

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **038753**

(13) **B1**

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ

(45) Дата публикации и выдачи патента
2021.10.14

(21) Номер заявки
202092650

(22) Дата подачи заявки
2019.01.28

(51) Int. Cl. *E21B 43/22* (2006.01)
E21B 43/27 (2006.01)
C09K 8/502 (2006.01)
C09K 8/72 (2006.01)
B82Y 30/00 (2011.01)

(54) СПОСОБ СЕЛЕКТИВНОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА

(31) 2018122128

(32) 2018.06.18

(33) RU

(43) 2021.02.28

(86) PCT/RU2019/050008

(87) WO 2019/245410 2019.12.26

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:

**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ
ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ "ВИ-
ЭНЕРДЖИ" (RU); НИССАН
КЕМИКАЛ КОРПОРЕЙШН (JP)**

(72) Изобретатель:
Сергеев Виталий Вячеславович (RU)

(74) Представитель:
**Ловцов С.В., Вилесов А.С., Гавриков
К.В., Коптева Т.В., Левчук Д.В.,
Стукалова В.В., Ясинский С.Я. (RU)**

(56) RU-C1-2631460
RU-C2-2184836
US-A-6068054
US-B2-6790811

(57) Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности, а именно к технологиям интенсификации добычи нефти с целью увеличения темпа разработки нефтегазовых месторождений и повышения коэффициента извлечения нефти. Техническим результатом заявленного изобретения является повышение термостабильности эмульсионной системы, увеличение темпа разработки нефтегазонасного объекта, увеличение продолжительности положительного эффекта и дополнительная добыча нефти. Сущность изобретения заключается в том, что осуществляют три и более этапов обработки призабойной зоны пласта с расчетной периодичностью реализации этапов, причем реализацию второго и каждого последующего этапа осуществляют при снижении коэффициента продуктивности и/или суточного дебита нефти скважины на 25% и более за последние 6 месяцев эксплуатации скважины. При этом на первом и втором этапе призабойную зону пласта обрабатывают последовательно высокостабильной эмульсионной системой с содержанием наночастиц двуокиси кремния, кислотной композицией и водным раствором хлористого калия или хлористого кальция. На третьем и последующих этапах призабойную зону пласта обрабатывают последовательно высокостабильной эмульсионной системой с содержанием наночастиц двуокиси кремния, композицией поверхностно-активных веществ и спиртов и водным раствором хлористого калия или хлористого кальция.

038753
B1

038753
B1

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности, а именно к технологиям интенсификации добычи нефти с целью увеличения темпа разработки нефтегазовых месторождений и повышения коэффициента извлечения нефти.

Опережающее обводнение нефтегазоносных объектов является одной из наиболее распространенных проблем, снижающих эффективность разработки нефтегазовых месторождений. Причинами опережающего обводнения могут являться одновременно несколько факторов, в том числе геологические микро- и макронеоднородности пластов, естественная трещиноватость пластов в сочетании с интенсивными системами разработки объектов, высокий уровень интерференции скважин, широкое внедрение технологии гидравлического разрыва пласта и т.д. Основной сложностью в борьбе с опережающим обводнением является то, что все вышеуказанные факторы могут сочетаться в рамках одного объекта разработки и месторождения.

Накопленный в РФ опыт разработки нефтегазовых месторождений показывает, что геологические микро- и макронеоднородности пластов, а также их естественная трещиноватость являются основными факторами, осложняющими разработку месторождений. Данные факторы способствуют неравномерному распределению фильтрационных потоков по объему объекта разработки и образованию целик нефти, которые невозможно вовлечь в разработку без применения третичных методов воздействия на пласты, в том числе технологий интенсификации добычи нефти.

В этих условиях разработки нефтегазовых месторождений необходимо применение технологий интенсификации добычи нефти, обладающих селективным действием. Селективность может заключаться в свойстве водоограничивающих технологических жидкостей избирательно блокировать наиболее проницаемые водонасыщенные интервалы пластов, чем обеспечивается перераспределение фильтрационных потоков по объему пласта и вовлечение в процессы разработки менее проницаемых застойных зон.

Одна из технологий такого вида представлена автором данной работы в патенте РФ на изобретение № 2631460 (патентообладатель ООО "ВИ-ЭНЕРДЖИ", автор Сергеев В.В., МПК E21B 43/22, E21B 43/27, опубликован 22.09.2017), принятым за прототип. Технология заключается в комбинировании двух видов обработок призабойной зоны пласта (ПЗП): ограничение водопритоков и кислотная обработка ПЗП. Комбинирование приводит к направленному кислотному воздействию на менее проницаемые интервалы нефтегазоносного пласта. Воздействие производится поэтапно: первый этап - обработка высокопроницаемых интервалов ПЗП эмульсионным раствором (далее - ЭР), второй этап - закачка оторочки нефти, третий этап - воздействие кислотной композицией на низкопроницаемые интервалы ПЗП. Причем предварительно определяют смачиваемость горных пород ПЗП и в случае гидрофильности горных пород применяют ЭР прямого типа следующего состава, мас. %: эмульгатор марки Синол ЭМ или Синол ЭМИ - 3-5, углеводородную фазу (дизельное топливо или подготовленную нефть с нефтесборного пункта) - 20-25, коллоидный раствор наночастиц двуокиси кремния - 0.5-3, водную фазу - остальное. В случае гидрофобности горных пород применяют ЭР обратного типа следующего состава, мас. %: эмульгатор марки Синол ЭМ или Синол ЭМИ - 3-5, углеводородную фазу (дизельное топливо или подготовленную нефть с нефтесборного пункта) - 40-45, коллоидный раствор наночастиц двуокиси кремния - 1-3, водную фазу - остальное.

По результатам 10 месяцев мониторинга работы скважин, обработанных по известной технологии интенсификации добычи нефти, было определено, что положительный технологический эффект составляет в среднем 6 месяцев. При этом лабораторными методами было определено, что термостабильность ЭР ограничена - до 90°C (фиг. 2), следовательно, известная технология интенсификации добычи нефти ограничена в применении в высокотемпературных пластах с пластовой температурой более 90°C. Также общеизвестным является тот факт, что при обработках горных пород соляно- или глинокислотными составами каждая последующая обработка одного и того же интервала является менее эффективной, так как после реакции кислот с минералами пласта на поверхности горных пород образуется низкопроницаемый слой из продуктов реакции, который при последующей обработке препятствует контакту кислот с минералами. В связи с этим технология ограничена в количестве повторных применений - не более двух. При этом периодичность проведения соляно- или глинокислотных обработок ПЗП в среднем составляет 12-16 месяцев, а период экономически целесообразной эксплуатации скважины может достигать 25 лет.

Недостатком известного способа является ограничение для применения технологии в высокотемпературных пластах с пластовой температурой более 90°C, а также ограничение в количестве повторных применений - не более двух.

Из патента RU 2501943 (МПК E21B 43/27, опубликован 20.12.2013 г.) известен способ обработки призабойной зоны нефтяного пласта, включающий последовательную закачку углеводородного раствора продукта на основе неионогенного поверхностно-активного вещества и кислотосодержащего реагента, и последующую продавку в пласт водой. В качестве углеводородного раствора продукта на основе неионогенного поверхностно-активного вещества используют, в частности, углеводородный раствор эмульгатора инвертной эмульсии. В качестве кислотосодержащего реагента могут быть использованы, например, соляная кислота, или смесь соляной и фтористоводородной кислот (глинокислота), или глинокислотная композиция марки ГК МЛ и др.

Недостатком известного способа является закачка в ПЗП углеводородного раствора ПАВ (УРПАВ) в качестве водоограничивающего состава, который, обладая низкой динамической вязкостью (в интервале 1.27-1.85 мПа·с) в пластовых условиях, не создает достаточного гидравлического сопротивления для предотвращения процессов фильтрации пластовых и закачиваемых вод. Также недостатком является необходимость выдержки УРПАВ в течение 1-24 ч, что значительно увеличивает время простоя скважины в ремонте.

Из патента RU 2579044 (МПК E21B 43/22, E21B 43/27, опубликован 27.03.2017 г.) известен способ обработки нефтесодержащего пласта, заключающийся в том, что в околоскважинную зону закачивают последовательно углеводородную жидкость и раствор серной кислоты. В качестве углеводородной жидкости используют композицию, содержащую, в частности, легкие фракции нефти, эмульгатор, ингибитор коррозии.

Недостатком известного способа является применение раствора серной кислоты (75-96 мас.%), которая характеризуется высокой коррозионной агрессивностью по отношению к внутрискважинному оборудованию и колоннам обсадных труб, кроме того в способе не определен объем закачки серной кислоты и предлагается проводить закачку кислоты в прискважинную зону обрабатываемого пласта до понижения pH ниже 6.0 на соседней скважине, что на практике невозможно контролировать с достаточной точностью.

Из заявки на выдачу патента на изобретение RU 2004119927/03 (МПК E21B 43/27, опубликована 29.06.2004 г.) известен способ обработки призабойной зоны пласта, заключающийся в том, что призабойную зону пласта обрабатывают последовательно эмульсионной системой и кислотной композицией. В качестве эмульсионной системы используют композицию, содержащую смесь соляной кислоты, карбоксиметилцеллюлозы и воды.

Недостатком известного способа является применение соляной кислоты в смеси, а не отдельным этапом обработки интервалов кислотным составом с определенной концентрацией активного вещества. Данный факт также не позволяет селективно обработать менее проницаемые каналы ПЗП.

Из патента EP 0520840 A1 (МПК E21B 43/27, дата публикации 30.12.1992 г.) известен способ обработки призабойной зоны пласта, заключающийся в том, что призабойную зону пласта обрабатывают одновременно композицией, содержащей эмульсионную систему, кислотную композицию и водный раствор соли. В частности, используемая композиция содержит дизельное топливо или нефть, эмульгатор, микрочастицы двуокиси кремния, водный раствор соли, соляную и уксусную кислоты.

Недостатком известного способа является предлагаемый порядок диспергирования, который приводит к коагуляции твердых частиц в водной фазе и невозможности приготовления эмульсии с равномерной дисперсностью, а в одном из вариантов исполнения способа предлагается применять соляную и другие кислоты в смеси, а не отдельным этапом обработки интервалов кислотным составом с определенной концентрацией активного вещества, что не позволяет селективно обработать менее проницаемые каналы ПЗП.

Из источника информации - патента US 2014/0116695 A1 (МПК C09K 8/74, E21B 43/22, опубликован 01.05.2014 г.) известен способ обработки призабойной зоны пласта, заключающийся в том, что призабойную зону пласта обрабатывают одновременно эмульсионной системой, кислотной композицией и водным раствором соли. В частности, используемая композиция содержит дизельное топливо или нефть, эмульгатор в виде катионного амина, коллоидный раствор наночастиц двуокиси кремния, водную фазу, 28%-ную соляную кислоту, ингибитор коррозии.

Недостатком известного способа является применение соляной кислоты в смеси, а не отдельным этапом обработки интервалов кислотным составом с определенной концентрацией активного вещества, что в итоге снижает эффективность растворения минералов горных пород и не позволяет селективно обработать менее проницаемые каналы ПЗП.

Сущность изобретения заключается в том, что осуществляют три и более этапов обработки призабойной зоны пласта с расчетной периодичностью реализации этапов, причем реализацию второго и каждого последующего этапа осуществляют при снижении коэффициента продуктивности и/или суточного дебита нефти скважины на 25% и более за последние 6 месяцев эксплуатации скважины. При этом на первом и втором этапе призабойную зону пласта обрабатывают последовательно высокостабильной эмульсионной системой, кислотной композицией и водным раствором хлористого калия или хлористого кальция, на третьем и последующих этапах призабойную зону пласта обрабатывают последовательно высокостабильной эмульсионной системой, композицией поверхностно-активных веществ и спиртов и водным раствором хлористого калия или хлористого кальция. Высокостабильная эмульсионная система содержит (об.%): дизельное топливо или подготовленную нефть с пункта подготовки и перекачки нефти - 10-20, эмульгатор - 3, коллоидный раствор гидрофобных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм - 0.25-1, или коллоидный раствор гидрофильных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц 5 до 100 нм - 0.25-1 или гидрофильные наночастицы сухой аморфной двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 500 нм - 1-2, а также водный раствор хлористого кальция или хлористого калия - остальное.

В качестве эмульгатора при обработке призабойной зоны пласта с пластовой температурой менее

90°C используют композицию, содержащую (об.%): аминоксиды кислот жирного ряда - 43-45, оксид амина - 0.7-1, дизельное топливо - остальное.

В качестве эмульгатора при обработке призабойной зоны пласта с пластовой температурой более 90°C используют композицию, содержащую (об.%): аминоксиды кислот жирного ряда - 43-45, оксид амина - 0.7-1, известь или бентонит в качестве сшивающего высокотемпературного наполнителя - 2-5, дизельное топливо - остальное.

Коллоидный раствор гидрофобных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм содержит (об.%): двуокись кремния - 31-32.5, метилметилэфир пропиленгликоля - 67-68.8, воду - остальное.

Коллоидный раствор гидрофильных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм содержит (об.%): двуокись кремния - 30-31 в изопропанол-э - 67-68.5 и метилом спирте - остальное или двуокись кремния - 29-31 в этиленгликоле - остальное.

Кислотная композиция для карбонатных горных пород содержит (об.%): 30%-ную соляную кислоту 63.5-65, уксусную кислоту - 3.5, диэтиленгликоль - 8-9, гидрофобизатор на основе амидов - 1.5-2, ингибитор коррозии - 1.5-2, техническую воду - остальное. Кислотная композиция для терригенных горных пород содержит (об.%): 30%-ную соляную кислоту 60.5-61, плавиковую кислоту - 3-4, уксусную кислоту - 3.3-3.5, диэтиленгликоль - 8-9, гидрофобизатор на основе амидов - 1.5-2, ингибитор коррозии - 1.8-2, техническую воду - остальное.

Композиция поверхностно-активных веществ и спиртов содержит (об.%): моноалкилфениловые эфиры полиэтиленгликоля - 40-41, алкилиминодипропионаты натрия - 2.5-3, полигликоли - 15-16, метанол - остальное.

Техническим результатом заявленного изобретения является повышение термостабильности эмульсионной системы, увеличение темпа разработки нефтегазоносного объекта, увеличение продолжительности положительного эффекта и дополнительная добыча нефти.

Изобретение иллюстрируется следующими графическими материалами.

На фиг. 1 приведено схематическое изображение структуры высокостабильной эмульсионной системы с содержанием наночастиц двуокиси кремния (далее - ЭСН).

На фиг. 2 приведена таблица, раскрывающая технику и оборудование для приготовления ЭСН.

На фиг. 3 приведена таблица, раскрывающая технику и оборудование для закачки ЭСН в скважину.

На фиг. 4 представлена схема расстановки специальной техники на скважине при реализации этапа обработки.

На фиг. 5 приведена технологическая схема проведения обработки с применением одного пакерующего устройства.

На фиг. 6 приведена технологическая схема проведения обработки с применением двух пакерующих устройств.

На фиг. 7 приведена таблица с результатами тестирования термостабильности классических эмульсий и ЭСН при 140°C.

На фиг. 8 приведены кривые течения образцов классической эмульсии (далее ЭС) и ЭСН при 20°C.

На фиг. 9 приведены кривые течения образцов ЭС и ЭСН при 90°C.

На фиг. 10 приведены кривые вязкости образцов ЭС и ЭСН при 20°C.

На фиг. 11 приведены кривые вязкости образцов ЭС и ЭСН при 90°C.

На фиг. 12 приведена динамика изменения перепада давления и проницаемости при исследовании воздействия ЭСН на керны карбонатных горных пород.

На фиг. 13 приведена зависимость фактора остаточного сопротивления ЭСН от перепада давления в кернах карбонатных горных пород.

Процессы фильтрации технологических жидкостей и пластовых флюидов в пористых средах определяются явлениями, происходящими как на границах раздела между технологическими жидкостями, нефтью, водой, газом, так и на контакте технологических жидкостей и пластовых флюидов с горной породой. В связи с этим предлагаемый способ селективной обработки призабойной зоны пласта (далее - ПЗП) с целью интенсификации добычи нефти разработан на основе свойств технологических жидкостей изменять и эффективно регулировать поверхностно-молекулярные свойства горных пород.

В соответствии с разработанной технологией ПЗП обрабатывают последовательно в три стадии закачки технологических жидкостей с различными физико-химическими свойствами. При этом предусмотрены три и более этапов обработки ПЗП с расчетной периодичностью реализации этапов. Каждый этап обработки ПЗП включает в себя три стадии закачки технологических жидкостей в скважину, объединенных в один технологический процесс, что обеспечивает селективность обработки по технологии.

На первом и втором этапах в рамках первой стадии производят закачку в ПЗП ЭСН для изменения смачиваемости и ограничения приемистости наиболее проницаемых водонасыщенных интервалов ПЗП.

Высокостабильная эмульсионная система содержит (об.%): дизельное топливо или подготовленную нефть с пункта подготовки и перекачки нефти - 10-20, эмульгатор - 3, коллоидный раствор гидрофобных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм - 0.25-1, или коллоидный раствор гидрофильных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц 5 до 100 нм - 0.25-1, или гидрофильные

наночастицы сухой аморфной двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 500 нм - 1-2, а также водный раствор хлористого кальция или хлористого калия - остальное.

В качестве эмульгатора при обработке ПЗП с пластовой температурой менее 90°C используют композицию, содержащую (об.%): аминоксиды кислот жирного ряда - 43-45, окись амина - 0.7-1, дизельное топливо - остальное. В качестве эмульгатора при обработке ПЗП с пластовой температурой более 90°C используют композицию, содержащую (об.%): аминоксиды кислот жирного ряда - 43-45, окись амина - 0.7-1, известь или бентонит в качестве сшивающего высокотемпературного наполнителя - 2-5, дизельное топливо - остальное.

Используемый коллоидный раствор гидрофобных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм содержит (об.%): двуокись кремния - 31-32.5, монометилловый эфир пропиленгликоля - 67-68.8, воду - остальное, а коллоидный раствор гидрофильных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм содержит (об.%): двуокись кремния - 30-31 в изопропанол - 67-68.5 и метилом спирте - остальное, или двуокись кремния - 29-31 в этиленгликоле - остальное.

