скважин после проведения ремонтных работ применяются следующие технологии:

- установка кислотных ванн;
- внутрипластовые кислотные обработки с поверхностно-активными веществами (ПАВ);
- методы химического воздействия на ПЗП.

Кислотные обработки рекомендуется проводить в два этапа:

- предварительная обработка при вызове притока и освоении скважины установкой кислотной ванны под давлением с помощью сжатого азота;
- основная внутрипластовая кислотная обработка скважины при давлениях раскрытия трещин, в случае если не восстанавливаются ФЕС пласта и скважина по производительности не может выйти на ожидаемые критические дебиты [5, 6].

Предварительная обработка заглушенной скважины (рис. 5) производится следующим образом:

- жидкость глушения заменяют на промывочную жидкость;
- осуществляют промывку скважины;
- промывочную жидкость заменяют на облегченную жидкость, не снижающую проводимость ПЗП, с последующим освоением скважины подачей газа или сжатого азота;
- после освоения и отработки скважины в затрубное пространство при закрытом трубном пространстве закачивается расчетный объем раствора кислоты, способный перекрыть продуктивный ИП на 10–15 м выше верхней его кровли (рис. 5a);
- открытием задвижки 3 раствор кислоты доводится до забоя – об этом свидетельствует стабилизация давлений в обоих пространствах (рис. 5b);
- затем кислотную ванну устанавливают при значениях давлений на момент начала фильтрации растворов кислоты в пласт одновременной подачей сжатого азота в трубное и затрубное пространства скважины (рис. 5c);
- по истечении времени реакции раствора кислоты скважина осваивается и обрабатывается на факел.

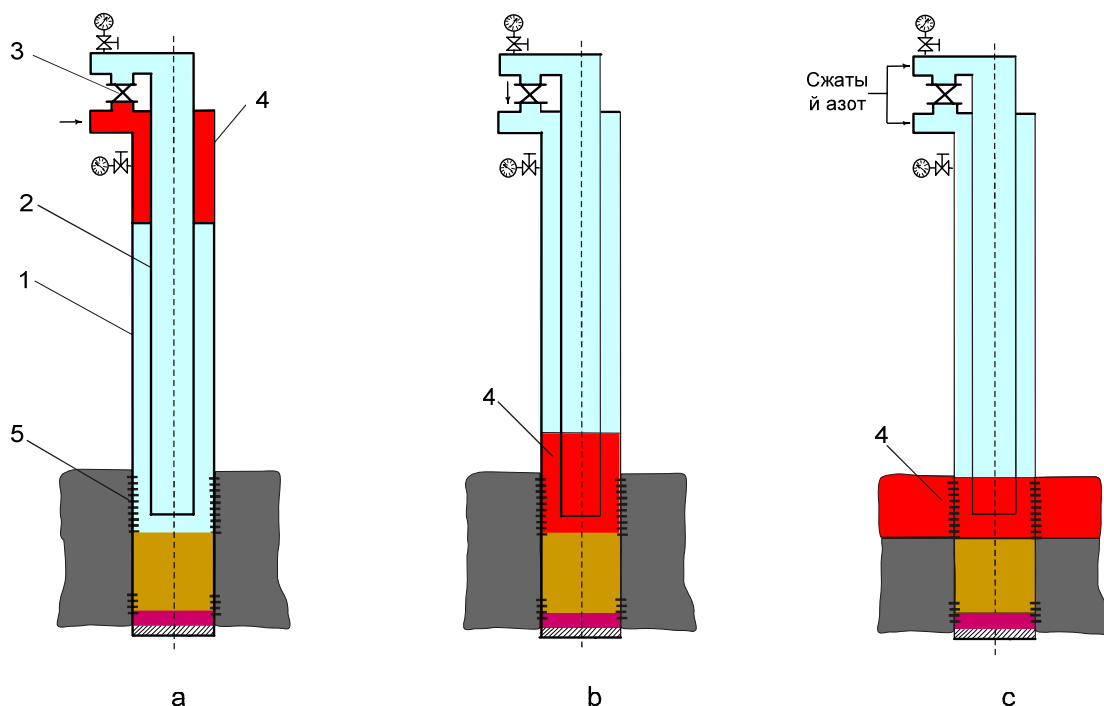


Рис. 5. Технологическая схема кислотной обработки скважины
 1—эксплуатационная колонна; 2—лифтовая подвеска НКТ; 3—задвижка для сообщения трубного и затрубного пространства; 4—раствор кислоты; 5— интервал перфорации

Основная обработка эксплуатирующейся скважины осуществляется по следующей схеме:

- после остановки скважины в затрубное пространство при закрытом трубном пространстве закачивается расчетный объем раствора кислоты для выполнения внутрипластовой кислотной обработки (рис. 5a);
- открытием задвижки 3 раствор доводится до забоя скважины, о чем свидетельствует стабилизация давлений в обоих пространствах (рис. 5b);
- после стабилизации давлений одновременной подачей в трубное и затрубное пространства высоконапорного газа из шлейфа (если это возможно) или сжатого азота раствор кислоты при давлениях фильтрации продавливается в ПЗП (рис. 5c);
- по истечении времени реакции раствора кислоты скважина осваивается и обрабатывается на факел.

