

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(21) **202090358** (13) **A1**

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОЙ ЗАЯВКЕ

(43) Дата публикации заявки
2020.07.24

(22) Дата подачи заявки
2018.08.23

(51) Int. Cl. *E21B 43/22* (2006.01)
E21B 43/12 (2006.01)
C09K 8/42 (2006.01)
C09K 8/92 (2006.01)
B82Y 30/00 (2011.01)

(54) СПОСОБ ГЛУШЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

(31) **2017129595**

(32) **2017.08.21**

(33) **RU**

(86) **PCT/RU2018/050103**

(87) **WO 2019/039974 2019.02.28**

(71) Заявитель:

**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ
ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ "ДЖИАР
ПЕТРОЛЕУМ" (RU)**

(72) Изобретатель:

Сергеев Виталий Вячеславович (RU)

(74) Представитель:

**Котлов Д.В., Пустовалова М.Л.,
Яремчук А.А., Равлина Е.А. (RU)**

(57) Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности. Сущность изобретения заключается в том, что способ включает последовательную закачку в призабойную зону пласта активной пачки и продавочной жидкости. В качестве активной пачки используют эмульсионную систему, содержащую, об.-%: дизельное топливо или подготовленную нефть с пункта подготовки и перекачки нефти - 15-30, эмульгатор - 2-3, коллоидный раствор гидрофобных наночастиц двуокиси кремния - 0.5-1, водный раствор хлористого кальция или хлористого калия - остальное. При этом коллоидный раствор гидрофобных наночастиц двуокиси кремния содержит, об.-%: аморфную двуокись кремния - 31-32.5, монометиловый эфир пропиленгликоля - 67-69, вода - остальное. В качестве продавочной жидкости используют водный раствор хлористого кальция или хлористого калия с добавлением гидрофобизатора марки "ИВВ-1" или "ЧАС-М" 1-2 об.-%. В качестве эмульгатора применяют композицию следующего состава, об.-%: эфиры высших ненасыщенных кислот жирного ряда (линолевая, олеиновая, линоленовая) и смоляных кислот - 40-42, окись амина - 0.7-1, высокомолекулярный органический термостабилизатор - 0.5-1, дизельное топливо (летнее или зимнее) - остальное. Техническим результатом изобретения является повышение эффективности геолого-технических мероприятий по глушению нефтяных и газовых скважин, высокая термостабильность и агрегативная устойчивость эмульсионной системы для глушения скважин, а также возможность регулировать вязкостные свойства эмульсионной системы в зависимости от фильтрационно-емкостных и геолого-физических характеристик призабойной зоны пласта.

A1

202090358

202090358

A1

СПОСОБ ГЛУШЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности, а именно к технологиям глушения нефтяных и газовых скважин.

Под глушением понимается комплекс последовательных технологических операций, направленных на временное прекращение притока флюидов из пласта в скважину путем создания противодавления на пласт технологическими составами.

В настоящее время значительная часть нефтяных и газовых месторождений находится на стадии падающей добычи или завершающей стадии разработки. Естественный износ конструкций скважин и подземного оборудования приводит к сокращению межремонтных периодов, увеличению внеплановых ремонтов скважин и внедрению большого количества геолого-технических мероприятий, при проведении которых необходимо привлечение бригад текущего и капитального ремонта скважин для глушения скважин.

Согласно действующим требованиям по охране труда и технике безопасности при проведении ремонтных работ на нефтяных и газовых скважинах глушению подлежат скважины с пластовым давлением выше гидростатического и скважины с пластовым давлением ниже гидростатического, но в которых, согласно расчетам, сохраняются условия фонтанирования или нефтегазопроявления.

Опыт показывает, что во многих случаях после глушения скважины с применением технологических жидкостей на водной основе отмечается ухудшение фильтрационно-емкостных параметров призабойной зоны пласта (ПЗП), что в свою очередь оказывает отрицательное влияние на эффективность эксплуатации скважины.