Высокая стабильность эмульсионной системы достигается за счет создания наночастицами дополнительного адсорбционного слоя, предотвращающего коалесценцию глобул водной и/или углеводородной фаз эмульсии. Указанный дополнительный слой формируется при адсорбции наночастиц двуокиси кремния с увеличенной поверхностной активностью на адсорбционно-сольватные слои глобул водной и/или углеводородной фаз эмульсии. На фиг. 1 представлено схематическое изображение структуры ЭСН, где 1 - углеводородная среда, 2 - глобулы водной фазы, 3 - адсорбционно-сольватный слой наночастиц двуокиси кремния и ПАВ.

Промытые водой наиболее проницаемые интервалы пласта являются гидрофильными, что создает дополнительное сопротивление продвижению по ним преимущественно гидрофобной эмульсионной системы и снижает риск прорыва эмульсионной системы вглубь пласта по промытым водой каналами фильтрации.

Применение ЭСН в качестве водоограничивающего состава позволяет селективно ограничить водопритоки из промытых наиболее проницаемых интервалов ПЗП; сохранить фильтрационные параметры менее проницаемых интервалов ПЗП; временно блокировать наиболее проницаемые интервалы пласта, не вызывая необратимых последствий воздействия на пластовую систему и окружающую среду; изменить смачиваемость поверхности горных пород за счет гидрофобизации порового пространства поверхностно-активными компонентами, входящими в состав ЭСН; предотвратить осложнения, связанные с выносом компонентов водоограничивающих составов на прием глубинонасосного оборудования; предотвратить осложнения, связанные с процессами отделения компонентов водоограничивающих составов в системе сбора и подготовки продукции скважин.

В рамках второй стадии на первом и втором этапах производят закачку кислотной композиции для продавки ЭСН вглубь ПЗП и увеличения фильтрационных параметров менее проницаемых интервалов ПЗП. Изменение краевого угла смачиваемости горных пород в результате закачки углеводородной эмульсионной системы на первом этапе обработки приводит к дополнительному сопротивлению для движения по этим каналам кислотной композиции на водной основе, которая в данных условиях будет фильтроваться преимущественно в менее проницаемые интервалы пласта. Кислотные композиции за счет частичного растворения ряда колматантов и минералов горных пород позволяют увеличить фильтрационные параметры менее проницаемых интервалов пласта, обеспечивая перераспределение фильтрационных потоков жидкостей, поступающих в ПЗП.

Кислотная композиция для карбонатных горных пород призабойной зоны пласта содержит (об.%): 30%-ную соляную кислоту 63.5-65, уксусную кислоту - 3.5, диэтиленгликоль - 8-9, гидрофобизатор на основе амидов - 1.5-2, ингибитор коррозии - 1.5-2, техническую воду - остальное. Кислотная композиция для терригенных горных пород призабойной зоны пласта содержит (об.%): 30%-ную соляную кислоту 60.5-61, плавиковую кислоту - 3-4, уксусную кислоту - 3.3-3.5, диэтиленгликоль - 8-9, гидрофобизатор на основе амидов - 1.5-2, ингибитор коррозии - 1.8-2, техническую воду - остальное.

В рамках третьей стадии на первом и втором этапах производят закачку водного раствора хлористого калия или хлористого кальция, благодаря чему закаченные в ПЗП технологические составы продавливаются вглубь ПЗП. Применяются водные растворы хлористого калия или хлористого кальция (концентрация в интервале 10-100 кг/м³ с плотностью раствора в интервале от 1030-1350 кг/м³) соответствующие по физико-химическим характеристикам применяемым в обрабатываемом пласте жидкостям глушения.

На третьем и последующем этапах сохраняется последовательность стадий закачки технологических жидкостей в скважину, но вместо кислотной композиции применяется композиция поверхностно-активных веществ (ПАВ) и спиртов. Композиция поверхностно-активных веществ и спиртов содержит (об.%): моноалкилфениловые эфиры полиэтиленгликоля - 40-41, алкилиминодипропионаты натрия - 2.5-3, полигликоли - 15-16, метанол - остальное.

При этом временной период между реализацией второго и последующих этапов определяется исхо-

для из конкретных технологических параметров работы скважины, обработанной на первом этапе, а именно второй и каждый последующий этапы обработки ПЗП подлежат реализации при снижении коэффициента продуктивности и/или суточного дебита нефти скважины на 25% и более за последние 6 месяцев эксплуатации скважины. Коэффициент продуктивности равен отношению суточного дебита скважины к депрессии на забое и зависит от большого числа факторов, в том числе от эффективной толщины и проницаемости пласта, диаметра скважины, степени и совершенства вскрытия пласта, компонентного состава и вязкости пластового флюида, скин-фактора и др.

Исследование реологических свойств классических эмульсий и ЭСН при различных температурных режимах

Измерение реологических параметров классических эмульсий и ЭСН проводили на ротационном вискозиметре Rheotest RN 4.1 (Medingen GmbH, Германия) с применением цилиндрической измерительной системы ("цилиндр - цилиндр") в диапазоне скоростей сдвига от 0.1 до 300 с⁻¹ при температурах 20 и 90°C. Погрешность измерения составляет ±3%.

В результате измерений были получены зависимости напряжения сдвига от градиента скорости сдвига (кривая течения), динамической вязкости от скорости сдвига (кривая вязкости).

С целью проведения сравнительных исследований для реологических тестов были выбраны образцы классической эмульсии (ЭС) и высокостабильные образцы эмульсионных систем с содержанием наночастиц двуокиси кремния (ЭСН).

Определение реологических моделей проводилось математической обработкой полученных кривых течения (зависимостей напряжения сдвига от скорости сдвига) при помощи программного обеспечения реометра. В ходе вычислений для каждой эмульсионной системы подбирались наиболее соответствующая модель из следующих трех известных:

$$\text{модель Оствальда (пластическая жидкость): } \tau = K \dot{\gamma}^n, \quad (1)$$

$$\text{модель Бингама (псевдопластичная жидкость): } \tau = \tau_0 + \eta \dot{\gamma}, \quad (2)$$

$$\text{модель Гершеля-Балкли (вязкопластичная жидкость): } \tau = \tau_0 + K \dot{\gamma}^n, \quad (3)$$

K - консистентность (Па·с), мера консистенции жидкости (чем выше вязкость, тем больше значение данного параметра);

$\dot{\gamma}$ - скорость деформации сдвига, с⁻¹;

η - структурная вязкость (Па·с);

n - показатель неньютоновости, характеризует степень неньютоновского поведения раствора (чем больше n отличается от 1, тем выше проявление неньютоновских свойств);

τ_0 - предельное напряжение сдвига (Па) - характеризует величину внешней энергии, необходимой для начала течения жидкости.

Результаты измерений реологических параметров представлены на фиг. 8-11.

Из анализа результатов исследований реологических параметров следует, что исследуемые виды эмульсионных систем описываются в рамках модели Гершеля-Балкли (уравнение 3), т.е. являются "вязкопластичными" жидкостями, обладающими пределом текучести.

Для исследуемых систем эффект снижения вязкости под влиянием сдвига является обратимым и, следовательно, начальная высокая вязкость восстанавливается при снижении скорости сдвига, т.е. деформированные капли вновь принимают шарообразную форму, молекулы возвращаются к своемуначальному неориентированному состоянию, агрегаты восстанавливаются ввиду броуновского движения.

Высокая стабильность новых эмульсионных систем с содержанием наночастиц позволяет увеличить длительность положительного эффекта более чем на 100%, а поверхностная активность наночастиц позволит регулировать угол избирательной смачиваемости поверхности горных пород в зависимости от поставленной задачи в сторону фильности или фобности.

Реологические свойства эмульсионных систем позволяют регулировать напряжения сдвига и динамическую вязкость изменением объема водной составляющей системы. Возможность регулирования данных параметров, является важным технологическим свойством, которое необходимо учитывать во взаимосвязи с геолого-физическими характеристиками пласта при проектировании воздействия по технологиям интенсификации добычи нефти.

Результаты фильтрационных экспериментов, проведенных с использованием кернов карбонатных горных пород, подтвердили высокую эффективность применения ЭСН в качестве селективного водоограничивающего состава. В экспериментах использовались водонасыщенные керны с остаточной нефтенасыщенностью не более 20%. Эксперименты показали, что после фильтрации 1 порового объема ЭСН было достигнуто снижение проницаемости керна более чем в 120 раз (фиг. 12, 13).

Приготовление ЭСН

В качестве водной основы для приготовления ЭСН используется жидкость глушения, применяемая на конкретном объекте с плотностью не ниже 1050 кг/м³.

Приготовление ЭСН производится с применением блока приготовления эмульсионных систем

(БПЭС). БПЭС представляет собой технологическую емкость с закрепленными механическими лопастными мешалками с электрическими приводами и опционально внешним центробежным насосом. Для обеспечения получения и поддержания стабильных свойств ЭСН рекомендуется применять лопастные мешалки с реверсивным направлением вращения.

Качество приготовления и стабильность свойств ЭСН зависит от полноты охвата перемешиванием всего объема емкости приготовления, чистоты емкостей, скорости ввода составляющих и времени диспергирования. Рекомендуется использовать емкость со "скошенными" углами (форма, близкая к цилиндрической). Необходимое оборудование для приготовления ЭСН представлено на фиг. 2.

В случае применения БПЭС с внешним насосом и лопастной мешалкой

В емкость для приготовления ЭСН набирается расчетное количество дизельного топлива или подготовленной нефти с пункта подготовки и перекачки нефти (дисперсионная среда). Далее запускается центробежный насос на циркуляцию и лопастной перемешиватель при максимальных оборотах. Минимально необходимая скорость вращения 100 об/мин.

После этого в дисперсионной среде последовательно диспергируются расчетные объемы следующих компонентов:

эмульгатор с последующим перемешиванием в течение 30 мин;

коллоидный раствор наночастиц двуокиси кремния с последующим перемешиванием в течение 30 мин;

водный раствор хлористого кальция или хлористого калия с последующим перемешиванием не менее 2 ч.

После набора требуемой вязкости и дисперсности ЭСН необходимо остановить перемешивание и по прошествии 30 мин отобрать контрольную пробу.

В случае применения БПЭС с лопастной мешалкой (без внешнего насоса)

В емкость для приготовления ЭСН набирается расчетное количество дизельного топлива или подготовленной нефти с пункта подготовки и перекачки нефти (дисперсионная среда). Далее запускается лопастной перемешиватель при максимальных оборотах. Минимально необходимая скорость вращения 100 об/мин.

После этого в дисперсионной среде последовательно диспергируются расчетные объемы следующих компонентов:

эмульгатор с последующим перемешиванием в течение 30 мин;

коллоидный раствор наночастиц двуокиси кремния с последующим перемешиванием в течение 30 мин;

водный раствор хлористого кальция или хлористого калия с последующим перемешиванием не менее 3 ч.

Затем технологическая емкость с ЭСН ставится на циркуляцию в течение 1-2 ч с применением насосного агрегата ЦА-320. После набора вязкости и дисперсности (однородности) ЭСН остановить циркуляцию и отобрать контрольную пробу. После контроля качества перекачать ЭСН в емкость накопления.

ЭСН может быть приготовлена до отгрузки и храниться в емкости накопления в течение 24 ч после приготовления. Ограничение срока хранения ЭСН связано с риском расслоения, набором избыточной вязкости при охлаждении в зимний период времени.

При необходимости нагрева жидкости на углеводородной основе в емкости хранения на кустовой площадке предпочтительнее проводить нагревание с привлечением паровой передвижной установки (ППУ) или агрегата для депарафинизации скважин передвижной модернизированной (АДПМ) с подогревом жидкости в емкости через трубу-змеевик, установленную в емкости. ППУ или АДПМ устанавливаются на расстоянии не ближе 25 м от нагреваемой емкости.

Контроль качества приготовления ЭСН

Контроль проводится путем оценки седиментационной устойчивости ЭСН. Тест считается положительным, если при выдержке ЭСН при комнатной температуре в течение 1 ч произошло отделение водной фазы не более 2% от всего объема ЭСН. При наличии признаков расслоения перемешивание продолжить еще 1 ч. Тест на расслоение повторить.

Перечень оборудования и специальной техники для проведения работ на скважине

Представленный на фиг. 3 перечень оборудования и специальной техники является базовым и может включать в себя дополнительные наименования в зависимости от условий проведения работ, месторасположения растворного узла, технологических параметров и особенностей конструкции скважины.

Для проведения работ по селективной технологии задействуется 1 бригада капитального ремонта скважин (КРС). Минимальное время проведения работ на скважине, включая подготовку скважины, закачку растворов по технологии и освоение, составляет 60 ч. Схема расстановки специальной техники на скважине графически представлена на фиг. 4, где 4 - кислотный агрегат, 5 - автоцистерна, 6 - технологическая емкость, 7 - насосный агрегат.

Порядок проведения технологических операций на скважине

Все работы по проведению селективной обработки ПЗП проводятся бригадой КРС.

Подготовительные работы на скважине

Перед проведением обработки необходимо обеспечить чистоту забоя скважины и ПЗП путем про-

ведения следующих работ.

1) Спуск колонны насосно-компрессорных труб (НКТ) с пером, шаблоном и скребком для эксплуатационной колонны (ЭК). Первоначальная промывка скважины стандартным промывочным раствором с постепенным допуском НКТ до интервала перфорации, а ниже до забоя промывочной жидкостью (не снижающей проницаемости ПЗП за счет содержания ПАВ 1-2 мас.%). Проработка интервала посадки пакера не менее 5 раз.

2) Очистка НКТ от асфальто-смолистопарафинистых отложений (АСПО), если подобные отложения имеются. Для очистки НКТ от АСПО рекомендуется применять моющий препарат МЛ-80Б или МЛ-81Б (выпускаются по ТУ 2481-007-48482528-99) с 5-7% концентрацией. Препарат необходимо закачать в НКТ при открытом кольцевом (затрубном) пространстве скважины. Время выдержки не предусматривается. После закачки смеси растворителя в объеме НКТ произвести обратную промывку.

3) Спуск следующей компоновки НКТ (снизу - вверх): воронка+хвостовик НКТ+ пакер с гидроякорем+НКТ до устья скважины (типоразмер НКТ и группа прочности подбираются в зависимости от конкретных условий эксплуатации). Воронка устанавливается на подошве интервала перфорации, а пакер на 20-25 м выше кровли обрабатываемого интервала.

Во время подготовки скважины производится оценочный замер приемистости обрабатываемой скважины, опрессовка пакера и ЭК. В случае если приемистость скважины составляет менее 150 м³/сут при давлении 100 атм, принимается решение о предварительной подготовке скважины путем проведения кислотной ванны или растворителя, реперфорации.

Проведение технологических операций по обработке ПЗП

В зависимости от конструктивных особенностей скважины и сложнопостроенности объекта воздействия или недопустимости попадания технологических жидкостей в выше- или нижележащие объекты/интервалы ПЗП предусмотрены два варианта технологических схем проведения обработок, представленные на фиг. 5 и 6, где 8 - буферная задвижка, 9 - превентор, 10 - манометр, 11 - эксплуатационная колонна, 12 - НКТ, 13 - пакер с гидроякорем, 14 - хвостовик с воронкой, 15 - продуктивный интервал, 16 - щелевой фильтр, 17 - целевой продуктивный интервал, 18 - заглушка, 19 - перепускной клапан, 20 - пакер механический, 21 - нижележащий продуктивный интервал.

После того как проведены все подготовительные работы, приступают к проведению технологических операций по селективной обработке ПЗП.

Закачка технологических жидкостей производится при максимально возможных расходе и давлении. В случае достижения давления закачки 80% от максимального рабочего давления оборудования необходимо снизить расход и продолжить закачку оставшегося объема технологических жидкостей.

В спускаемую в скважину компоновку необходимо включить свабоуловитель.

Для всех этапов обработки ПЗП последовательность стадий (технологических операций) по закачке технологических жидкостей в скважину следующая:

- 1) сборка и опрессовка нагнетательной линии на 1.5-кратное давление от планируемого;
- 2) закачка в колонну НКТ ЭСН до башмака колонны НКТ (в среднем половина от расчетного объема ЭСН);
- 3) посадка пакера (20-25 м выше верхних перфорационных отверстий обрабатываемого интервала);
- 4) проверка разобщения трубного и затрубного пространства (опрессовать по затрубному пространству на давление, не превышающее давление опрессовки эксплуатационной колонны);
- 5) продолжение закачки оставшегося объема ЭСН с целью продавки в обрабатываемый интервал, с постоянным контролем давления в затрубном пространстве;
- 6) продавка ЭСН расчетным объемом кислотного состава или композицией ПАВ в зависимости от этапа обработки;
- 7) продавка находящихся в колонне НКТ технологических жидкостей (ЭСН+кислотная композиция или композиция ПАВ) водным раствором хлористого калия или хлористого кальция в объеме НКТ+подпакерная зона;
- 8) закрыть задвижку на НКТ и оставить скважину для реакции кислоты или композиции ПАВ с горной породой.

При применении кислотного состава время выдержки зависит от концентрации соляной и/или плавиковой кислот в композиции, а в некоторых случаях не предусматривается. Точное время выдержки определяется по результатам лабораторных тестов по растворению керна горной породы кислотной композицией или изменения смачиваемости горных пород композицией ПАВ.

Заключительные мероприятия.

1) Свабирование скважины в необходимом объеме или другой доступный метод удаления продуктов реакции из ПЗП и освоения скважины.

2) Подъем колонны НКТ, спуск насосного оборудования и запуск скважины в работу. При проведении работ необходимо руководствоваться требованиями техники безопасности и охраны окружающей среды в соответствии с правилами промышленной безопасности.

Примеры осуществления способа

Пример 1.

Обработка ПЗП, представленной карбонатными горными породами и пластовой температурой 72°C.

Первый этап.

Перед осуществлением способа подготовили скважину к обработке с целью обеспечения чистоты забоя и ПЗП. Для этого выполнили следующие технологические операции:

спуск колонны НКТ с пером до искусственного забоя;

промывка скважины минерализованным раствором с постепенным допуском НКТ до интервала перфорации и ниже до забоя промывочной жидкостью с повышенными пескоудерживающими свойствами, одновременно не снижающей проницаемости ПЗП за счет содержания ПАВ.