Такая технология обработки позволяет:

- исключить заполнение скважины продавочными жидкостями и газожидкостными смесями;

- исключить продавливание кислотных составов в ПЗП газожидкостными смесями;
- исключить создание процессов гидроразрыва и поглощения;
- исключить контакт продавочных газожидкостных смесей с раствором кислоты;
- предотвратить проникновение продуктов реакции вглубь ПЗП;
- ускоренно освоить скважину с своевременным выносом продуктов реакции после проведения операций.

На запакеранных скважинах кислотные обработки ПЗП рекомендуется выполнять с помощью колтюбинговых установок. Бесшовные длинномерные трубы (БДТ) агрегатов при этом целесообразно применять как сифонные подвески, а для доставки кислотных составов на забой рекомендуется использовать создаваемый малый затруб.

Универсальные возможности представленных способов обработки призабойной зоны скважины с регулированием забойных давлений на скважинах с АНПД без допуска рисков по вводу скважин в эксплуатацию после проведения операций позволили разработать технологии по гидрофобизации, креплению ПЗП, очистке забоев от асфальто-смолистых парафиновых отложений (АСПО), солеотложений, ингибированию лифтовой подвески НКТ, внутренней поверхности ЭК, ликвидации пропусков в резьбовых соединениях НКТ и ЭК. Одни технологии защищены авторскими свидетельствами СССР, а другие – патентами РФ. Почти все они с 90-х годов применяются на газовых и газоконденсатных месторождениях Средней Азии.

Как показывают геофизические исследования по кавернометрии, зона повышенной пористости ПЗП обычно представлена слабосцементированными коллекторами с пониженными прочностными характеристиками за счет растворения цемента в результате воздействий химреагентов на ПЗП и их промывания от поступления подошвенных вод с образованием конусов обводнения (рис. 6).