Основными причинами ухудшения фильтрационно-емкостных параметров ПЗП являются:

- набухание глинистых компонентов пород-коллекторов в результате гидратации;
- блокирующее действие воды, обусловленное капиллярными и поверхностными явлениями, происходящими в поровом пространстве в результате взаимного вытеснения несмешивающихся жидкостей;
- образование в поровом пространстве нерастворимых осадков в результате взаимодействия фильтратов и пластовых флюидов;
- закупоривание пор твердыми частицами, проникшими в пласт вместе с фильтратом;

- закупоривание пор осадками высокоминерализованных водных растворов в результате выпадения в поровых каналах солей в кристаллической форме;
- снижение фазовой проницаемости ПЗП для нефти в результате воздействия водных растворов на поверхность пород.

5 Степень проявления этих процессов зависит от множества факторов, оказывающих влияние на пластовую систему, в том числе геолого-физических и литолого-фациальных условий пласта, физико-химических свойств пластовых флюидов, режима эксплуатации скважины, а также технологических условий глушения скважины.

10 Гидрофилизация поверхности поровых каналов, образование нерастворимых осадков и набухание глинистых частиц, содержащихся в ПЗП, являются одними из основных факторов, оказывающих негативное влияние на фильтрационно-емкостные параметры ПЗП в результате глушения скважины.

15 Для предотвращения негативного воздействия водных растворов на пластовую систему ПЗП при глушении скважин необходимо применять активные технологические составы в виде буферных пачек, которые обеспечивают сохранение или улучшение фильтрационно-емкостных свойств ПЗП и снижение фазовой проницаемости горных пород по воде.

20 Активные составы, применяемые в качестве буферных пачек, предотвращают взаимодействие водных растворов солей с пластовой системой ПЗП. Способность активных составов гидрофобизировать поверхность горных пород обеспечивает снижение обводненности продукции скважин и сокращение длительности технологических операций по освоению и выводу скважины на технологический режим.

25 Из патента US 2016/0017204 (МПК C09K 8/36, C09K 8/42, C09K 8/584, C09K 8/60, E21B 43/16, опубликован 21.01.2016) известен способ приготовления эмульсии для обработки нефтяных и газовых скважин. Эмульсия содержит нефть, множество гидрофобных наночастиц двуокиси кремния, водный раствор соли. Недостатком способа является то, что эмульсия может содержать водную фазу в интервалах от 1 до 95 % об., что является нецелесообразным технологически, т.к. при содержании водной фазы более 85% об. эмульсия характеризуется высокой динамической вязкостью и повышенным
30 предельным напряжением сдвига. Повышенные вязкостные характеристики эмульсии приводят к отказу насосных агрегатов при закачке и аварийным ситуациям, связанным с превышением допустимого давления закачки на технологической линии. Также снижение объемного водосодержания в эмульсии ниже 65 % об. приведет к расслоению эмульсии на составляющие фазы, т.е. потере стабильности системы и потере технологических свойств.

Из патента US 2017/088762 A1 (МПК C09K 8/05, C09K 8/42, C09K 8/57, E21B 21/00, E21B 33/13, опубликован 30.03.2017) известен способ приготовления солевого раствора на водной основе с содержанием наночастиц двуокиси кремния. Способ направлен на снижение температуры кристаллизации солей в водных растворах высокой плотности, которые применяются при бурении и заканчивании нефтяных и газовых скважин. Недостатком способа является то, что применение солевых растворов на водной основе с высокой плотностью при первичном вскрытии нефтегазоносных пластов негативно влияет на фазовую проницаемость пласта по нефти и газу. Способ не предусматривает предотвращение контакта технологических составов на водной основе с нефтегазонасыщенной пористой средой.