Установили башмак колонны НКТ в интервал на 2 м ниже обрабатываемого интервала ПЗП.

После того как все подготовительные работы произвели в соответствии с планом капитального ремонта скважины, начали проведение технологических операций по осуществлению способа.

1) Произвели закачку ЭСН в объеме 1.5 м³ на метр перфорированной мощности обрабатываемого интервала (м³/м) и посадку пакера в следующей последовательности:

Закачали ЭСН до уровня 22 м над верхними перфорационными отверстиями обрабатываемого интервала (в среднем половина от расчетного объема ЭСН). ЭСН содержит (об.%): подготовленную нефть с пункта подготовки и перекачки нефти - 15, эмульгатор - 3, коллоидный раствор гидрофобных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм - 0.4, водный раствор хлористого кальция плотностью 1173 кг/м³ - 81.6. Эмульгатор содержит (об.%): аминокислоты жирного ряда - 43, окись амина - 0.7, дизельное топливо - 56.3. Коллоидный раствор гидрофобных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм содержит (об.%): двуокись кремния - 31, монометиловый эфир пропиленгликоля - 68.8, воду - 0.2.

Произвели посадку пакера (20 м выше верхних перфорационных отверстий).

Продолжили закачку оставшегося объема ЭСН с целью его дальнейшей продавки в обрабатываемый интервал.

2) Продавливали находящийся в колонне НКТ и подпакерной зоне ЭСН кислотной композицией в объеме 1 м³/м. Использовали кислотную композицию следующего состава (об.%): 30%-ную соляную кислоту 63.5, уксусную кислоту - 3.5, диэтиленгликоль - 8, гидрофобизатор на основе амидов - 1.5, ингибитор коррозии Синол ИК-001 (ТУ 20.59.59-130-56856807-2018) - 1.5 и техническую воду - 22.

При продавке кислотную композицию закачали до уровня башмака НКТ. Давление при продавке последней порции ЭСН в пласт установили на уровне не выше безопасного давления на обсадную колонну.

3) Продавливали находящиеся в колонне НКТ жидкости (ЭСН + кислотная композиция) водным раствором хлористого кальция плотностью 1162 кг/м³ до башмака НКТ.

4) Закрыли задвижку на НКТ. Время выдержки не предусматривали. Осуществили заключительные мероприятия в соответствии с планом КРС.

Второй этап.

По прошествии 10 месяцев наблюдалась тенденция к снижению суточного дебита нефти скважины более чем на 25% при снижении коэффициента продуктивности менее чем на 25% за период 6 месяцев.

Все технологические стадии по осуществлению способа производились в порядке, указанном в этапе 1 примера 1. Здесь и далее для примера 1 будут указаны только отличия в объемах и видах закачиваемых технологических жидкостей.

Проведение технологических операций.

1) Произвели закачку ЭСН в объеме 1.7 м³/м и посадку пакера в следующей последовательности.

Закачали ЭСН до уровня 22 м над верхними перфорационными отверстиями обрабатываемого интервала (в среднем половина от расчетного объема ЭСН). ЭСН содержит (об.%): дизельное топливо - 13, эмульгатор - 3, коллоидный раствор гидрофобных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм - 0.3, водный раствор хлористого кальция плотностью 1172 кг/м³ - 83.7. Эмульгатор содержит (об.%): аминокислоты жирного ряда - 43.5, окись амина - 0.85, дизельное топливо - 55.65. Коллоидный раствор гидрофобных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм содержит (об.%): двуокись кремния - 31.8, монометиловый эфир пропиленгликоля - 68.15, воду - 0.05.

Произвели посадку пакера (20 м выше верхних перфорационных отверстий).

Продолжили закачку оставшегося объема ЭСН с целью его дальнейшей продавки в обрабатываемый интервал.

2) Продавливали находящийся в колонне НКТ и подпакерной зоне ЭСН кислотной композицией в объеме в объеме 1.4 м³/м. Использовали кислотную композицию следующего состава (об.%): 30%-ную соляную кислоту 64.5, уксусную кислоту - 3.5, диэтиленгликоль - 9, гидрофобизатор на основе амидов - 1.8, ингибитор коррозии Синол ИК-001 (ТУ 20.59.59-130-56856807-2018) - 2 и техническую воду - 19.2%.

При продавке кислотную композицию закачали до уровня башмака НКТ. Давление при продавке последней порции ЭСН в пласт установили на уровне не выше безопасного давления на обсадную колонну.

3) Продавливали находящиеся в колонне НКТ жидкости (ЭСН + кислотная композиция) водным раствором хлористого кальция плотностью 1160 кг/м³ до башмака НКТ.

4) Закрыли задвижку на НКТ. Время выдержки не предусматривали. Осуществили заключительные мероприятия в соответствии с планом КРС.

Третий этап.

По прошествии 9 месяцев наблюдалась тенденция к снижению суточного дебита нефти скважины более чем на 25% при снижении коэффициента продуктивности более чем на 25% за период 6 месяцев.

Проведение технологических операций.

1) Произвели закачку ЭСН в объеме 1 м³/м и посадку пакера в следующей последовательности.

Закачали ЭСН до уровня 23 м над верхними перфорационными отверстиями обрабатываемого интервала (в среднем половина от расчетного объема ЭСН). ЭСН содержит (об.%): подготовленную нефть с пункта подготовки и перекачки нефти - 16, эмульгатор - 3, коллоидный раствор гидрофобных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм - 0.25, водный раствор хлористого кальция плотностью 1173 кг/м³ - 80.75. Эмульгатор содержит (об.%): аминокислоты жирного ряда - 45, окись амина - 1, дизельное топливо - 54. Коллоидный раствор гидрофобных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм содержит (об.%): двуокись кремния - 32.5, монометиловый эфир пропиленгликоля - 67, воду - 0.5.

Произвели посадку пакера (21 м выше верхних перфорационных отверстий).

Продолжили закачку оставшегося объема ЭСН с целью его дальнейшей продавки в обрабатываемый интервал.

2) Продавливали находящийся в колонне НКТ и подпакерной зоне ЭСН композицией ПАВ в объеме в объеме 1.5 м³/м. Использовали композицию ПАВ следующего состава (об.%): моноалкилфениловые эфиры полиэтиленгликоля - 40, алкилиминодипропионаты натрия - 2.5, полигликоли - 15, метанол - 42.5.

При продавке композицию ПАВ закачали до уровня башмака НКТ. Давление при продавке последней порции ЭСН в пласт установили на уровне не выше безопасного давления на обсадную колонну.

3) Продавливали находящиеся в колонне НКТ жидкости (ЭСН + композиция ПАВ) водным раствором хлористого кальция плотностью 1150 кг/м³ до башмака НКТ.

4) Закрыли задвижку на НКТ и оставили скважину на 1 ч для реакции композиции ПАВ с горной породой.

Осуществили заключительные мероприятия в соответствии с планом КРС.

По результатам обработок достигнуто увеличение суточного дебита нефти скважины в интервале 80-90%.

Пример 2.

Обработка ПЗП представленного терригенными горными породами и пластовой температурой 74°С.

Первый этап.

Все технологические стадии по осуществлению способа производились в порядке, указанном в примере 1. Здесь и далее будут указаны только отличия в объемах и видах закачиваемых технологических жидкостей.

Технологические операции по осуществлению способа.

1) Произвели закачку ЭСН в объеме 1.1 м³/м и посадку пакера в следующей последовательности.

Закачали ЭСН до уровня 25 м над верхними перфорационными отверстиями обрабатываемого интервала (в среднем половина от расчетного объема ЭСН). ЭСН содержит (об.%): дизельное топливо - 18, эмульгатор - 3, коллоидный раствор гидрофильных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм - 0.25, водный раствор хлористого калия плотностью 1200 кг/м³ - 78.75. Эмульгатор содержит (об.%): аминокислоты жирного ряда - 45, окись амина - 0.9, дизельное топливо - 54.1. Коллоидный раствор гидрофильных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм содержит (об.%): двуокись кремния - 30 в изопропанол - 67 и метиловом спирте - 3.

Произвели посадку пакера (22 м выше верхних перфорационных отверстий).

Продолжили закачку оставшегося объема ЭСН с целью его дальнейшей продавки в обрабатываемый интервал.

2) Продавливали находящийся в колонне НКТ и подпакерной зоне ЭСН кислотной композицией в объеме в объеме 1.3 м³/м. Использовали кислотную композицию следующего состава (об.%): 30%-ную соляную кислоту 60.5, плавиковую кислоту - 3, уксусную кислоту - 3.3, диэтиленгликоль - 8, гидрофобизатор на основе амидов - 1.7, ингибитор коррозии Синол-ИКК (ТУ 2482-002-48482528-98) - 1.9 и техническую воду - 21.6.

При продавке кислотную композицию закачали до уровня башмака НКТ. Давление при продавке последней порции ЭСН в пласт установили на уровне не выше безопасного давления на обсадную колонну.

3) Продавливали находящиеся в колонне НКТ жидкости (ЭСН + кислотная композиция) водным раствором хлористого калия плотностью 1187 кг/м³ до башмака НКТ.

4) Закрыли задвижку на НКТ. Выдержку не предусматривали. Осуществили заключительные мероприятия в соответствии с планом КРС.

Второй этап.

По прошествии 13 месяцев наблюдалась тенденция к снижению дебита нефти скважины более чем

на 25% при снижении коэффициента продуктивности менее чем на 25% за период 6 месяцев.

Проведение технологических операций.

1) Произвели закачку ЭСН в объеме 1.7 м³/м и посадку пакера в следующей последовательности.

Закачали ЭСН до уровня 22 м над верхними перфорационными отверстиями обрабатываемого интервала (в среднем половина от расчетного объема ЭСН). ЭСН содержит (об.%): подготовленную нефть с пункта подготовки и перекачки нефти - 15, эмульгатор - 3, коллоидный раствор гидрофильных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм - 0.25, водный раствор хлористого калия плотностью 1200 кг/м³ - 81.75. Эмульгатор содержит (об.%): аминокислоты жирного ряда - 43.5, окись амина - 0.95, дизельное топливо - 55.55. Коллоидный раствор гидрофильных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм содержит (об.%): двуокись кремния - 31 в изопропанол - 68.5 и метилом спирте - 0.5.

Произвели посадку пакера (20 м выше верхних перфорационных отверстий).

Продолжили закачку оставшегося объема ЭСН с целью его дальнейшей продавки в обрабатываемый интервал.

2) Продавли находящийся в колонне НКТ и подпакерной зоне ЭСН кислотной композицией в объеме в объеме 1.8 м³/м. Использовали кислотную композицию следующего состава (об.%): 30%-ную соляную кислоту 60.8, плавиковую кислоту - 3, уксусную кислоту - 3.5, диэтиленгликоль - 8.7, гидрофобизатор на основе амидов - 1.5, ингибитор коррозии Синол-ИКК (ТУ 2482-002-48482528-98) - 2 и техническую воду - 21.5.

При продавке кислотную композицию закачали до уровня башмака НКТ. Давление при продавке последней порции ЭСН в пласт установили на уровне не выше безопасного давления на обсадную колонну.

3) Продавли находящиеся в колонне НКТ жидкости (ЭСН + кислотная композиция) водным раствором хлористого кальция плотностью 1190 кг/м³ до башмака НКТ.

4) Закрыли задвижку на НКТ. Время выдержки не предусматривали. Осуществили заключительные мероприятия в соответствии с планом КРС.

Третий этап.

По прошествии 12 месяцев наблюдалась тенденция к снижению дебита нефти скважины более чем на 25% при снижении коэффициента продуктивности более чем на 25% за период 6 месяцев.

Проведение технологических операций.

1) Произвели закачку ЭСН в объеме 1.2 м³/м и посадку пакера в следующей последовательности.

Закачали ЭСН до уровня 25 м над верхними перфорационными отверстиями обрабатываемого интервала (в среднем половина от расчетного объема ЭСН). ЭСН содержит (об.%): подготовленную нефть с пункта подготовки и перекачки нефти - 20, эмульгатор - 3, коллоидный раствор гидрофильных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм - 0.25, водный раствор хлористого калия плотностью 1205 кг/м³ - 76.75. Эмульгатор содержит (об.%): аминокислоты жирного ряда - 43, окись амина - 1, дизельное топливо - 56. Коллоидный раствор гидрофильных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм содержит (об.%): двуокись кремния - 30.6 в изопропанол - 67.5 и метилом спирте - 1.9.

Произвели посадку пакера (23 м выше верхних перфорационных отверстий).

Продолжили закачку оставшегося объема ЭСН с целью его дальнейшей продавки в обрабатываемый интервал.

2) Продавли находящийся в колонне НКТ и подпакерной зоне ЭСН композицией ПАВ в объеме 1.5 м³/м. Использовали композицию ПАВ следующего состава (об.%): моноалкилфениловые эфиры полиэтиленгликоля - 40.6, алкилиминодипропионаты натрия - 2.8, полигликоли - 15.7, метанол - 40.9.

При продавке композицию ПАВ закачали до уровня башмака НКТ. Давление при продавке последней порции ЭСН в пласт установили на уровне не выше безопасного давления на обсадную колонну.

3) Продавли находящиеся в колонне НКТ жидкости (ЭСН + композиция ПАВ) водным раствором хлористого калия плотностью 1190 кг/м³ до башмака НКТ.

4) Закрыли задвижку на НКТ и оставили скважину на 1.5 ч для реакции композиции ПАВ с горной породой.

Осуществили заключительные мероприятия в соответствии с планом КРС. По результатам обработок достигнуто увеличение суточного дебита нефти скважины в интервале 140-145%.

Пример 3.

Обработка ПЗП представленного карбонатными горными породами и пластовой температурой 96°С.

Первый этап.

Технологические операции по осуществлению способа.

1) Произвели закачку ЭСН в объеме 1.2 м³/м и посадку пакера в следующей последовательности.

Закачали ЭСН до уровня 24 м над верхними перфорационными отверстиями обрабатываемого интервала (в среднем половина от расчетного объема ЭСН). ЭСН содержит (об.%): подготовленную нефть с пункта подготовки и перекачки нефти - 17, эмульгатор - 3, коллоидный раствор гидрофобных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм - 0.3, водный раствор хлористого кальция

плотностью 1155 кг/м^3 - 79.7. Эмульгатор содержит (об.%): аминокислоты жирного ряда - 43, окись амина - 0.7, сшивающий высокотемпературный наполнитель (известь) - 2, дизельное топливо - 54.3. Коллоидный раствор гидрофобных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм содержит (об.%): двуокись кремния - 31, монометиловый эфир пропиленгликоля - 68.7, воду - 0.3.

Произвели посадку пакера (23 м выше верхних перфорационных отверстий).

Продолжили закачку оставшегося объема ЭСН с целью его дальнейшей продавки в обрабатываемый интервал.

2) Продавливали находящийся в колонне НКТ и подпакерной зоне ЭСН кислотной композицией в объеме в объеме $1.5 \text{ м}^3/\text{м}$. Использовали кислотную композицию следующего состава (об.%): 30%-ную соляную кислоту 63.5, уксусную кислоту - 3.5, диэтиленгликоль - 8, гидрофобизатор на основе амидов - 1.5, ингибитор коррозии Синол ИК-001 (ТУ 20.59.59-130-56856807-2018) - 1.5 и техническую воду - 22%.

При продавке кислотную композицию закачали до уровня башмака НКТ. Давление при продавке последней порции ЭСН в пласт установили на уровне не выше безопасного давления на обсадную колонну.

3) Продавливали находящиеся в колонне НКТ жидкости (ЭСН + кислотная композиция) водным раствором хлористого кальция плотностью 1140 кг/м^3 до башмака НКТ.

4) Закрыли задвижку на НКТ. Время выдержки не предусматривали. Осуществили заключительные мероприятия в соответствии с планом КРС.

Второй этап.

По прошествии 9 месяцев наблюдалась тенденция к снижению дебита нефти скважины более чем на 25% при снижении коэффициента продуктивности менее чем на 25% за период 6 месяцев.

Проведение технологических операций.

1) Произвели закачку ЭСН в объеме $2 \text{ м}^3/\text{м}$ и посадку пакера в следующей последовательности.

Закачали ЭСН до уровня 22 м над верхними перфорационными отверстиями обрабатываемого интервала (в среднем половина от расчетного объема ЭСН). ЭСН содержит (об.%): подготовленную нефть с пункта подготовки и перекачки нефти - 15, эмульгатор - 3, коллоидный раствор гидрофобных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм - 0.3, водный раствор хлористого кальция плотностью 1157 кг/м^3 - 81.7. Эмульгатор содержит (об.%): аминокислоты жирного ряда - 43.5, окись амина - 0.85, сшивающий высокотемпературный наполнитель (известь) - 3, дизельное топливо - 52.65. Коллоидный раствор гидрофобных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм содержит (об.%): двуокись кремния - 31.8, монометиловый эфир пропиленгликоля - 68, воду - 0.2.

Произвели посадку пакера (20 м выше верхних перфорационных отверстий).

Продолжили закачку оставшегося объема ЭСН с целью его дальнейшей продавки в обрабатываемый интервал.

2) Продавливали находящийся в колонне НКТ и подпакерной зоне ЭСН кислотной композицией в объеме в объеме $1.6 \text{ м}^3/\text{м}$. Использовали кислотную композицию следующего состава (об.%): 30%-ную соляную кислоту 64.5, уксусную кислоту - 3.5, диэтиленгликоль - 9, гидрофобизатор на основе амидов - 1.8, ингибитор коррозии Синол ИК-001 (ТУ 20.59.59-130-56856807-2018) - 2 и техническую воду - 19.2%.

При продавке кислотную композицию закачали до уровня башмака НКТ. Давление при продавке последней порции ЭСН в пласт установили на уровне не выше безопасного давления на обсадную колонну.

3) Продавливали находящиеся в колонне НКТ жидкости (ЭСН + кислотная композиция) водным раствором хлористого кальция плотностью 1148 кг/м^3 до башмака НКТ.

4) Закрыли задвижку на НКТ. Время выдержки не предусматривали. Осуществили заключительные мероприятия в соответствии с планом КРС.

Третий этап.

По прошествии 9 месяцев наблюдалась тенденция к снижению дебита нефти скважины более чем на 25% при снижении коэффициента продуктивности более чем на 25% за период 6 месяцев.