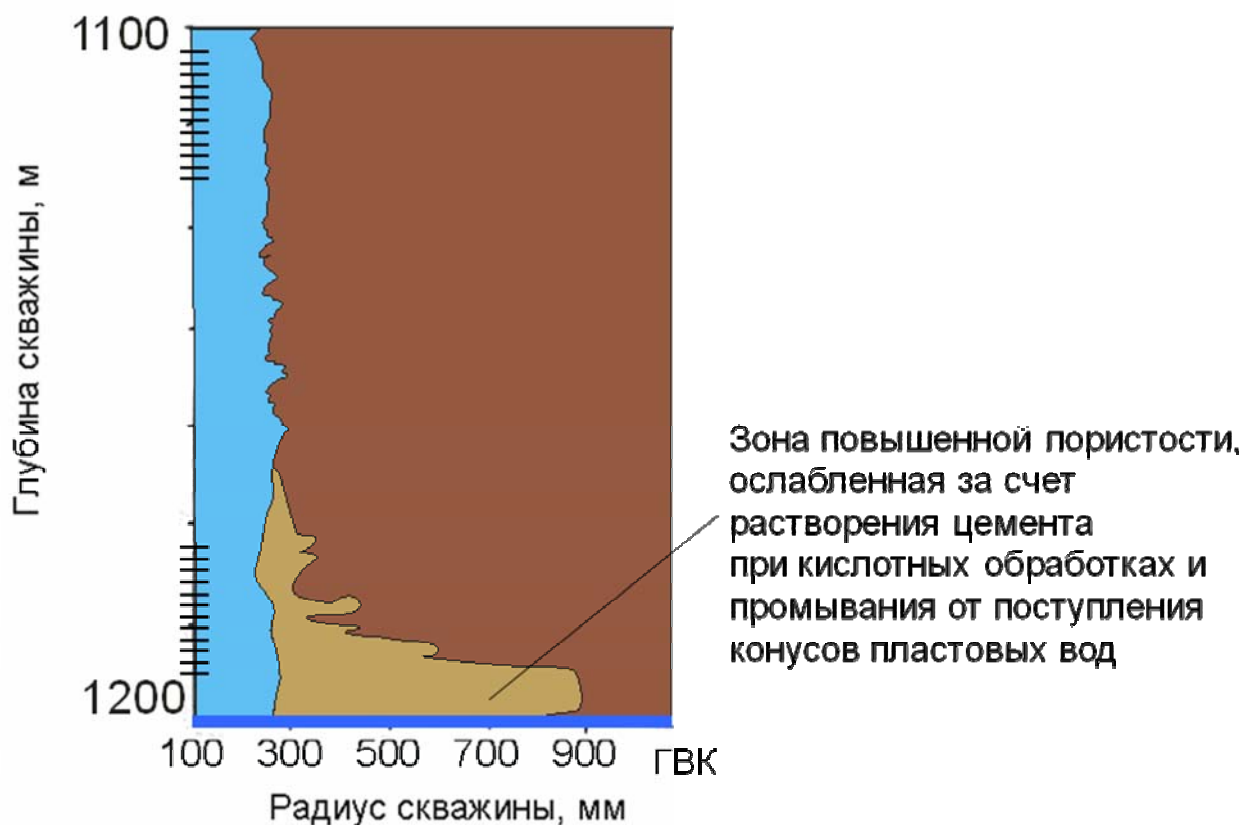


Рис. 6. Схема призабойной зоны пласта

Приложение 1

Жидкости блокирования

Жидкости блокирования, в зависимости от того, на какой основе они готовятся, условно можно разделить на водные, водно-спиртовые и углеводородные. Сохранение проницаемости продуктивного пласта на период проведения ремонтных работ в скважине обеспечивается благодаря рациональному выбору состава и свойств жидкости блокирования. Загрязнение продуктивного пласта происходит в основном за счет фильтрации раствора и фильтрата. Для снижения и полного прекращения фильтрации (поглощения) раствора используют кольматанты с одновременным регулированием реологических показателей. В качестве кольматантов целесообразнее использовать материалы различных размеров и геометрической формы. Так, например, сочетание сферической, волокнистой и чешуйчатой формы обеспечивает

быструю блокировку. Мел и другие карбонатные утяжелители различной дисперсности могут использоваться как кольматанты сферической формы, асбест относится к волокнистым кольматантам, рисовая, гречневая и хлопковая шелуха – к чешуйчатым. В хлопковой шелухе содержится и волокнистый хлопок. Выпускаемый кольматант марок К-1, К-5 и т.д. содержит как волокнистые, так и чешуйчатые формы различных материалов и дисперсности. ООО «Полицелл» выпускает кольматант биоразлагаемый (серия Полицелл ЦФ). Вследствие кислоторастворимости в качестве сферического кольматанта повсеместно используют карбонатные материалы. Практически при высоких значениях проницаемости 2-4 Дарси рекомендуется использовать сочетание рисовой и гречневой шелухи с карбонатными материалами. Неплохое сочетание – волокнистые материалы с сферическими карбонатными утяжелителями. В любом выбранном составе крупный кольматант должен обеспечить создание внешней решетки, мелкий – закупорить ячейки решетки. При этом обеспечивается внешняя кольматация, позволяющая минимизировать загрязнение продуктивного пласта. Одновременно жидкость блокирования должна характеризоваться достаточно высоким значением динамического напряжения сдвига и минимальным значением показателя фильтрации в забойных условиях. Во избежание гравитационного замещения плотность жидкости блокирования должна превышать плотность жидкости глушения.

Таким образом, в состав жидкости блокирования должны входить: дисперсионная среда, кольматанты, регуляторы-стабилизаторы реологических и фильтрационных показателей и утяжелители.

Рассмотрим несколько составов жидкости блокирования.

1. **Водный биополимерный**, включает биополимер, крахмал или КМЦ, кольматант кислоторастворимый карбонатный различной дисперсности, кольматант крупный в виде рисовой или гречневой шелухи и воду при следующем соотношении компонентов:

Для повышения плотности жидкости блокирования рекомендуется ввод солей или карбонатных материалов. Ввод асбеста в данную систему усиливает блокирующую способность жидкости.

Таблица 1

Состав жидкости блокирования на водной основе

Наименование реагента	Функция реагента	Количество на 1 м ³ в кг (л)
Биополимер (сараксан, duovis, родопол 23П)	Структурообразователь	3–6
Крахмал (КМЦ)	Понизитель фильтрации	10–30 (5–10)
Кольматант кислоторастворимый – мраморная крошка 50–100 мкм, мел технический	Кольматация микропор	10–100
Кольматант крупный – рисовая или гречневая шелуха	Кольматация крупных пор и каналов	10–40
Вода	Дисперсионная среда	Остальное

Примечание: Использование биополимера и крахмала предполагает ввод бактерицида (biocide, ремацид) для защиты реагентов от биоразложения.