Из патента WO 2016/196332 A1 (МПК C09K 8/05, C09K 8/48, C09K 8/504, опубликован 08.12.2016) известен способ приготовления солевого раствора на водной основе с содержанием наночастиц различных минералов. Способ направлен на снижение температуры кристаллизации солей в водных растворах высокой плотности, которые применяются при бурении и заканчивании нефтяных и газовых скважин. Способ предусматривает применение водного раствора высокой плотности с содержанием наночастиц различных минералов в качестве внутренней фазы эмульсии. Недостатком способа является то, что применение в эмульсии водной составляющей с высокой плотностью приведет к увеличению плотности эмульсии, что является отрицательным фактором при прохождении поглощающих интервалов в процессе бурения и заканчивании скважин, т.к. приводит к поглощению эмульсии принимающими интервалами и потере контроля процесса бурения.

Из а.с. СССР № 1629501 (МПК E21B 43/12, C09K 7/06, опубликовано 23.02.1991) известен способ глушения скважины. Способ предусматривает последовательную закачку в призабойную зону пласта трех композиций – водного раствора поверхностно-активного вещества (ПАВ), инвертной эмульсии и жидкости глушения. Недостатком способа является то, что в способе не предусмотрено предотвращение взаимодействия растворов на водной основе с пластовой системой. При закачке водного раствора в призабойную зону пласта, несмотря на наличие ПАВ в его составе, фазой, взаимодействующей с нефтегазонасыщенной пористой средой, будет являться вода. В связи с этим, последующая закачка пачки инвертной эмульсии не выполнит функцию активной пачки, а лишь ограничит проникновение следующей пачки водного раствора в призабойную зону пласта.

Из патента РФ № 2348799 (МПК E21B 43/12, C09K 8/42, опубликован 10.03.2009) известен способ глушения газовых скважин, включающий последовательную закачку в призабойную зону пласта трех композиций – жидкости глушения, жидкости блокирования

и продавочной жидкости. При этом в качестве жидкости блокирования используют дизельное топливо или конденсат, эмульгатор, мел с асбестом, и водный раствор хлористого кальция. Недостатком способа является то, что после глушения скважины композицией с мелом, асбестом и карбоксиметилцеллюлозой необходимо проводить дополнительное геолого-техническое мероприятие – кислотную обработку, которая направлена на очистку призабойной зоны пласта от мела и асбеста.

Из патента РФ № 2184839 (МПК E21B 43/12, опубликован 10.07.2002) известен способ приготовления композиции для глушения скважин. Композиция содержит дизельное топливо или нефть, эмульгатор, гидрофобный химически модифицированный кремнезем и водный раствор хлористого кальция или хлористого калия. Недостатком способа является то, что добавка химически модифицированного кремнезема не изменяет фазовую проницаемость поверхности поровых каналов, а лишь увеличивает стабильность эмульсионно-суспензионной системы.

Из патента РФ № 2357997 (МПК C09K 8/42, опубликован 10.06.2009) известен способ приготовления блокирующей жидкости для глушения скважин. Блокирующая жидкость содержит дизельное топливо или нефть, эмульгатор, органофильную глину, водный раствор хлористого кальция или хлористого калия, регулятор фильтрации и гидрофобизатор АБР. Недостатком способа является наличие в композиции частиц органофильной глины и мела, т.к. данные твердые частицы полностью нерастворимы в воде или углеводородах и будут являться коагулянтами поровых каналов, снижая проницаемость горных пород.

Из патента WO2017058492 (МПК C09K 8/36, опубликован 06.04.2017) известен способ приготовления композиции для глушения скважин. Композиция содержит дизельное топливо или нефть, твердые частицы гидрофобного коллоидной двуокиси кремния, органофильную глину, бентонит или другие глинистые частицы и солевой раствор. Недостатком способа является наличие в композиции твердых частиц органофильной глины, бентонита, которые снижают проницаемость горных пород призабойной зоны пласта и негативно влияют на фазовую проницаемость горных пород по нефти.

Из патента РФ № 2279462 (МПК C09K 8/42, опубликован 10.07.2006) известен способ приготовления композиции для глушения скважин, содержащей углеводороды, эмульгатор, эмульсию полимера, высокодисперсные гидрофобные материалы оксидов кремния и водный раствор хлористого кальция или хлористого калия. Недостатком способа является наличие в составе композиции эмульсии полимера (до 5% об.), который не

растворяется в пластовых условиях и является синтетическим кольматантом пористой среды.