Проведение технологических операций.

1) Произвели закачку ЭСН в объеме $1.5 \text{ м}^3/\text{м}$ и посадку пакера в следующей последовательности.

Закачали ЭСН до уровня 23 м над верхними перфорационными отверстиями обрабатываемого интервала (в среднем половина от расчетного объема ЭСН). ЭСН содержит (об.%): подготовленную нефть с пункта подготовки и перекачки нефти - 16, эмульгатор - 3, коллоидный раствор гидрофобных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм - 0.25, водный раствор хлористого кальция плотностью 1158 кг/м^3 - 80.75. Эмульгатор содержит (об.%): аминокислоты жирного ряда - 44.5, окись амина - 0.8, сшивающий высокотемпературный наполнитель (известь) - 4.5, дизельное топливо - 50.2. Коллоидный раствор гидрофобных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм содержит (об.%): двуокись кремния - 32.5, монометиловый эфир пропиленгликоля - 67, воду - 0.5.

Произвели посадку пакера (21 м выше верхних перфорационных отверстий).

Продолжили закачку оставшегося объема ЭСН с целью его дальнейшей продавки в обрабатываемый интервал.

2) Продавливали находящийся в колонне НКТ и подпакерной зоне ЭСН композицией ПАВ в объеме в объеме $1.2 \text{ м}^3/\text{м}$. Использовали композицию ПАВ следующего состава (об.%): моноалкилфениловые

эфир полиэтиленгликоля - 40, алкилиминодипропионаты натрия - 2.5, полигликоли - 15, метанол - 42.5.

При продавке композицию ПАВ закачали до уровня башмака НКТ. Давление при продавке последней порции ЭСН в пласт установили на уровне не выше безопасного давления на обсадную колонну.

3) Продавливали находящиеся в колонне НКТ жидкости (ЭСН + композиция ПАВ) водным раствором хлористого кальция плотностью 1146 кг/м^3 до башмака НКТ.

4) Закрыли задвижку на НКТ и оставили скважину на 1 ч для реакции композиции ПАВ с горной породой.

Осуществили заключительные мероприятия в соответствии с планом КРС. По результатам обработок достигнуто увеличение суточного дебита нефти скважины в интервале 92-98%.

Пример 4.

Обработка ПЗП представленного терригенными горными породами и пластовой температурой 123°C .

Первый этап.

Технологические операции по осуществлению способа.

1) Произвели закачку ЭСН в объеме $1 \text{ м}^3/\text{м}$ и посадку пакера в следующей последовательности.

Закачали ЭСН до уровня 25 м над верхними перфорационными отверстиями обрабатываемого интервала (в среднем половина от расчетного объема ЭСН). ЭСН содержит (об.%): дизельное топливо - 10, эмульгатор - 3, коллоидный раствор гидрофильных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм - 0.25, водный раствор хлористого калия плотностью 1200 кг/м^3 - 86.75. Эмульгатор содержит (об.%): аминокислоты жирного ряда - 45, окись амина - 0.9, сшивающий высокотемпературный наполнитель (бентонит) - 5, дизельное топливо - 49.1. Коллоидный раствор гидрофильных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм содержит (об.%): двуокись кремния - 30 в изопропанол - 67 и метиловом спирте - 3.

Произвели посадку пакера (22 м выше верхних перфорационных отверстий).

Продолжили закачку оставшегося объема ЭСН с целью его дальнейшей продавки в обрабатываемый интервал.

2) Продавливали находящийся в колонне НКТ и подпакерной зоне ЭСН кислотной композицией в объеме в объеме $1.4 \text{ м}^3/\text{м}$. Использовали кислотную композицию следующего состава (об.%): 30%-ную соляную кислоту 60.5, плавиковую кислоту - 3, уксусную кислоту - 3.3, диэтиленгликоль - 8, гидрофобизатор на основе амидов - 1.7, ингибитор коррозии Синол-ИКК (ТУ 2482-002-48482528-98) - 1.9 и техническую воду - 21.6.

При продавке кислотную композицию закачали до уровня башмака НКТ. Давление при продавке последней порции ЭСН в пласт установили на уровне не выше безопасного давления на обсадную колонну.

3) Продавливали находящиеся в колонне НКТ жидкости (ЭСН + кислотная композиция) водным раствором хлористого калия плотностью 1193 кг/м^3 до башмака НКТ.

4) Закрыли задвижку на НКТ. Выдержку не предусматривали. Осуществили заключительные мероприятия в соответствии с планом КРС.

Второй этап.

По прошествии 11 месяцев наблюдалась тенденция к снижению дебита нефти скважины более чем на 25% при снижении коэффициента продуктивности менее чем на 25% за период 6 месяцев.

Проведение технологических операций.

1) Произвели закачку ЭСН в объеме $1.2 \text{ м}^3/\text{м}$ и посадку пакера в следующей последовательности.

Закачали ЭСН до уровня 22 м над верхними перфорационными отверстиями обрабатываемого интервала (в среднем половина от расчетного объема ЭСН). ЭСН содержит (об.%): дизельное топливо - 13, эмульгатор - 3, коллоидный раствор гидрофильных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм - 0.3, водный раствор хлористого калия плотностью 1203 кг/м^3 - 83.7. Эмульгатор содержит (об.%): аминокислоты жирного ряда - 43.5, окись амина - 0.95, сшивающий высокотемпературный наполнитель (бентонит) - 4.5, дизельное топливо - 51.05. Коллоидный раствор гидрофильных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм содержит (об.%): двуокись кремния - 31 в изопропанол - 68.5 и метиловом спирте - 0.5.

Произвели посадку пакера (20 м выше верхних перфорационных отверстий).

Продолжили закачку оставшегося объема ЭСН с целью его дальнейшей продавки в обрабатываемый интервал.

2) Продавливали находящийся в колонне НКТ и подпакерной зоне ЭСН кислотной композицией в объеме $1.4 \text{ м}^3/\text{м}$. Использовали кислотную композицию следующего состава (об.%): 30%-ную соляную кислоту 60.8, плавиковую кислоту - 3, уксусную кислоту - 3.5, диэтиленгликоль - 8.7, гидрофобизатор на основе амидов - 1.5, ингибитор коррозии Синол-ИКК (ТУ 2482-002-48482528-98) - 2 и техническую воду - 21.5.

При продавке кислотную композицию закачали до уровня башмака НКТ. Давление при продавке последней порции ЭСН в пласт установили на уровне не выше безопасного давления на обсадную колонну.

3) Продавливали находящиеся в колонне НКТ жидкости (ЭСН + кислотная композиция) водным раствором хлористого кальция плотностью 1196 кг/м^3 до башмака НКТ.

4) Закрыли задвижку на НКТ. Время выдержки не предусматривали. Осуществили заключительные мероприятия в соответствии с планом КРС.

Третий этап.

По прошествии 12 месяцев наблюдалась тенденция к снижению дебита нефти скважины более чем на 25% при снижении коэффициента продуктивности более чем на 25% за период 6 месяцев.

Проведение технологических операций.

1) Произвели закачку ЭСН в объеме 1 м³/м и посадку пакера в следующей последовательности.

Закачали ЭСН до уровня 25 м над верхними перфорационными отверстиями обрабатываемого интервала (в среднем половина от расчетного объема ЭСН). ЭСН содержит (об.%): подготовленную нефть с пункта подготовки и перекачки нефти - 18, эмульгатор - 3, коллоидный раствор гидрофильных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм - 0.3, водный раствор хлористого калия плотностью 1205 кг/м³ - 78.7. Эмульгатор содержит (об.%): аминокислоты жирного ряда - 43, окись амина - 1, сшивающий высокотемпературный наполнитель (бентонит) - 4, дизельное топливо - 52. Коллоидный раствор гидрофильных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм содержит (об.%): двуокись кремния - 30.6 в изопропанол - 67.5 и метилом спирте - 1.9.

Произвели посадку пакера (23 м выше верхних перфорационных отверстий).

Продолжили закачку оставшегося объема ЭСН с целью его дальнейшей продавки в обрабатываемый интервал.

2) Продавливали находящийся в колонне НКТ и подпакерной зоне ЭСН композицией ПАВ в объеме в объеме 1.5 м³/м. Использовали композицию ПАВ следующего состава (об.%): моноалкилфениловые эфиры полиэтиленгликоля - 40.6, алкилиминодипропионаты натрия - 2.8, полигликоли - 15.7, метанол - 40.9.

При продавке композицию ПАВ закачали до уровня башмака НКТ. Давление при продавке последней порции ЭСН в пласт установили на уровне не выше безопасного давления на обсадную колонну.

3) Продавливали находящиеся в колонне НКТ жидкости (ЭСН + композиция ПАВ) водным раствором хлористого калия плотностью 1197 кг/м³ до башмака НКТ.

4) Закрыли задвижку на НКТ и оставили скважину на 1 ч для реакции композиции ПАВ с горной породой.

Осуществили заключительные мероприятия в соответствии с планом КРС. По результатам обработок достигнуто увеличение суточного дебита нефти скважины в интервале 84-95%.

Пример 5.

Обработка ПЗП представленного карбонатными горными породами и пластовой температурой 73°C.

Первый этап.

Технологические операции по осуществлению способа.

1) Произвели закачку ЭСН в объеме 2.5 м³ на метр перфорированной мощности обрабатываемого интервала (м³/м) и посадку пакера в следующей последовательности.

Закачали ЭСН до уровня 22 м над верхними перфорационными отверстиями обрабатываемого интервала (в среднем половина от расчетного объема ЭСН). ЭСН содержит (об.%): подготовленную нефть с пункта подготовки и перекачки нефти - 15, эмульгатор - 3, коллоидный раствор гидрофобных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм - 1, водный раствор хлористого кальция плотностью 1170 кг/м³ - 81. Эмульгатор содержит (об.%): аминокислоты жирного ряда - 43, окись амина - 0.7, дизельное топливо - 56.3. Коллоидный раствор гидрофобных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм содержит (об.%): двуокись кремния - 31, монометиловый эфир пропиленгликоля - 68.8, воду - 0.2.

Произвели посадку пакера (20 м выше верхних перфорационных отверстий).

Продолжили закачку оставшегося объема ЭСН с целью его дальнейшей продавки в обрабатываемый интервал.

2) Продавливали находящийся в колонне НКТ и подпакерной зоне ЭСН кислотной композицией в объеме 1 м³/м. Использовали кислотную композицию следующего состава (об.%): 30%-ную соляную кислоту 63.5, уксусную кислоту - 3.5, диэтиленгликоль - 8, гидрофобизатор на основе амидов - 1.5, ингибитор коррозии Синол ИК-001 (ТУ 20.59.59-130-56856807-2018) - 1.5 и техническую воду - 22.

При продавке кислотную композицию закачали до уровня башмака НКТ. Давление при продавке последней порции ЭСН в пласт установили на уровне не выше безопасного давления на обсадную колонну.

3) Продавливали находящиеся в колонне НКТ жидкости (ЭСН + кислотная композиция) водным раствором хлористого кальция плотностью 1160 кг/м³ до башмака НКТ.

4) Закрыли задвижку на НКТ. Время выдержки не предусматривали. Осуществили заключительные мероприятия в соответствии с планом КРС.

Второй этап.

По прошествии 13 месяцев наблюдалась тенденция к снижению суточного дебита нефти скважины более чем на 25% при снижении коэффициента продуктивности менее чем на 25% за период 6 месяцев.

Проведение технологических операций.

1) Произвели закачку ЭСН в объеме 2.7 м³/м и посадку пакера в следующей последовательности.

Закачали ЭСН до уровня 22 м над верхними перфорационными отверстиями обрабатываемого интервала (в среднем половина от расчетного объема ЭСН). ЭСН содержит (об.%): дизельное топливо - 13, эмульгатор - 3, коллоидный раствор гидрофобных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм - 0.8, водный раствор хлористого кальция плотностью 1170 кг/м³ - 83.2. Эмульгатор содержит (об.%): аминокислоты жирного ряда - 43.5, окись амина - 0.85, дизельное топливо - 55.65. Коллоидный раствор гидрофобных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм содержит (об.%): двуокись кремния - 31.8, монометилового эфира пропиленгликоля - 68.15, воду - 0.05.

Произвели посадку пакера (20 м выше верхних перфорационных отверстий).

Продолжили закачку оставшегося объема ЭСН с целью его дальнейшей продавки в обрабатываемый интервал.

2) Продавливали находящийся в колонне НКТ и подпакерной зоне ЭСН кислотной композицией в объеме в объеме 1.2 м³/м. Использовали кислотную композицию следующего состава (об.%): 30%-ную соляную кислоту 64.5, уксусную кислоту - 3.5, диэтиленгликоль - 9, гидрофобизатор на основе амидов - 1.8, ингибитор коррозии Синол ИК-001 (ТУ 20.59.59-130-56856807-2018) - 2 и техническую воду - 19.2%.

При продавке кислотную композицию закачали до уровня башмака НКТ. Давление при продавке последней порции ЭСН в пласт установили на уровне не выше безопасного давления на обсадную колонну.

3) Продавливали находящиеся в колонне НКТ жидкости (ЭСН + кислотная композиция) водным раствором хлористого кальция плотностью 1160 кг/м³ до башмака НКТ.

4) Закрыли задвижку на НКТ. Время выдержки не предусматривали. Осуществили заключительные мероприятия в соответствии с планом КРС.

Третий этап.

По прошествии 12 месяцев наблюдалась тенденция к снижению суточного дебита нефти скважины более чем на 25% при снижении коэффициента продуктивности более чем на 25% за период 6 месяцев.

Проведение технологических операций.

1) Произвели закачку ЭСН в объеме 2 м³/м и посадку пакера в следующей последовательности.

Закачали ЭСН до уровня 23 м над верхними перфорационными отверстиями обрабатываемого интервала (в среднем половина от расчетного объема ЭСН). ЭСН содержит (об.%): подготовленную нефть с пункта подготовки и перекачки нефти - 16, эмульгатор - 3, коллоидный раствор гидрофобных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм - 1, водный раствор хлористого кальция плотностью 1173 кг/м³ - 80. Эмульгатор содержит (об.%): аминокислоты жирного ряда - 45, окись амина - 1, дизельное топливо - 54. Коллоидный раствор гидрофобных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм содержит (об.%): двуокись кремния - 32.5, монометилового эфира пропиленгликоля - 67, воду - 0.5.

Произвели посадку пакера (21 м выше верхних перфорационных отверстий).

Продолжили закачку оставшегося объема ЭСН с целью его дальнейшей продавки в обрабатываемый интервал.

2) Продавливали находящийся в колонне НКТ и подпакерной зоне ЭСН композицией ПАВ в объеме в объеме 1.5 м³/м. Использовали композицию ПАВ следующего состава (об.%): моноалкилфениловые эфиры полиэтиленгликоля - 40, алкилиминодипропионаты натрия - 2.5, полигликоли - 15, метанол - 42.5.

При продавке композицию ПАВ закачали до уровня башмака НКТ. Давление при продавке последней порции ЭСН в пласт установили на уровне не выше безопасного давления на обсадную колонну.

3) Продавливали находящиеся в колонне НКТ жидкости (ЭСН + композиция ПАВ) водным раствором хлористого кальция плотностью 1150 кг/м³ до башмака НКТ.

4) Закрыли задвижку на НКТ и оставили скважину на 1 ч для реакции композиции ПАВ с горной породой.

Осуществили заключительные мероприятия в соответствии с планом КРС.

По результатам обработок достигнуто увеличение суточного дебита нефти скважины в интервале 83-110%.

Пример 6.

Обработка ПЗП, представленной терригенными горными породами и пластовой температурой 69°C.

Первый этап.

Технологические операции по осуществлению способа.

1) Произвели закачку ЭСН в объеме 2.3 м³/м и посадку пакера в следующей последовательности.

Закачали ЭСН до уровня 25 м над верхними перфорационными отверстиями обрабатываемого интервала (в среднем половина от расчетного объема ЭСН). ЭСН содержит (об.%): дизельное топливо - 18, эмульгатор - 3, коллоидный раствор гидрофильных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм - 0.5, водный раствор хлористого калия плотностью 1205 кг/м³ - 78.5. Эмульгатор содержит (об.%): аминокислоты жирного ряда - 45, окись амина - 0.9, дизельное топливо - 54.1. Коллоидный раствор гидрофильных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм содержит (об.%): двуокись кремния - 30 в изопропанол - 67 и метилового спирте - 3.

Произвели посадку пакера (22 м выше верхних перфорационных отверстий).

Продолжили закачку оставшегося объема ЭСН с целью его дальнейшей продавки в обрабатываемый интервал.

2) Продавали находящийся в колонне НКТ и подпакерной зоне ЭСН кислотной композицией в объеме в объеме 1.6 м³/м. Использовали кислотную композицию следующего состава (об.%): 30%-ную соляную кислоту 60.5, плавиковую кислоту - 3, уксусную кислоту - 3.3, диэтиленгликоль - 8, гидрофобизатор на основе амидов - 1.7, ингибитор коррозии Синол-ИКК (ТУ 2482-002-48482528-98) - 1.9 и техническую воду - 21.6.

При продавке кислотную композицию закачали до уровня башмака НКТ. Давление при продавке последней порции ЭСН в пласт установили на уровне не выше безопасного давления на обсадную колонну.

3) Продавали находящиеся в колонне НКТ жидкости (ЭСН + кислотная композиция) водным раствором хлористого калия плотностью 1195 кг/м³ до башмака НКТ.

4) Закрыли задвижку на НКТ. Выдержку не предусматривали.

Осуществили заключительные мероприятия в соответствии с планом КРС.

Второй этап.

По прошествии 11 месяцев наблюдалась тенденция к снижению дебита нефти скважины более чем на 25% при снижении коэффициента продуктивности менее чем на 25% за период 6 месяцев.

Проведение технологических операций.

1) Произвели закачку ЭСН в объеме 2.5 м³/м и посадку пакера в следующей последовательности.