2. **Водно-спиртовой биополимерный**, включает биополимер, крахмал или КМЦ, кольматант кислоторастворимый карбонатный различной дисперсности, кольматант крупный в виде рисовой или гречневой шелухи, многоатомный спирт и воду при следующем соотношении компонентов.

Таблица 2

Состав жидкости блокирования на водно-спиртовой основе

Наименование реагента	Функция реагента	Количество на 1 м ³ в кг (л)
Биополимер (сараксан, duovis, родопол 23П)	Структурообразователь	3–6
Крахмал (КМЦ)	Понизитель фильтрации	10–30 (5-10)
Кольматант кислоторастворимый мраморная крошка 50–100 мкм, мел технический	Кольматация микропор	10–100
Кольматант крупный – рисовая или гречневая шелуха	Кольматация крупных пор и каналов	10–40
Многоатомный спирт		300–400
Вода	Дисперсионная среда	Остальное

Примечание: Использование биополимера и крахмала предполагает ввод бактерицида (biocide, ремацид) для защиты реагентов от биоразложения.

Для повышения плотности жидкости блокирования рекомендуется ввод солей или

карбонатных материалов. Возможно использование в качестве утяжелителя блокирующей жидкости NaCl после его диспергирования.

Ввод асбеста в данную систему усиливает блокирующую способность жидкости.

3. **Углеводородный** – включает органофильный бентонит, известь, кольматант крупный в виде рисовой или гречневой шелухи, минерализованную по CaCl₂ или NaCl воду, талловое масло, битумную мастику, эфир глицериновый талловой канифоли, утяжелитель и дизельное топливо или трансформаторное масло при следующем соотношении компонентов.

Таблица 3

Состав жидкости блокирования на углеводородной основе

Наименование реагента	Функция реагента	Количество на 1 м ³ в кг (л)
Органофильный бентонит	Структурообразователь	30–50
Кольматант кислоторастворимый известь	Структурообразователь, Кольматация микропор	30–50
Минерализованная вода CaCl ₂ или NaCl 20–30%-ной концентрации	Дисперсная фаза	80–250
Битумная мастика	Понизитель фильтрации	40–80
Эфир глицериновый талловой канифоли	Понизитель фильтрации	40–80
Талловое масло	Понизитель фильтрации при повышенных температурах	10–20
Кольматант крупный – рисовая или гречневая шелуха	Кольматация крупных пор и каналов	10–40
Дизельное топливо или трансформаторное масло	Дисперсионная среда	Остальное

Ввод асбеста в данную систему усиливает блокирующую способность жидкости.

Для повышения плотности блокирующей жидкости до 1700–1800 кг/м³ рекомендуется использовать карбонатные утяжелители, а более 1800 кг/м³ – баритовый концентрат. Возможно использование в качестве утяжелителя блокирующей жидкости NaCl после его диспергирования.

Структурно-реологические показатели жидкостей блокирования регулируют в зависимости от проницаемости продуктивного пласта: с увеличением проницаемости соответственно повышаются структурно-реологические показатели.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Акчурин Х.И., Сукманский О.Б., Дубинский Г.С., Чезлов А.А.* Способ блокирования продуктивного пласта. Патент РФ № 2217464 МПК, кл. С09К7/06, Е21В43/12, 2003.
2. *Кустышев А.В., Обиднов В.Б., Фабин Р.И., Афанасьев А.В., Кряквин Д.А., Листак М.В.* Способ глушения скважины. Патент РФ № 2319828 МПК, кл. Е 21В 43/12, 2008.
3. *Перепеличенко В.Ф., Кулахмедов Х.А., Нифантов В.И., Джафаров К.И.* Способ «ВНИИГАЗА» глушения скважины с аномально низким пластовым давлением. Заявка на выдачу патента на изобретение №2009100166 А, кл. Е 21В 43/12, 2009.
4. *Фаниев Р.Д.* Эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. М.: ГОСТОПТЕХИЗДАТ, 1958. С. 406–425.
5. *Требин Ф.А.* и др. Добыча природного газа. М: Недра, 1976. С. 262–264.
6. А. с. СССР № 751971, кл. Е 21 В 43/27, 1978 г.
7. *Кулахмедов Х.А., Маметдурдыев Б., Казаков Б.О., Ачилов А.Р.* Способ обработки призабойной зоны скважины. А. с. СССР №1723315 А1, кл. Е 21В 43/27, 1992.