Для решения указанных проблем разработки нефтяных и газовых месторождений предлагается способ глушения нефтяных и газовых скважин, основанный на последовательной закачке в ПЗП эмульсионной системы (ЭС) с содержанием коллоидного раствора гидрофобных наночастиц двуокиси кремния и водного раствора хлористого кальция или хлористого калия с содержанием гидрофобизатора 1-2% об.

Сущность изобретения заключается в том, что способ глушения нефтяных и газовых скважин включает последовательную закачку в призабойную зону пласта активной пачки и продавочной жидкости, при этом в качестве активной пачки используют эмульсионную систему, содержащую (% об.): дизельное топливо или подготовленную нефть с пункта подготовки и перекачки нефти – 15-30, эмульгатор – 2-3, коллоидный раствор гидрофобных наночастиц двуокиси кремния – 0,5-1, и водный раствор хлористого кальция или хлористого калия – остальное, а в качестве продавочной жидкости используют водный раствор хлористого кальция или хлористого калия с добавлением гидрофобизатора марок «ИВВ-1» или «ЧАС-М» 1-2% об. При этом коллоидный раствор гидрофобных наночастиц двуокиси кремния может содержать, % об.: аморфную двуокись кремния – 30-32,5, монометиловый эфир пропиленгликоля – 67-69, вода – остальное. В качестве эмульгатора может применяться композиция следующего состава (% об.): эфиры высших ненасыщенных кислот жирного ряда (линолевая, олеиновая, линоленовая) и смоляных кислот – 40-42, окись амина – 0.7-1, высокомолекулярный органический термостабилизатор – 0.5-1, дизельное топливо (летнее или зимнее) – остальное. При этом в качестве высокомолекулярного органического термостабилизатора используют суспензию извести или бентонита в дизельном топливе (% об.): дизельное топливо – 45, известь или бентонит – 55%.

Гидрофобизатор «ИВВ-1» выпускается по ТУ 2482-111-56856807-2016 и представляет собой смесь алкилдиметилбензиламоний хлорида и четвертичной амониевой соли третичного амина, получаемый путем конденсации алкилдиметиламина и бензилхлорида.

Гидрофобизатор «ЧАС-М» выпускается по ТУ 20.41.20-125-56856807-2017 и представляет собой водно-спиртовой раствор четвертичных аммониевых солей алкилдиметиламина.

Техническим результатом изобретения является повышение эффективности геолого-технических мероприятий по глушению нефтяных и газовых скважин, высокая термостабильность и агрегативная устойчивость эмульсионной системы для глушения

скважин, а также возможность регулировать поверхностно-активные свойства и вязкость эмульсионной системы в зависимости от фильтрационно-емкостных и геолого-физических характеристик призабойной зоны пласта.

Изобретение иллюстрируется следующими графическими материалами.

5 На фиг. 1 приведена таблица, показывающая технику и оборудование для приготовления и закачки активной пачки.

На фиг. 2 приведена таблица, иллюстрирующая результаты измерения плотности ЭС с плотностью водной составляющей 1200 кг/м^3 .

10 На фиг. 3 приведена таблица, иллюстрирующая результаты измерения плотности ЭС с плотностью водной составляющей 1100 кг/м^3 .

На фиг. 4 приведена таблица, иллюстрирующая результаты измерений агрегативной устойчивости (электростабильности) ЭС с плотностью водной составляющей 1200 кг/м^3 .

На фиг. 5 приведена таблица, иллюстрирующая результаты измерений кинематической вязкости ЭС с плотностью водной составляющей 1200 кг/м^3 .

15 Применение ЭС с содержанием коллоидного раствора гидрофобных наночастиц двуокиси кремния в качестве активной пачки исключает негативные факторы, которые могут быть вызваны применением традиционного способа глушения скважин водными растворами.