Закачали ЭСН до уровня 22 м над верхними перфорационными отверстиями обрабатываемого интервала (в среднем половина от расчетного объема ЭСН). ЭСН содержит (об.%): подготовленную нефть с пункта подготовки и перекачки нефти - 15, эмульгатор - 3, коллоидный раствор гидрофильных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм - 1, водный раствор хлористого калия плотностью 1205 кг/м³ - 81. Эмульгатор содержит (об.%): аминокислоты жирного ряда - 43.5, окись амина - 0.95, дизельное топливо - 55.55. Коллоидный раствор гидрофильных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм содержит (об.%): двуокись кремния - 31 в изопропанол - 68.5 и метилом спирте - 0.5.

Произвели посадку пакера (20 м выше верхних перфорационных отверстий).

Продолжили закачку оставшегося объема ЭСН с целью его дальнейшей продавки в обрабатываемый интервал.

2) Продавали находящийся в колонне НКТ и подпакерной зоне ЭСН кислотной композицией в объеме в объеме 1.8 м³/м. Использовали кислотную композицию следующего состава (об.%): 30%-ную соляную кислоту 60.8, плавиковую кислоту - 3, уксусную кислоту - 3.5, диэтиленгликоль - 8.7, гидрофобизатор на основе амидов - 1.5, ингибитор коррозии Синол-ИКК (ТУ 2482-002-48482528-98) - 2 и техническую воду - 21.5.

При продавке кислотную композицию закачали до уровня башмака НКТ. Давление при продавке последней порции ЭСН в пласт установили на уровне не выше безопасного давления на обсадную колонну.

3) Продавали находящиеся в колонне НКТ жидкости (ЭСН + кислотная композиция) водным раствором хлористого кальция плотностью 1192 кг/м³ до башмака НКТ.

4) Закрыли задвижку на НКТ. Время выдержки не предусматривали. Осуществили заключительные мероприятия в соответствии с планом КРС.

Третий этап.

По прошествии 11 месяцев наблюдалась тенденция к снижению дебита нефти скважины более чем на 25% при снижении коэффициента продуктивности более чем на 25% за период 6 месяцев.

Проведение технологических операций.

1) Произвели закачку ЭСН в объеме 2.3 м³/м и посадку пакера в следующей последовательности.

Закачали ЭСН до уровня 25 м над верхними перфорационными отверстиями обрабатываемого интервала (в среднем половина от расчетного объема ЭСН). ЭСН содержит (об.%): подготовленную нефть с пункта подготовки и перекачки нефти - 20, эмульгатор - 3, Коллоидный раствор гидрофильных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм - 0.8, водный раствор хлористого калия плотностью 1205 кг/м³ - 76.2. Эмульгатор содержит (об.%): аминокислоты жирного ряда - 43, окись амина - 1, дизельное топливо - 56. Коллоидный раствор гидрофильных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм содержит (об.%): двуокись кремния - 30.6 в изопропанол - 67.5 и метилом спирте - 1.9.

Произвели посадку пакера (23 м выше верхних перфорационных отверстий).

Продолжили закачку оставшегося объема ЭСН с целью его дальнейшей продавки в обрабатываемый интервал.

2) Продавали находящийся в колонне НКТ и подпакерной зоне ЭСН композицией ПАВ в объеме в объеме 2 м³/м. Использовали композицию ПАВ следующего состава (об.%): моноалкилфениловые эфиры полиэтиленгликоля - 40.6, алкилиминодипропионаты натрия - 2.8, полигликоли - 15.7, метанол - 40.9.

При продавке композицию ПАВ закачали до уровня башмака НКТ. Давление при продавке последней порции ЭСН в пласт установили на уровне не выше безопасного давления на обсадную колонну.

3) Продавливали находящиеся в колонне НКТ жидкости (ЭСН + композиция ПАВ) водным раствором хлористого калия плотностью 1190 кг/м³ до башмака НКТ.

4) Закрыли задвижку на НКТ и оставили скважину на 1.5 ч для реакции композиции ПАВ с горной породой.

Осуществили заключительные мероприятия в соответствии с планом КРС. По результатам обработок достигнуто увеличение суточного дебита нефти скважины в интервале 157-184%.

Пример 7.

Обработка ПЗП, представленной карбонатными горными породами и пластовой температурой 98°C.

Первый этап.

Технологические операции по осуществлению способа.

1) Произвели закачку ЭСН в объеме 2 м³/м и посадку пакера в следующей последовательности.

Закачали ЭСН до уровня 24 м над верхними перфорационными отверстиями обрабатываемого интервала (в среднем половина от расчетного объема ЭСН). ЭСН содержит (об.%): подготовленную нефть с пункта подготовки и перекачки нефти - 17, эмульгатор - 3, коллоидный раствор гидрофобных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм - 1, водный раствор хлористого кальция плотностью 1150 кг/м³ - 79. Эмульгатор содержит (об.%): аминокислоты жирного ряда - 43, окись амина - 0.7, сшивающий высокотемпературный наполнитель (известь) - 2, дизельное топливо - 54.3. Коллоидный раствор гидрофобных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм содержит (об.%): двуокись кремния - 31, монометиловый эфир пропиленгликоля - 68.7, воду - 0.3.

Произвели посадку пакера (23 м выше верхних перфорационных отверстий).

Продолжили закачку оставшегося объема ЭСН с целью его дальнейшей продавки в обрабатываемый интервал.

2) Продавливали находящийся в колонне НКТ и подпакерной зоне ЭСН кислотной композицией в объеме в объеме 1.2 м³/м. Использовали кислотную композицию следующего состава (об.%): 30%-ную соляную кислоту - 63.5, уксусную кислоту - 3.5, диэтиленгликоль - 8, гидрофобизатор на основе амидов - 1.5, ингибитор коррозии Синол ИК-001 (ТУ 20.59.59-130-56856807-2018) - 1.5 и техническую воду - 22%.

При продавке кислотную композицию закачали до уровня башмака НКТ. Давление при продавке последней порции ЭСН в пласт установили на уровне не выше безопасного давления на обсадную колонну.

3) Продавливали находящиеся в колонне НКТ жидкости (ЭСН + кислотная композиция) водным раствором хлористого кальция плотностью 1138 кг/м³ до башмака НКТ.

4) Закрыли задвижку на НКТ. Время выдержки не предусматривали. Осуществили заключительные мероприятия в соответствии с планом КРС.

Второй этап.

По прошествии 10 месяцев наблюдалась тенденция к снижению дебита нефти скважины более чем на 25% при снижении коэффициента продуктивности менее чем на 25% за период 6 месяцев.

Проведение технологических операций.

1) Произвели закачку ЭСН в объеме 2.2 м³/м и посадку пакера в следующей последовательности.

Закачали ЭСН до уровня 22 м над верхними перфорационными отверстиями обрабатываемого интервала (в среднем половина от расчетного объема ЭСН). ЭСН содержит (об.%): подготовленную нефть с пункта подготовки и перекачки нефти - 15, эмульгатор - 3, коллоидный раствор гидрофобных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм - 1, водный раствор хлористого кальция плотностью 1160 кг/м³ - 81. Эмульгатор содержит (об.%): аминокислоты жирного ряда - 43.5, окись амина - 0.85, сшивающий высокотемпературный наполнитель (известь) - 3, дизельное топливо - 52.65. Коллоидный раствор гидрофобных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм содержит (об.%): двуокись кремния - 31.8, монометиловый эфир пропиленгликоля - 68, воду - 0.2.

Произвели посадку пакера (20 м выше верхних перфорационных отверстий).

Продолжили закачку оставшегося объема ЭСН с целью его дальнейшей продавки в обрабатываемый интервал.

2) Продавливали находящийся в колонне НКТ и подпакерной зоне ЭСН кислотной композицией в объеме в объеме 1.2 м³/м. Использовали кислотную композицию следующего состава (об.%): 30%-ную соляную кислоту - 64.5, уксусную кислоту - 3.5, диэтиленгликоль - 9, гидрофобизатор на основе амидов - 1.8, ингибитор коррозии Синол ИК-001 (ТУ 20.59.59-130-56856807-2018) - 2 и техническую воду - 19.2%.

При продавке кислотную композицию закачали до уровня башмака НКТ. Давление при продавке последней порции ЭСН в пласт установили на уровне не выше безопасного давления на обсадную колонну.

3) Продавливали находящиеся в колонне НКТ жидкости (ЭСН + кислотная композиция) водным раствором хлористого кальция плотностью 1145 кг/м³ до башмака НКТ.

4) Закрыли задвижку на НКТ. Время выдержки не предусматривали. Осуществили заключительные мероприятия в соответствии с планом КРС.

Третий этап.

По прошествии 9 месяцев наблюдалась тенденция к снижению дебита нефти скважины более чем

на 25% при снижении коэффициента продуктивности более чем на 25% за период 6 месяцев.

Проведение технологических операций.

1) Произвели закачку ЭСН в объеме 2.2 м³/м и посадку пакера в следующей последовательности.

Закачали ЭСН до уровня 23 м над верхними перфорационными отверстиями обрабатываемого интервала (в среднем половина от расчетного объема ЭСН). ЭСН содержит (об.%): подготовленную нефть с пункта подготовки и перекачки нефти - 16, эмульгатор - 3, коллоидный раствор гидрофобных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм - 0.5, водный раствор хлористого кальция плотностью 1160 кг/м³ - 80.5. Эмульгатор содержит (об.%): аминоксиды кислот жирного ряда - 44.5, окись амина - 0.8, сшивающий высокотемпературный наполнитель (известь) - 4.5, дизельное топливо - 50.2. Коллоидный раствор гидрофобных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм содержит (об.%): двуокись кремния - 32.5, монометиловый эфир пропиленгликоля - 67, воду - 0.5.

Произвели посадку пакера (21 м выше верхних перфорационных отверстий).

Продолжили закачку оставшегося объема ЭСН с целью его дальнейшей продавки в обрабатываемый интервал.

2) Продавливали находящийся в колонне НКТ и подпакерной зоне ЭСН композицией ПАВ в объеме в объеме 1.5 м³/м. Использовали композицию ПАВ следующего состава (об.%): моноалкилфениловые эфиры полиэтиленгликоля - 40, алкилиминодипропионаты натрия - 2.5, полигликоли - 15, метанол - 42.5.

При продавке композицию ПАВ закачали до уровня башмака НКТ. Давление при продавке последней порции ЭСН в пласт установили на уровне не выше безопасного давления на обсадную колонну.

3) Продавливали находящиеся в колонне НКТ жидкости (ЭСН + композиция ПАВ) водным раствором хлористого кальция плотностью 1150 кг/м³ до башмака НКТ.

4) Закрыли задвижку на НКТ и оставили скважину на 1 ч для реакции композиции ПАВ с горной породой.

Осуществили заключительные мероприятия в соответствии с планом КРС. По результатам обработок достигнуто увеличение суточного дебита нефти скважины в интервале 195-202%.

Пример 8.

Обработка ПЗП, представленной терригенными горными породами и пластовой температурой 125°C.

Первый этап.

Технологические операции по осуществлению способа.

1) Произвели закачку ЭСН в объеме 3.2 м³/м и посадку пакера в следующей последовательности.

Закачали ЭСН до уровня 25 м над верхними перфорационными отверстиями обрабатываемого интервала (в среднем половина от расчетного объема ЭСН). ЭСН содержит (об.%): дизельное топливо - 10, эмульгатор - 3, коллоидный раствор гидрофильных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм - 0.5, водный раствор хлористого калия плотностью 1200 кг/м³ - 86.5. Эмульгатор содержит (об.%): аминоксиды кислот жирного ряда - 45, окись амина - 0.9, сшивающий высокотемпературный наполнитель (бентонит) - 5, дизельное топливо - 49.1. Коллоидный раствор гидрофильных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм содержит (об.%): двуокись кремния - 30 в изопропанол- 67 и метиловом спирте - 3.

Произвели посадку пакера (22 м выше верхних перфорационных отверстий).

Продолжили закачку оставшегося объема ЭСН с целью его дальнейшей продавки в обрабатываемый интервал.

2) Продавливали находящийся в колонне НКТ и подпакерной зоне ЭСН кислотной композицией в объеме в объеме 1.3 м³/м. Использовали кислотную композицию следующего состава (об.%): 30%-ную соляную кислоту 60.5, плавиковую кислоту - 3, уксусную кислоту - 3.3, диэтиленгликоль - 8, гидрофобизатор на основе амидов - 1.7, ингибитор коррозии Синол-ИКК (ТУ 2482-002-48482528-98) - 1.9 и техническую воду - 21.6.

При продавке кислотную композицию закачали до уровня башмака НКТ. Давление при продавке последней порции ЭСН в пласт установили на уровне не выше безопасного давления на обсадную колонну.

3) Продавливали находящиеся в колонне НКТ жидкости (ЭСН + кислотная композиция) водным раствором хлористого калия плотностью 1192 кг/м³ до башмака НКТ.

4) Закрыли задвижку на НКТ. Выдержку не предусматривали. Осуществили заключительные мероприятия в соответствии с планом КРС.

Второй этап.

По прошествии 13 месяцев наблюдалась тенденция к снижению дебита нефти скважины более чем на 25% при снижении коэффициента продуктивности менее чем на 25% за период 6 месяцев.

Проведение технологических операций.

1) Произвели закачку ЭСН в объеме 3.2 м³/м и посадку пакера в следующей последовательности.

Закачали ЭСН до уровня 22 м над верхними перфорационными отверстиями обрабатываемого интервала (в среднем половина от расчетного объема ЭСН). ЭСН содержит (об.%): дизельное топливо - 13, эмульгатор - 3, коллоидный раствор гидрофильных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм - 0.8, водный раствор хлористого калия плотностью 1210 кг/м³ - 83.2. Эмульгатор содержит

(об.%): аминоксиды кислот жирного ряда - 43.5, окись амина - 0.95, сшивающий высокотемпературный наполнитель (бентонит) - 4.5, дизельное топливо - 51.05. Коллоидный раствор гидрофильных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм содержит (об.%): двуокись кремния - 31 в изопропанол - 68.5 и метилом спирте - 0.5.

Произвели посадку пакера (20 м выше верхних перфорационных отверстий).

Продолжили закачку оставшегося объема ЭСН с целью его дальнейшей продавки в обрабатываемый интервал.

2) Продавли находящийся в колонне НКТ и подпакерной зоне ЭСН кислотной композицией в объеме в объеме 1.4 м³/м. Использовали кислотную композицию следующего состава (об.%): 30%-ную соляную кислоту - 60.8, плавиковую кислоту - 3, уксусную кислоту - 3.5, диэтиленгликоль - 8.7, гидрофобизатор на основе амидов - 1.5, ингибитор коррозии Синол-ИКК (ТУ 2482-002-48482528-98) - 2 и техническую воду - 21.5.

При продавке кислотную композицию закачали до уровня башмака НКТ. Давление при продавке последней порции ЭСН в пласт установили на уровне не выше безопасного давления на обсадную колонну.

3) Продавли находящиеся в колонне НКТ жидкости (ЭСН + кислотная композиция) водным раствором хлористого кальция плотностью 1196 кг/м³ до башмака НКТ.

4) Закрыли задвижку на НКТ. Время выдержки не предусматривали. Осуществили заключительные мероприятия в соответствии с планом КРС.

Третий этап.

По прошествии 11 месяцев наблюдалась тенденция к снижению дебита нефти скважины более чем на 25% при снижении коэффициента продуктивности более чем на 25% за период 6 месяцев.

Проведение технологических операций.

1) Произвели закачку ЭСН в объеме 2.3 м³/м и посадку пакера в следующей последовательности.

Закачали ЭСН до уровня 25 м над верхними перфорационными отверстиями обрабатываемого интервала (в среднем половина от расчетного объема ЭСН). ЭСН содержит (об.%): подготовленную нефть с пункта подготовки и перекачки нефти - 18, эмульгатор - 3, коллоидный раствор гидрофильных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм - 1, водный раствор хлористого калия плотностью 1205 кг/м³ - 78. Эмульгатор содержит (об.%): аминоксиды кислот жирного ряда - 43, окись амина - 1, сшивающий высокотемпературный наполнитель (бентонит) - 4, дизельное топливо - 52. Коллоидный раствор гидрофильных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм содержит (об.%): двуокись кремния - 30.6 в изопропанол - 67.5 и метилом спирте - 1.9.

Произвели посадку пакера (23 м выше верхних перфорационных отверстий).

Продолжили закачку оставшегося объема ЭСН с целью его дальнейшей продавки в обрабатываемый интервал.

2) Продавли находящийся в колонне НКТ и подпакерной зоне ЭСН композицией ПАВ в объеме в объеме 2 м³/м. Использовали композицию ПАВ следующего состава (об.%): моноалкилфениловые эфиры полиэтиленгликоля - 40.6, алкилминодипропионаты натрия - 2.8, полигликоли - 15.7, метанол - 40.9.

При продавке композицию ПАВ закачали до уровня башмака НКТ. Давление при продавке последней порции ЭСН в пласт установили на уровне не выше безопасного давления на обсадную колонну.

3) Продавли находящиеся в колонне НКТ жидкости (ЭСН + композиция ПАВ) водным раствором хлористого калия плотностью 1192 кг/м³ до башмака НКТ.

4) Закрыли задвижку на НКТ и оставили скважину на 1 ч для реакции композиции ПАВ с горной породой.

Осуществили заключительные мероприятия в соответствии с планом КРС. По результатам обработок достигнуто увеличение суточного дебита нефти скважины в интервале 128-140%.

Пример 9.

Обработка ПЗП, представленной карбонатными горными породами и пластовой температурой 135°C.

Первый этап.

Технологические операции по осуществлению способа.

1) Произвели закачку ЭСН в объеме 2.8 м³/м и посадку пакера в следующей последовательности.

Закачали ЭСН до уровня 25 м над верхними перфорационными отверстиями обрабатываемого интервала (в среднем половина от расчетного объема ЭСН). ЭСН содержит (об.%): дизельное топливо - 14, эмульгатор - 3, коллоидный раствор гидрофобных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм - 1, водный раствор хлористого кальция плотностью 1195 кг/м³ - 82. Эмульгатор содержит (об.%): аминоксиды кислот жирного ряда - 45, окись амина - 1, сшивающий высокотемпературный наполнитель (бентонит) - 5, дизельное топливо - 49. Коллоидный раствор гидрофобных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм содержит (об.%): двуокись кремния - 32.2, монометиловый эфир пропиленгликоля - 67.5, воду - 0.3.

Произвели посадку пакера (23 м выше верхних перфорационных отверстий).

Продолжили закачку оставшегося объема ЭСН с целью его дальнейшей продавки в обрабатываемый интервал.

2) Продавливали находящийся в колонне НКТ и подпакерной зоне ЭСН кислотной композицией в объеме в объеме 1.5 м³/м. Использовали кислотную композицию следующего состава (об.%): 30%-ную соляную кислоту - 63.5, уксусную кислоту - 3.5, диэтиленгликоль - 9, гидрофобизатор на основе амидов - 2, ингибитор коррозии Синол ИК-001 (ТУ 20.59.59-130-56856807-2018) - 2 и техническую воду - 20%.

При продавке кислотную композицию закачали до уровня башмака НКТ. Давление при продавке последней порции ЭСН в пласт установили на уровне не выше безопасного давления на обсадную колонну.

3) Продавливали находящиеся в колонне НКТ жидкости (ЭСН + кислотная композиция) водным раствором хлористого кальция плотностью 1183 кг/м³ до башмака НКТ.

4) Закрыли задвижку на НКТ. Выдержку не предусматривали. Осуществили заключительные мероприятия в соответствии с планом КРС.

Второй этап.

По прошествии 12 месяцев наблюдалась тенденция к снижению дебита нефти скважины более чем на 25% при снижении коэффициента продуктивности более чем на 25% за период 4 месяцев.

Проведение технологических операций.

1) Произвели закачку ЭСН в объеме 2.5 м³/м и посадку пакера в следующей последовательности.

Закачали ЭСН до уровня 25 м над верхними перфорационными отверстиями обрабатываемого интервала (в среднем половина от расчетного объема ЭСН). ЭСН содержит (об.%): подготовленную нефть с пункта подготовки и перекачки нефти - 12, эмульгатор - 3, коллоидный раствор гидрофобных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм - 0.5, водный раствор хлористого кальция плотностью 1190 кг/м³ - 84.5. Эмульгатор содержит (об.%): аминокислоты жирного ряда - 43, окись амина - 0.9, сшивающий высокотемпературный наполнитель (бентонит) - 3, дизельное топливо - 53.1. Коллоидный раствор гидрофобных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм содержит (об.%): двуокись кремния - 31, монометилловый эфир пропиленгликоля - 68.6, воду - 0.4.

Произвели посадку пакера (23 м выше верхних перфорационных отверстий).

Продолжили закачку оставшегося объема ЭСН с целью его дальнейшей продавки в обрабатываемый интервал.

2) Продавливали находящийся в колонне НКТ и подпакерной зоне ЭСН кислотной композицией в объеме в объеме 1.7 м³/м. Использовали кислотную композицию следующего состава (об.%): 30%-ную соляную кислоту 63.5, уксусную кислоту - 3.5, диэтиленгликоль - 8.5, гидрофобизатор на основе амидов - 1.7, ингибитор коррозии Синол ИК-001 (ТУ 20.59.59-130-56856807-2018) - 2 и техническую воду - 20.8%.

При продавке кислотную композицию закачали до уровня башмака НКТ. Давление при продавке последней порции ЭСН в пласт установили на уровне не выше безопасного давления на обсадную колонну.

3) Продавливали находящиеся в колонне НКТ жидкости (ЭСН + кислотная композиция) водным раствором хлористого кальция плотностью 1180 кг/м³ до башмака НКТ.

4) Закрыли задвижку на НКТ. Выдержку не предусматривали. Осуществили заключительные мероприятия в соответствии с планом КРС.

Третий этап.

По прошествии 8 месяцев наблюдалась тенденция к снижению дебита нефти скважины более чем на 25% при снижении коэффициента продуктивности менее чем на 25% за период 6 месяцев.

Проведение технологических операций.

1) Произвели закачку ЭСН в объеме 2.9 м³/м и посадку пакера в следующей последовательности.

Закачали ЭСН до уровня 25 м над верхними перфорационными отверстиями обрабатываемого интервала (в среднем половина от расчетного объема ЭСН). ЭСН содержит (об.%): подготовленную нефть с пункта подготовки и перекачки нефти - 10, эмульгатор - 3, коллоидный раствор гидрофобных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм - 1, водный раствор хлористого кальция плотностью 1190 кг/м³ - 86. Эмульгатор содержит (об.%): аминокислоты жирного ряда - 44, окись амина - 0.9, сшивающий высокотемпературный наполнитель (бентонит) - 4, дизельное топливо - 51.1. Коллоидный раствор гидрофобных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм содержит (об.%): двуокись кремния - 31.2, монометилловый эфир пропиленгликоля - 68.6, воду - 0.2.

Произвели посадку пакера (23 м выше верхних перфорационных отверстий).

Продолжили закачку оставшегося объема ЭСН с целью его дальнейшей продавки в обрабатываемый интервал.

2) Продавливали находящийся в колонне НКТ и подпакерной зоне ЭСН композицией ПАВ в объеме в объеме 2.7 м³/м. Использовали композицию ПАВ следующего состава (об.%): моноалкилфениловые эфиры полиэтиленгликоля - 41, алкилиминодипропионаты натрия - 3, полигликоли - 16, метанол - 40.

При продавке композицию ПАВ закачали до уровня башмака НКТ. Давление при продавке последней порции ЭСН в пласт установили на уровне не выше безопасного давления на обсадную колонну.

3) Продавливали находящиеся в колонне НКТ жидкости (ЭСН + композиция ПАВ) водным раствором хлористого кальция плотностью 1183 кг/м³ до башмака НКТ.

4) Закрыли задвижку на НКТ и оставили скважину на 0.5 ч для реакции композиции ПАВ с горной

породой.

Осуществили заключительные мероприятия в соответствии с планом КРС.

По результатам обработок достигнуто увеличение суточного дебита нефти скважины в интервале 82-97%.

Пример 10.

Обработка ПЗП, представленной терригенными горными породами и пластовой температурой 105°C.

Первый этап.

Технологические операции по осуществлению способа.

1) Произвели закачку ЭСН в объеме 2 м³/м и посадку пакера в следующей последовательности.

Закачали ЭСН до уровня 22 м над верхними перфорационными отверстиями обрабатываемого интервала (в среднем половина от расчетного объема ЭСН). ЭСН содержит (об.%): подготовленную нефть с пункта подготовки и перекачки нефти - 20, эмульгатор - 3, коллоидный раствор гидрофильных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм - 0.5, водный раствор хлористого калия плотностью 1210 кг/м³ - 76.5. Эмульгатор содержит (об.%): аминокамиды кислот жирного ряда - 43, окись амина - 1, сшивающий высокотемпературный наполнитель (известь) - 2, дизельное топливо - 54. Коллоидный раствор гидрофильных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм содержит (об.%): двуокись кремния - 29 в этиленгликоле - 71.

Произвели посадку пакера (20 м выше верхних перфорационных отверстий).

Продолжили закачку оставшегося объема ЭСН с целью его дальнейшей продавки в обрабатываемый интервал.

2) Продавливали находящийся в колонне НКТ и подпакерной зоне ЭСН кислотной композицией в объеме в объеме 1.4 м³/м. Использовали кислотную композицию следующего состава (об.%): 30%-ную соляную кислоту - 61, плавиковую кислоту - 3.5, уксусную кислоту - 3.5, диэтиленгликоль - 9, гидрофобизатор на основе амидов - 2, ингибитор коррозии Синол-ИКК (ТУ 2482-002-48482528-98) - 2 и техническую воду - 19.

При продавке кислотную композицию закачали до уровня башмака НКТ. Давление при продавке последней порции ЭСН в пласт установили на уровне не выше безопасного давления на обсадную колонну.

4) Продавливали находящиеся в колонне НКТ жидкости (ЭСН + кислотная композиция) водным раствором хлористого калия плотностью 1198 кг/м³ до башмака НКТ.

5) Закрыли задвижку на НКТ. Время выдержки не предусматривали.

Осуществили заключительные мероприятия в соответствии с планом КРС.

Второй этап.

По прошествии 12 месяцев наблюдалась тенденция к снижению дебита нефти скважины более чем на 25% при снижении коэффициента продуктивности менее чем на 25% за период 6 месяцев.

Проведение технологических операций.

1) Произвели закачку ЭСН в объеме 2.2 м³/м перфорированной мощности обрабатываемого интервала и посадку пакера в следующей последовательности.

Закачали ЭСН до уровня 23 м над верхними перфорационными отверстиями обрабатываемого интервала (в среднем половина от расчетного объема ЭСН). ЭСН содержит (об.%): дизельное топливо - 17, эмульгатор - 3, коллоидный раствор гидрофильных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм - 1, водный раствор хлористого калия плотностью 1210 кг/м³ - 79. Эмульгатор содержит (об.%): аминокамиды кислот жирного ряда - 44, окись амина - 0.85, сшивающий высокотемпературный наполнитель (известь) - 3.5, дизельное топливо - 51.65. Коллоидный раствор гидрофильных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм содержит (об.%): двуокись кремния - 30 в этиленгликоле - 70.

Произвели посадку пакера (21 м выше верхних перфорационных отверстий).

Продолжили закачку оставшегося объема ЭСН с целью его дальнейшей продавки в обрабатываемый интервал.

2) Продавливали находящийся в колонне НКТ и подпакерной зоне ЭСН кислотной композицией в объеме в объеме 1.6 м³/м. Использовали кислотную композицию следующего состава (об.%): 30%-ную соляную кислоту - 60.7, плавиковую кислоту - 3, уксусную кислоту - 3.5, диэтиленгликоль - 9, гидрофобизатор на основе амидов - 2, ингибитор коррозии Синол-ИКК (ТУ 2482-002-48482528-98) - 2 и техническую воду - 19.8.

При продавке кислотную композицию закачали до уровня башмака НКТ. Давление при продавке последней порции ЭСН в пласт установили на уровне не выше безопасного давления на обсадную колонну.

3) Продавливали находящиеся в колонне НКТ жидкости (ЭСН + кислотная композиция) водным раствором хлористого калия плотностью 1196 кг/м³ до башмака НКТ.

4) Закрыли задвижку на НКТ. Время выдержки не предусматривали. Осуществили заключительные мероприятия в соответствии с планом КРС.

Третий этап.

По прошествии 13 месяцев наблюдалась тенденция к снижению дебита нефти скважины более чем на 25% при снижении коэффициента продуктивности более чем на 25% за период 6 месяцев.

Проведение технологических операций.

1) Произвели закачку ЭСН в объеме 2.4 м³/м перфорированной мощности обрабатываемого интервала и посадку пакера в следующей последовательности.

Закачали ЭСН до уровня 25 м над верхними перфорационными отверстиями обрабатываемого интервала (в среднем половина от расчетного объема ЭСН). ЭСН содержит (об.%): дизельное топливо - 20, эмульгатор - 3, коллоидный раствор гидрофильных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм - 0.8, водный раствор хлористого калия плотностью 1205 кг/м³ - 76.2. Эмульгатор содержит (об.%): аминокислоты жирного ряда - 45, окись амина - 0.9, сшивающий высокотемпературный наполнитель (известь) - 5, дизельное топливо - 49.1. Коллоидный раствор гидрофильных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм содержит (об.%): двуокись кремния - 31 в этиленгликоле - 69.

Произвели посадку пакера (24 м выше верхних перфорационных отверстий).

Продолжили закачку оставшегося объема ЭСН с целью его дальнейшей продавки в обрабатываемый интервал.

2) Продавливали находящийся в колонне НКТ и подпакерной зоне ЭСН композицией ПАВ в объеме в объеме 1.7 м³/м. Использовали композицию ПАВ следующего состава (об.%): моноалкилфениловые эфиры полиэтиленгликоля - 40.6, алкилиминодипропионаты натрия - 2.8, полигликоли - 15.7, метанол - 40.9.

При продавке композицию ПАВ закачали до уровня башмака НКТ. Давление при продавке последней порции ЭСН в пласт установили на уровне не выше безопасного давления на обсадную колонну.

3) Продавливали находящиеся в колонне НКТ жидкости (ЭСН + композиция ПАВ) водным раствором хлористого калия плотностью 1190 кг/м³ до башмака НКТ.

4) Закрыли задвижку на НКТ и оставили скважину на 1 ч для реакции композиции ПАВ с горной породой.

Осуществили заключительные мероприятия в соответствии с планом КРС. По результатам обработок достигнуто увеличение суточного дебита нефти скважины в интервале 64-90%.

Пример 11.

Обработка ПЗП, представленной терригенными горными породами и пластовой температурой 90°C.

Первый этап.

Технологические операции по осуществлению способа.

1) Произвели закачку ЭСН в объеме 2.8 м³/м и посадку пакера в следующей последовательности.

Закачали ЭСН до уровня 25 м над верхними перфорационными отверстиями обрабатываемого интервала (в среднем половина от расчетного объема ЭСН). ЭСН содержит (об.%): подготовленную нефть с пункта подготовки и перекачки нефти - 11, эмульгатор - 3, гидрофильные наночастицы сухой аморфной двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 500 нм - 1, водный раствор хлористого калия плотностью 1180 кг/м³ - 85. Эмульгатор содержит (об.%): аминокислоты жирного ряда - 43, окись амина - 0.7, сшивающий высокотемпературный наполнитель (известь) - 2, дизельное топливо - 54.3.

Произвели посадку пакера (23 м выше верхних перфорационных отверстий).

Продолжили закачку оставшегося объема ЭСН с целью его дальнейшей продавки в обрабатываемый интервал.

2) Продавливали находящийся в колонне НКТ и подпакерной зоне ЭСН кислотной композицией в объеме в объеме 1.4 м³/м. Использовали кислотную композицию следующего состава (об.%): 30%-ную соляную кислоту - 60.5, плавиковую кислоту - 3, уксусную кислоту - 3.3, диэтиленгликоль - 8, гидрофобизатор на основе амидов - 1.7, ингибитор коррозии Синол-ИКК (ТУ 2482-002-48482528-98) - 1.9 и техническую воду - 21.6.

При продавке кислотную композицию закачали до уровня башмака НКТ. Давление при продавке последней порции ЭСН в пласт установили на уровне не выше безопасного давления на обсадную колонну.

3) Продавливали находящиеся в колонне НКТ жидкости (ЭСН + кислотная композиция) водным раствором хлористого калия плотностью 1172 кг/м³ до башмака НКТ.

4) Закрыли задвижку на НКТ. Выдержку не предусматривали. Осуществили заключительные мероприятия в соответствии с планом КРС.

Второй этап.

По прошествии 12 месяцев наблюдалась тенденция к снижению дебита нефти скважины более чем на 25% при снижении коэффициента продуктивности менее чем на 25% за период 6 месяцев.

Проведение технологических операций.

1) Произвели закачку ЭСН в объеме 3 м³/м и посадку пакера в следующей последовательности.

Закачали ЭСН до уровня 22 м над верхними перфорационными отверстиями обрабатываемого интервала (в среднем половина от расчетного объема ЭСН). ЭСН содержит (об.%): дизельное топливо - 10, эмульгатор - 3, гидрофильные наночастицы сухой аморфной двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 500 нм - 1.5, водный раствор хлористого кальция плотностью 1182 кг/м³ - 85.5. Эмульгатор содержит

(об.%): аминокислоты жирного ряда - 45, окись амина - 0.75, сшивающий высокотемпературный наполнитель (известь) - 5, дизельное топливо - 49.25.

Произвели посадку пакера (20 м выше верхних перфорационных отверстий).

Продолжили закачку оставшегося объема ЭСН с целью его дальнейшей продавки в обрабатываемый интервал.

2) Продавливали находящийся в колонне НКТ и подпакерной зоне ЭСН кислотной композицией в объеме в объеме 1.8 м³/м. Использовали кислотную композицию следующего состава (об.%): 30%-ную соляную кислоту - 60.8, плавиковую кислоту - 3, уксусную кислоту - 3.5, диэтиленгликоль - 8.7, гидрофобизатор на основе амидов - 1.5, ингибитор коррозии Синол-ИКК (ТУ 2482-002-48482528-98) - 2 и техническую воду - 21.5.

При продавке кислотную композицию закачали до уровня башмака НКТ. Давление при продавке последней порции ЭСН в пласт установили на уровне не выше безопасного давления на обсадную колонну.

4) Продавливали находящиеся в колонне НКТ жидкости (ЭСН + кислотная композиция) водным раствором хлористого кальция плотностью 1175 кг/м³ до башмака НКТ.

5) Закрыли задвижку на НКТ. Время выдержки не предусматривали. Осуществили заключительные мероприятия в соответствии с планом КРС.

Третий этап.

По прошествии 8 месяцев наблюдалась тенденция к снижению дебита нефти скважины более чем на 25% при снижении коэффициента продуктивности менее чем на 25% за период 6 месяцев.

Проведение технологических операций.

1) Произвели закачку ЭСН в объеме 3.2 м³/м и посадку пакера в следующей последовательности.

Закачали ЭСН до уровня 25 м над верхними перфорационными отверстиями обрабатываемого интервала (в среднем половина от расчетного объема ЭСН). ЭСН содержит (об.%): подготовленную нефть с пункта подготовки и перекачки нефти - 10, эмульгатор - 3, гидрофильные наночастицы сухой аморфной двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 500 нм - 2, водный раствор хлористого калия плотностью 1183 кг/м³ - 85. Эмульгатор содержит (об.%): аминокислоты жирного ряда - 43, окись амина - 0.7, сшивающий высокотемпературный наполнитель (известь) - 5, дизельное топливо - 51.3.

Произвели посадку пакера (23 м выше верхних перфорационных отверстий).

Продолжили закачку оставшегося объема ЭСН с целью его дальнейшей продавки в обрабатываемый интервал.

2) Продавливали находящийся в колонне НКТ и подпакерной зоне ЭСН композицией ПАВ в объеме в объеме 2 м³/м. Использовали композицию ПАВ следующего состава (об.%): моноалкилфениловые эфиры полиэтиленгликоля - 40.6, алкилиминодипропионаты натрия - 2.8, полигликоли - 15.7, метанол - 40.9.

При продавке композицию ПАВ закачали до уровня башмака НКТ. Давление при продавке последней порции ЭСН в пласт установили на уровне не выше безопасного давления на обсадную колонну.