20 Предлагаемая в изобретении ЭС в виде активной пачки (АП) предотвращает взаимодействие жидкости глушения на водной основе с пластовой системой ПЗП в ходе глушения скважины. При фильтрации ЭС в поровые каналы и трещины ПЗП происходит их гидрофобизация, которая приводит к снижению скорости пропитки горной породы технологическими жидкостями на водной основе при глушении, а также в ходе освоения, вывода на режим и эксплуатации скважины.

25 Содержание в ЭС коллоидного раствора гидрофобных наночастиц двуокиси кремния обеспечивает:

- возможность регулирования реологических свойств ЭС в широком диапазоне путем изменения объемного содержания коллоидного раствора наночастиц в системе;
- 30 • двухкратное увеличение стабильности ЭС;
- изменение краевого угла избирательной смачиваемости горных пород, достигаемое за счет поверхностной активности наночастиц.

При движении ЭС в пористой среде ее эффективная вязкость зависит от объемного водосодержания в системе и скорости ее фильтрации в пористой среде, увеличиваясь с 35 ростом объемного водосодержания и снижением скорости фильтрации. Это приводит к

тому, что при движении ЭС в пористой среде происходит саморегулирование вязкостных свойств, скорости и направления фильтрации в глубь ПЗП. Эти физические свойства ЭС позволяют сформировать цельный экран в ПЗП, который преимущественно проникает в наиболее проницаемые работающие интервалы ПЗП.

- 5 Изобретение обеспечивает повышение эффективности геолого-технических мероприятий по глушению нефтяных и газовых скважин.

Приготовление активной пачки

Приготовление АП производится на установке приготовления растворов: блок приготовления растворов «БПР» (миксер с мешалкой и внешним центробежным насосом).

- 10 Необходимое оборудование для приготовления и закачки активной пачки в скважину представлено в таблице на фиг. 1.

- 15 В емкость для приготовления АП набирается дизельное топливо или подготовленная нефть с пункта подготовки и перекачки нефти – 15-30 % об. Далее запускается центробежный насос на циркуляцию и лопастной перемешиватель. После этого последовательно в дизельном топливе диспергируются эмульгатор – 2-3 % об., коллоидный раствор наночастиц двуокиси кремния – 0,5-1 % об. и водный раствор хлористого кальция или хлористого калия – остальное.

- 20 В качестве эмульгатора может применяться композиция следующего состава (% об.): эфиры высших ненасыщенных кислот жирного ряда (линолевая, олеиновая, линоленовая) и смоляных кислот – 40-42, окись амина – 0.7-1, высокомолекулярный органический термостабилизатор – 0.5-1, дизельное топливо (летнее или зимнее) – остальное.

- 25 В качестве коллоидного раствора гидрофобных наночастиц двуокиси кремния может применяться композиция, содержащая, % об.: аморфная двуокись кремния – 30-32.5, монометилловый эфир пропиленгликоля – 67-69, вода – остальное.

Ввод составляющих АП в углеводородную основу производится через эжектор с помощью вакуумного шланга.

- 30 Технологические емкости должны быть оборудованы лопастными мешалками, обеспечивающими постоянное и равномерное распределение реагентов по всему объему. Для обеспечения получения и поддержания стабильных свойств АП рекомендуется применять лопастные мешалки с реверсивным направлением вращения.

- 35 Качество приготовления и стабильность свойств АП 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).

Контроль качества приготовления АП

- 5 Контроль проводится путем проверки седиментационной устойчивости АП. Тест считается положительным, если при выдержке АП при комнатной температуре в течение 2 ч произошло отделение водной фазы не более 2% от всего объема ЭС.

Расчет объема активной пачки

- 10 Объем АП (V), м^3 определяется объемами вскрытого интервала перфорации, зумпфа скважины и запаса безопасности, по формуле:

$$V = (h_{\text{тз}} - h_{\text{вд}} + h_{\text{зап}}) * V_{\text{уд}} + 0,0007 * h_{\text{сп}} + V_{\text{продавки}}, \text{ м}^3 \quad (1)$$

где:

- 15 $h_{\text{тз}}$ – уровень текущего забоя, м;
 $h_{\text{вд}}$ – уровень верхней отметки интервала перфорации, м;
 $h_{\text{зап}}$ – уровень безопасного запаса, м (при эксплуатационной колонне глубиной менее 500 м ≈ 25 метров);
 $V_{\text{уд}}$ – удельный внутренний объем обсадной колонны, м^3 на 1 п. метр;
20 0,0007 – коэффициент расхода АП на смачивание стенок труб;
 $h_{\text{сп}}$ – глубина спуска колонны насосно-компрессорных труб (НКТ);
 $V_{\text{продавки}}$ – объем продавки АП в пласт, м^3 .