3) Продавливали находящиеся в колонне НКТ жидкости (ЭСН + композиция ПАВ) водным раствором хлористого калия плотностью 1175 кг/м³ до башмака НКТ.

4) Закрыли задвижку на НКТ и оставили скважину на 1.5 ч для реакции композиции ПАВ с горной породой.

Осуществили заключительные мероприятия в соответствии с планом КРС. По результатам обработок достигнуто увеличение суточного дебита нефти скважины в интервале 190-205%.

Пример 12.

Обработка ПЗП, представленной карбонатными горными породами и пластовой температурой 98°C.

Первый этап.

Технологические операции по осуществлению способа.

1) Произвели закачку ЭСН в объеме 2.3 м³/м и посадку пакера в следующей последовательности.

Закачали ЭСН до уровня 24 м над верхними перфорационными отверстиями обрабатываемого интервала (в среднем половина от расчетного объема ЭСН). ЭСН содержит (об.%): подготовленную нефть с пункта подготовки и перекачки нефти - 13, эмульгатор - 3, коллоидный раствор гидрофобных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм - 0.5, водный раствор хлористого кальция плотностью 1150 кг/м³ - 83.5. Эмульгатор содержит (об.%): аминокислоты жирного ряда - 43, окись амина - 0.7, сшивающий высокотемпературный наполнитель (известь) - 2, дизельное топливо - 54.3. Коллоидный раствор гидрофобных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм содержит (об.%): двуокись кремния - 31, монометилэфир пропиленгликоля - 68.7, воду - 0.3.

Произвели посадку пакера (23 м выше верхних перфорационных отверстий).

Продолжили закачку оставшегося объема ЭСН с целью его дальнейшей продавки в обрабатываемый интервал.

2) Продавливали находящийся в колонне НКТ и подпакерной зоне ЭСН кислотной композицией в объеме в объеме 1.4 м³/м. Использовали кислотную композицию следующего состава (об.%): 30%-ную соляную кислоту - 63.5, уксусную кислоту - 3.5, диэтиленгликоль - 8, гидрофобизатор на основе амидов - 1.5, ингибитор коррозии Синол ИК-001 (ТУ 20.59.59-130-56856807-2018) - 1.5 и техническую воду - 22%.

При продавке кислотную композицию закачали до уровня башмака НКТ. Давление при продавке последней порции ЭСН в пласт установили на уровне не выше безопасного давления на обсадную колонну.

3) Продавливали находящиеся в колонне НКТ жидкости (ЭСН + кислотная композиция) водным раствором хлористого кальция плотностью 1143 кг/м^3 до башмака НКТ.

4) Закрыли задвижку на НКТ. Время выдержки не предусматривали. Осуществили заключительные мероприятия в соответствии с планом КРС.

Второй этап.

По прошествии 10 месяцев наблюдалась тенденция к снижению дебита нефти скважины более чем на 25% при снижении коэффициента продуктивности менее чем на 25% за период 6 месяцев.

Все технологические стадии по осуществлению способа производились в порядке, указанном в этапе 1 примера 12. Здесь и далее для примера 12 будут указаны только отличия в объемах и видах закачиваемых технологических жидкостей.

Проведение технологических операций.

1) Произвели закачку ЭСН в объеме $2.6 \text{ м}^3/\text{м}$ и посадку пакера в следующей последовательности.

Закачали ЭСН до уровня 22 м над верхними перфорационными отверстиями обрабатываемого интервала (в среднем половина от расчетного объема ЭСН). ЭСН содержит (об.%): подготовленную нефть с пункта подготовки и перекачки нефти - 11, эмульгатор - 3, коллоидный раствор гидрофобных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм - 1, водный раствор хлористого кальция плотностью 1155 кг/м^3 - 85. Эмульгатор содержит (об.%): аминокислоты жирного ряда - 43.5, окись амина - 0.85, сшивающий высокотемпературный наполнитель (известь) - 3, дизельное топливо - 52.65. Коллоидный раствор гидрофобных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм содержит (об.%): двуокись кремния - 31.8, монометиловый эфир пропиленгликоля - 68, воду - 0.2.

Произвели посадку пакера (20 м выше верхних перфорационных отверстий).

Продолжили закачку оставшегося объема ЭСН с целью его дальнейшей продавки в обрабатываемый интервал.

2) Продавливали находящийся в колонне НКТ и подпакерной зоне ЭСН кислотной композицией в объеме в объеме $1.5 \text{ м}^3/\text{м}$. Использовали кислотную композицию следующего состава (об.%): 30%-ную соляную кислоту - 64.5, уксусную кислоту - 3.5, диэтиленгликоль - 9, гидрофобизатор на основе амидов - 1.8, ингибитор коррозии Синол ИК-001 (ТУ 20.59.59-130-56856807-2018) - 2 и техническую воду - 19.2%.

При продавке кислотную композицию закачали до уровня башмака НКТ. Давление при продавке последней порции ЭСН в пласт установили на уровне не выше безопасного давления на обсадную колонну.

3) Продавливали находящиеся в колонне НКТ жидкости (ЭСН + кислотная композиция) водным раствором хлористого кальция плотностью 1146 кг/м^3 до башмака НКТ.

4) Закрыли задвижку на НКТ. Время выдержки не предусматривали. Осуществили заключительные мероприятия в соответствии с планом КРС.

Третий этап.

По прошествии 9 месяцев наблюдалась тенденция к снижению дебита нефти скважины более чем на 25% при снижении коэффициента продуктивности менее чем на 25% за период 6 месяцев.

Проведение технологических операций.

1) Произвели закачку ЭСН в объеме $2.5 \text{ м}^3/\text{м}$ и посадку пакера в следующей последовательности.

Закачали ЭСН до уровня 23 м над верхними перфорационными отверстиями обрабатываемого интервала (в среднем половина от расчетного объема ЭСН). ЭСН содержит (об.%): подготовленную нефть с пункта подготовки и перекачки нефти - 10, эмульгатор - 3, коллоидный раствор гидрофобных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм - 0.5, водный раствор хлористого кальция плотностью 1155 кг/м^3 - 86.5. Эмульгатор содержит (об.%): аминокислоты жирного ряда - 44.5, окись амина - 0.8, сшивающий высокотемпературный наполнитель (известь) - 4.5, дизельное топливо - 50.2. Коллоидный раствор гидрофобных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм содержит (об.%): двуокись кремния - 32.5, монометиловый эфир пропиленгликоля - 67, воду - 0.5.

Произвели посадку пакера (21 м выше верхних перфорационных отверстий).

Продолжили закачку оставшегося объема ЭСН с целью его дальнейшей продавки в обрабатываемый интервал.

2) Продавливали находящийся в колонне НКТ и подпакерной зоне ЭСН композицией ПАВ в объеме в объеме $2 \text{ м}^3/\text{м}$. Использовали композицию ПАВ следующего состава (об.%): моноалкилфениловые эфиры полиэтиленгликоля - 40, алкилиминодипропионаты натрия - 2.5, полигликоли - 15, метанол - 42.5.

При продавке композицию ПАВ закачали до уровня башмака НКТ. Давление при продавке последней порции ЭСН в пласт установили на уровне не выше безопасного давления на обсадную колонну.

3) Продавливали находящиеся в колонне НКТ жидкости (ЭСН + композиция ПАВ) водным раствором хлористого кальция плотностью 1148 кг/м^3 до башмака НКТ.

4) Закрыли задвижку на НКТ и оставили скважину на 1 ч для реакции композиции ПАВ с горной породой.

Осуществили заключительные мероприятия в соответствии с планом КРС. По результатам обработок достигнуто увеличение суточного дебита нефти скважины в интервале 85-94%.

Пример 13.

Обработка ПЗП, представленной терригенными горными породами и пластовой температурой 105°C.

Первый этап.

Перед осуществлением способа подготовили скважину к обработке, с целью обеспечения чистоты забоя и ПЗП. Для этого выполнили следующие технологические операции:

спуск колонны НКТ с воронкой до искусственного забоя;

промывка скважины минерализованным раствором с постепенным допуском НКТ до интервала перфорации и ниже до забоя промывочной жидкостью с повышенными пескоудерживающими свойствами, одновременно не снижающей проницаемости ПЗП за счет содержания ПАВ.

Установили башмак колонны НКТ в интервал на 2 м ниже обрабатываемого интервала ПЗП.

После того, как все подготовительные работы произвели в соответствии с планом капитального ремонта скважины, начали проведение технологических операций по осуществлению способа.

1) Произвели закачку ЭСН в объеме 1.7 м³/м и посадку пакера в следующей последовательности.

Закачали ЭСН до уровня 22 м над верхними перфорационными отверстиями обрабатываемого интервала (в среднем половина от расчетного объема ЭСН). ЭСН содержит (об.%): подготовленную нефть с пункта подготовки и перекачки нефти - 19, эмульгатор - 3, коллоидный раствор гидрофобных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм - 0.7, водный раствор хлористого калия плотностью 1180 кг/м³ - 77.3. Эмульгатор содержит (об.%): аминокислоты жирного ряда - 43, окись амина - 1, сшивающий высокотемпературный наполнитель (известь) - 2, дизельное топливо - 54. Коллоидный раствор гидрофобных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм содержит (об.%): двуокись кремния - 32.5, монометилловый эфир пропиленгликоля - 67, воду - 0.5.

Произвели посадку пакера (20 м выше верхних перфорационных отверстий).

Продолжили закачку оставшегося объема ЭСН с целью его дальнейшей продавки в обрабатываемый интервал.

2) Продавливали находящийся в колонне НКТ и подпакерной зоне ЭСН кислотной композицией в объеме в объеме 1.1 м³/м. Использовали кислотную композицию следующего состава (об.%): 30%-ную соляную кислоту - 61, плавиковую кислоту - 3.5, уксусную кислоту - 3.5, диэтиленгликоль - 9, гидрофобизатор на основе амидов - 2, ингибитор коррозии Синол-ИКК (ТУ 2482-002-48482528-98) - 2 и техническую воду - 19.

При продавке кислотную композицию закачали до уровня башмака НКТ. Давление при продавке последней порции ЭСН в пласт установили на уровне не выше безопасного давления на обсадную колонну.

3) Продавливали находящиеся в колонне НКТ жидкости (ЭСН + кислотная композиция) водным раствором хлористого калия плотностью 1163 кг/м³ до башмака НКТ.

4) Закрыли задвижку на НКТ. Время выдержки не предусматривали. Осуществили заключительные мероприятия в соответствии с планом КРС.

Второй этап.

По прошествии 12 месяцев наблюдалась тенденция к снижению дебита нефти скважины более чем на 25% при снижении коэффициента продуктивности менее чем на 25% за период 6 месяцев.

Проведение технологических операций.

1) Произвели закачку ЭСН в объеме 2 м³/м и посадку пакера в следующей последовательности.

Закачали ЭСН до уровня 23 м над верхними перфорационными отверстиями обрабатываемого интервала (в среднем половина от расчетного объема ЭСН). ЭСН содержит (об.%): дизельное топливо - 17, эмульгатор - 3, коллоидный раствор гидрофобных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм - 1, водный раствор хлористого калия плотностью 1180 кг/м³ - 79. Эмульгатор содержит (об.%): аминокислоты жирного ряда - 44, окись амина - 0.85, сшивающий высокотемпературный наполнитель (известь) - 3.5, дизельное топливо - 51.65. Коллоидный раствор гидрофобных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм содержит (об.%): двуокись кремния - 31.8, монометилловый эфир пропиленгликоля - 68, воду - 0.2.

Произвели посадку пакера (21 м выше верхних перфорационных отверстий).

Продолжили закачку оставшегося объема ЭСН с целью его дальнейшей продавки в обрабатываемый интервал.

2) Продавливали находящийся в колонне НКТ и подпакерной зоне ЭСН кислотной композицией в объеме в объеме 1.3 м³/м. Использовали кислотную композицию следующего состава (об.%): 30%-ную соляную кислоту - 60.7, плавиковую кислоту - 3, уксусную кислоту - 3.5, диэтиленгликоль - 9, гидрофобизатор на основе амидов - 2, ингибитор коррозии Синол-ИКК (ТУ 2482-002-48482528-98) - 2 и техническую воду - 19.8.

При продавке кислотную композицию закачали до уровня башмака НКТ. Давление при продавке последней порции ЭСН в пласт установили на уровне не выше безопасного давления на обсадную колонну.

3) Продавливали находящиеся в колонне НКТ жидкости (ЭСН + кислотная композиция) водным рас-

твором хлористого калия плотностью 1185 кг/м³ до башмака НКТ.

4) Закрыли задвижку на НКТ. Время выдержки не предусматривали. Осуществили заключительные мероприятия в соответствии с планом КРС.

Третий этап.

По прошествии 13 месяцев наблюдалась тенденция к снижению дебита нефти скважины более чем на 25% при снижении коэффициента продуктивности более чем на 25% за период 6 месяцев.

Проведение технологических операций.

1) Произвели закачку ЭСН в объеме 1.8 м³/м и посадку пакера в следующей последовательности.

Закачали ЭСН до уровня 25 м над верхними перфорационными отверстиями обрабатываемого интервала (в среднем половина от расчетного объема ЭСН). ЭСН содержит (об.%): дизельное топливо - 20, эмульгатор - 3, коллоидный раствор гидрофобных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм - 0.8, водный раствор хлористого калия плотностью 1185 кг/м³ - 76.2. Эмульгатор содержит (об.%): аминокислоты жирного ряда - 45, окись амина - 0.9, сшивающий высокотемпературный наполнитель (известь) - 5, дизельное топливо - 49.1. Коллоидный раствор гидрофобных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм содержит (об.%): двуокись кремния - 31, монометиловый эфир пропиленгликоля - 68.7, воду - 0.3.

Произвели посадку пакера (24 м выше верхних перфорационных отверстий).

Продолжили закачку оставшегося объема ЭСН с целью его дальнейшей продавки в обрабатываемый интервал.

2) Продавливали находящийся в колонне НКТ и подпакерной зоне ЭСН композицией ПАВ в объеме в объеме 1.2 м³/м. Использовали композицию ПАВ следующего состава (об.%): моноалкилфениловые эфиры полиэтиленгликоля - 40.6, алкилиминодипропионаты натрия - 2.8, полигликоли - 15.7, метанол - 40.9.

При продавке композицию ПАВ закачали до уровня башмака НКТ. Давление при продавке последней порции ЭСН в пласт установили на уровне не выше безопасного давления на обсадную колонну.

3) Продавливали находящиеся в колонне НКТ жидкости (ЭСН + композиция ПАВ) водным раствором хлористого калия плотностью 1190 кг/м³ до башмака НКТ.

4) Закрыли задвижку на НКТ и оставили скважину на 1.5 ч для реакции композиции ПАВ с горной породой.

Осуществили заключительные мероприятия в соответствии с планом КРС. По результатам обработок достигнуто увеличение суточного дебита нефти скважины в интервале 70-83%.

Таким образом, изобретение обеспечивает повышение термостабильности эмульсионной системы, увеличение темпа разработки нефтегазосного объекта, увеличение продолжительности положительного эффекта и дополнительную добычу нефти.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

Способ селективной обработки призабойной зоны пласта, заключающийся в том, что осуществляют три и более этапов обработки призабойной зоны пласта с расчетной периодичностью реализации этапов, причем реализацию второго и каждого последующего этапа осуществляют при снижении коэффициента продуктивности и/или суточного дебита нефти скважины на 25% и более за последние 6 месяцев эксплуатации скважины,

при этом на первом и втором этапе призабойную зону пласта обрабатывают последовательно высокостабильной эмульсионной системой, кислотной композицией и водным раствором хлористого калия или хлористого кальция,

на третьем и последующих этапах призабойную зону пласта обрабатывают последовательно высокостабильной эмульсионной системой, композицией поверхностно-активных веществ и спиртов и водным раствором хлористого калия или хлористого кальция, при этом высокостабильная эмульсионная система содержит (об.%):

дизельное топливо или подготовленную нефть с пункта подготовки и перекачки нефти - 10-20,

эмульгатор - 3,

коллоидный раствор гидрофобных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм - 0.25-1, или коллоидный раствор гидрофильных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц 5 до 100 нм - 0.25-1, или гидрофильные наночастицы сухой аморфной двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 500 нм - 1-2,

водный раствор хлористого калия или хлористого кальция - остальное,

причем в качестве эмульгатора при обработке призабойной зоны пласта с пластовой температурой менее 90°C используют композицию, содержащую (об.%):

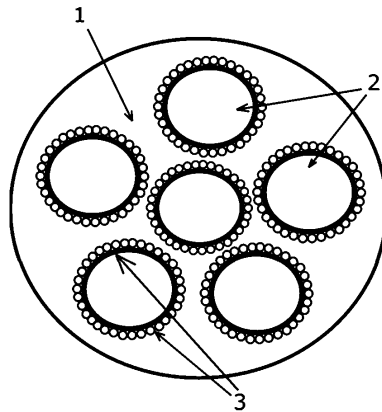
аминокислоты жирного ряда - 43-45,

окись амина - 0.7-1,

дизельное топливо - остальное,

в качестве эмульгатора при обработке призабойной зоны пласта с пластовой температурой более 90°C используют композицию, содержащую (об.%):

аминоамиды кислот жирного ряда - 43-45,
 окись амина - 0.7-1,
 известь или бентонит в качестве сшивающего высокотемпературного наполнителя - 2-5,
 дизельное топливо - остальное,
 коллоидный раствор гидрофобных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм
 содержит (об.%):
 двуокись кремния - 31-32.5,
 монометилловый эфир пропиленгликоля - 67-68.8,
 воду - остальное,
 коллоидный раствор гидрофильных наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 5 до 100 нм
 содержит (об.%):
 двуокись кремния - 30-31 в изопропанол - 67-68.5 и метиловом спирте - остальное,
 или двуокись кремния - 29-31 в этиленгликоле - остальное,
 кислотная композиция для карбонатных горных пород призабойной зоны пласта содержит (об.%):
 30%-ную соляную кислоту - 63.5-65,
 уксусную кислоту - 3.5,
 диэтиленгликоль - 8-9,
 гидрофобизатор на основе амидов - 1.5-2,
 ингибитор коррозии - 1.5-2,
 техническую воду - остальное,
 кислотная композиция для терригенных горных пород призабойной зоны пласта содержит (об.%):
 30%-ную соляную кислоту - 60.5-61,
 плавиковую кислоту - 3-4,
 уксусную кислоту - 3.3-3.5,
 диэтиленгликоль - 8-9,
 гидрофобизатор на основе амидов - 1.5-2,
 ингибитор коррозии - 1.8-2,
 техническую воду - остальное,
 композиция поверхностно-активных веществ и спиртов содержит (об.%):
 моноалкилфениловые эфиры полиэтиленгликоля - 40-41,
 алкиламинодипропионаты натрия - 2.5-3,
 полигликоли - 15-16,
 метанол - остальное.



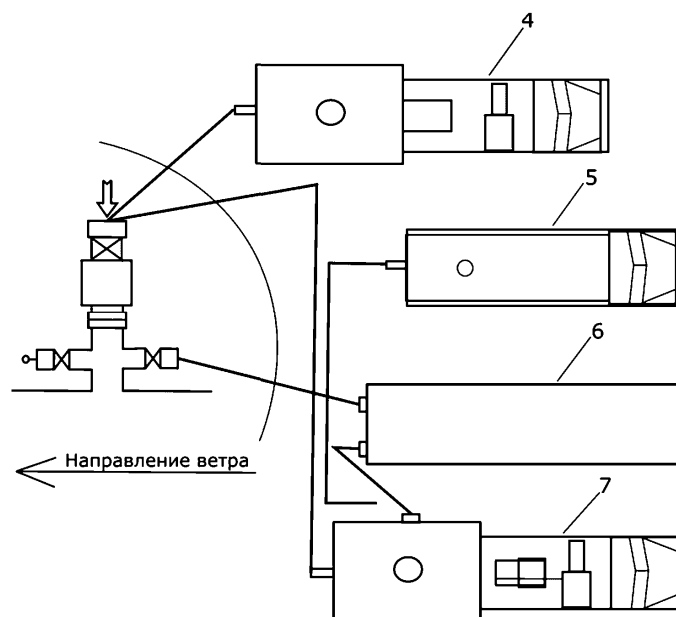
Фиг. 1

№	Специальная техника и оборудование	Ед. измерения	Количество, шт.	Назначение
1	БПЭС с внешним насосом и лопастной мешалкой	шт.	1	Приготовление ЭСН
2	Линия (трубки, шланги)	компл.	1	Налив и слив воды
3	ЦА-320	шт.	1	Перекачка ЭСН и закачка в скважину
4	Автоцистерна	шт.	2	Перевозка ЭСН и технической воды
5	Технологическая емкость (25 м ³)	шт.	1	Хранение технологических жидкостей
6	Ареометр	шт.	1	Измерение плотности жидкостей

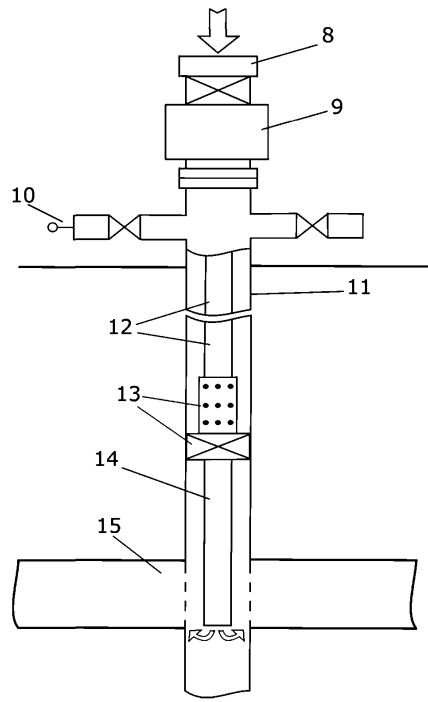
Фиг. 2

Наименование оборудования/спец. техники	Количество, шт.
Автоцистерна (АЦ-10)	3
Технологическая емкость (25 м ³)	1
Кислотный агрегат (6 м ³)	2
ЦА-320	2
Пакер с гидроякором (ПРО-ЯМО-ЯГ/ПОМ-ЯГК) в зависимости от технологической схемы	1 или 2

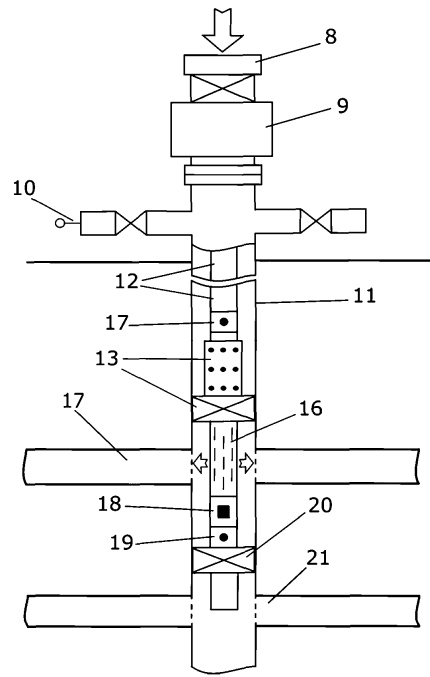
Фиг. 3



Фиг. 4



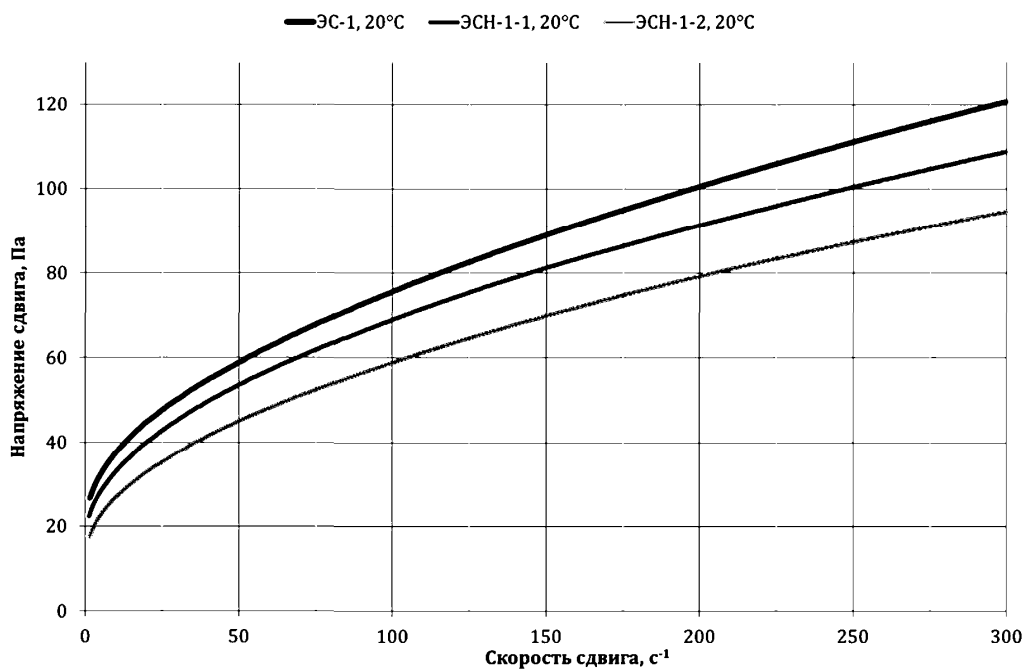
Фиг. 5



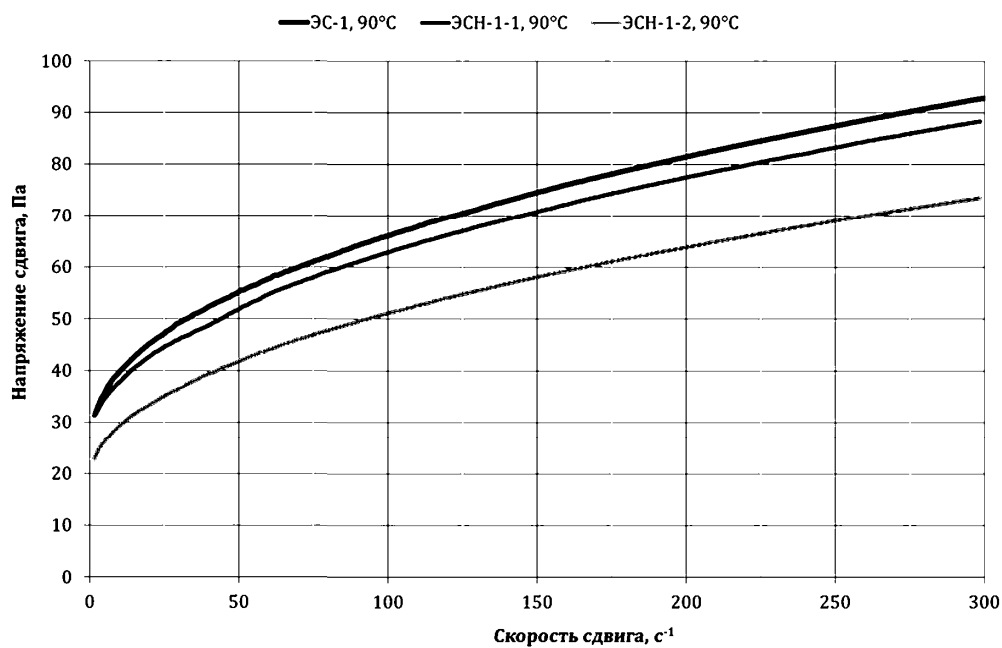
Фиг. 6

№	Образец	Состав, % об.				Время, ч.	Расслоение при 140 °С, % об.
		Диз. топливо	Эмульгатор	Нано-частицы	Водный раствор CaCl ₂		
1	ЭС-1	10	3	-	87	12	68
						24	70
2	ЭС-2	20	3	-	82	12	75
						24	78
3	ЭСС-0-1	10	3	0.25	86.5	12	0
						24	48
4	ЭСС-0-2	20	3	0.25	76.75	12	0
						24	55
5	ЭСН-1-1	10	3	0,5	86,5	12	0
						24	42
6	ЭСН-1-2	20	3	0,5	81,5	12	0
						24	49
7	ЭСН-2-1	10	3	1	86,0	12	0
						24	46
8	ЭСН-2-2	20	3	1	81,0	12	0
						24	51

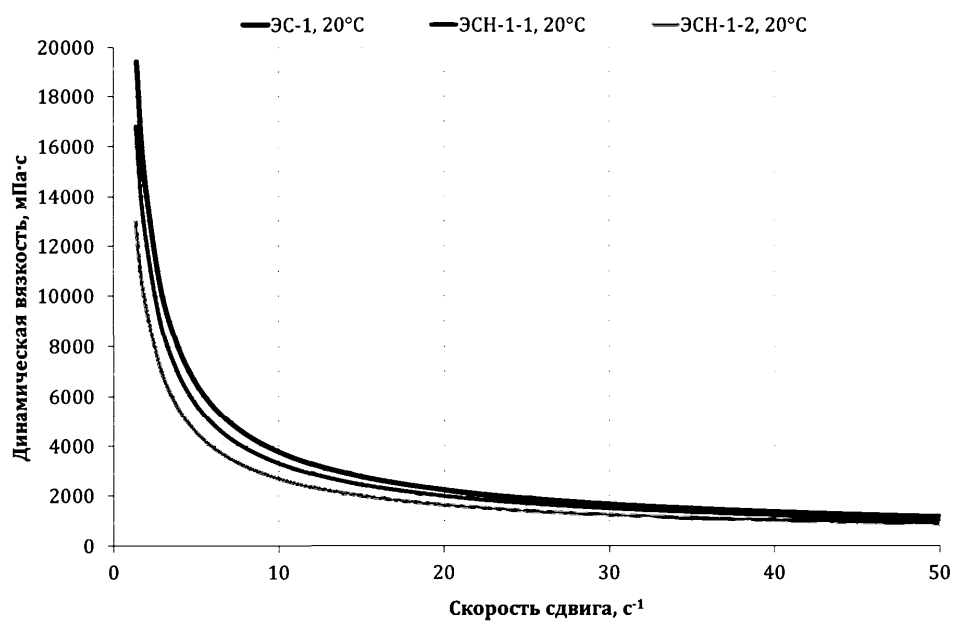
Фиг. 7



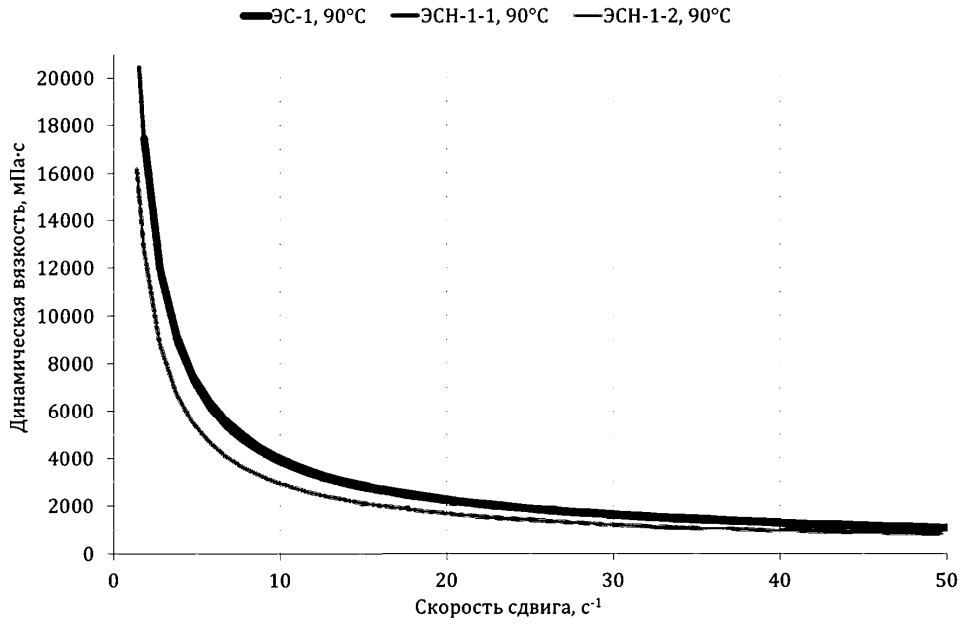
Фиг. 8



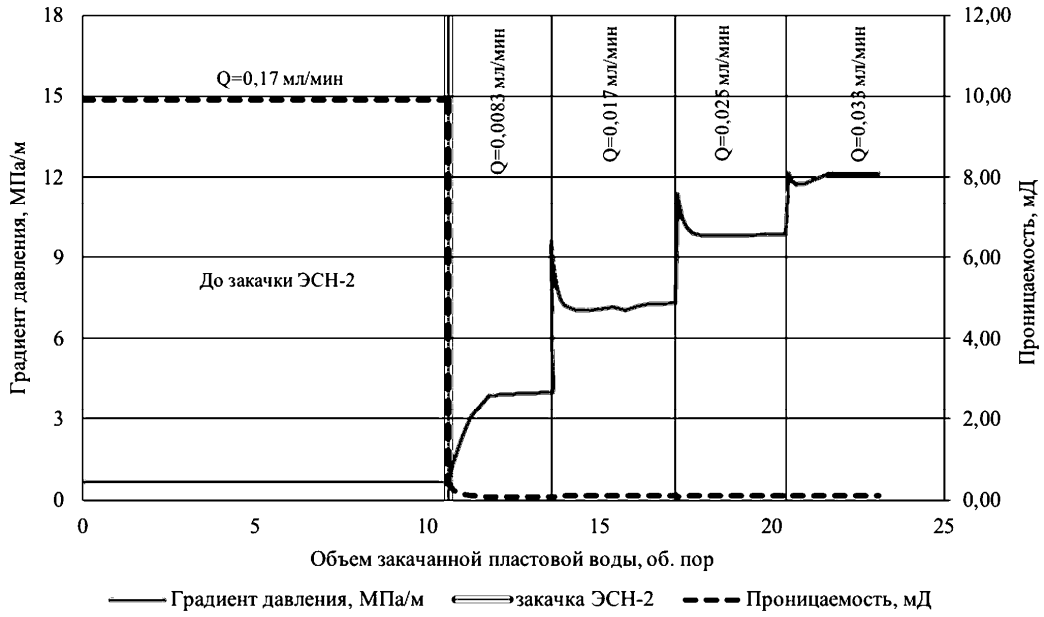
Фиг. 9



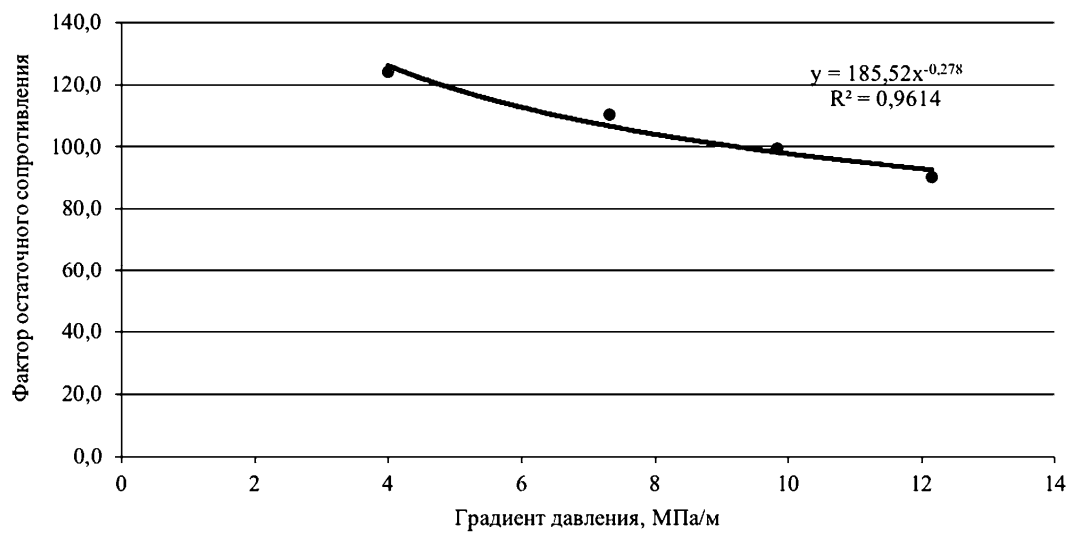
Фиг. 10



Фиг. 11



Фиг. 12



Фиг. 13