Объем продавки АП в пласт $V_{\text{продавки}}$ определяют по формуле:

25 $V_{\text{продавки}} = 1/K_a + 0,2 * (h_{\text{вскр}})^{1/2}, \text{ м}^3, \quad (2)$

где:

$h_{\text{вскр}}$ – вскрытый интервал перфорации, м

K_a – коэффициент аномальности, причем $K_a = P_{\text{пластовое}} / P_{\text{гидростатическое}}$, где $P_{\text{пластовое}}$ – пластовое давление, $P_{\text{гидростатическое}}$ – гидростатическое давление.

- 30 Критерии расчета уровня безопасного запаса $h_{\text{зап}}$ – верхней границы установки АП (при эксплуатационной колонне глубиной более 500 м):

- 35 При наличии подвески электроцентробежного насоса (ЭЦН), АП устанавливается от забоя до интервала, находящегося на 50 м выше верхних отверстий перфорации, но ниже приема насоса на 50 м:

$$h=(h_{вд}+50\text{ м})-h_{тек.зab}, \quad (3)$$

где:

$h_{вд}$ – уровень верхних перфорационных отверстий, м;

$h_{тек.зab}$ – уровень текущего забоя, м.

- 5 При наличии пакерного устройства, АП устанавливается от текущего забоя до интервала установки пакера:

$$h=(h_{пак}-h_{тек.зab}), \quad (4)$$

где:

$h_{пак}$ – уровень установки пакерного устройства, м;

- 10 $h_{тек.зab}$ – уровень текущего забоя, м.

При применении гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ) с пакерным устройством, АП устанавливается от текущего забоя до интервала установки пакера аналогично формуле 4.

- 15 При применении ГНКТ без пакера, АП устанавливается от забоя до интервала, находящегося на 50 м выше верхних отверстий перфорации:

$$h=(h_{вд}+50\text{ м})-h_{тек.зab}, \quad (5)$$

где:

$h_{вд}$ – уровень верхних дыр перфорации, м;

$h_{тек.зab}$ – уровень текущего забоя, м.

- 20 Избыток объема АП на смачивание стенок определяется исходя из минимальной нормы в 1 м³ на скважину, расчетный расход АП на смачивание составляет 0,7 дм³/1 метр спущенных труб. Верхняя граница установки АП должна быть не менее чем на 50 м ниже приема спущенного глубиннонасосного оборудования (ГНО) для обеспечения циркуляции при уравнивании скважины в процессе глушения.

- 25 Установка активной пачки

Установку АП проводят стандартными методами: «прямой закачки» или «обратной закачки» в зависимости от наличия, вида подземного оборудования скважины и конструктивных особенностей скважины. Предпочтительным является метод «обратной закачки» через кольцевое межтрубное пространство.

- 30 Не рекомендуется производить глушение «прямой закачкой» при наличии спущенного электроцентробежного насоса (ЭЦН) или штангового глубинного насоса (ШГН) в связи с риском обрыва колонны с ростом давления при передавливании АП через отверстие сбивного клапана.

При наличии негерметичности эксплуатационной колонны возможным способом установки АП является метод «прямой закачки» с ограничением максимально допустимого давления в 35 атм на колонну НКТ с глубинно-насосным оборудованием (ГНО).

5 Эмульсионная система с данными составляющими не предназначена для глушения скважин с не герметичностью эксплуатационной колонны.

Установка АП прямой закачкой:

1) Объем АП меньше объема НКТ

Первый этап – закачка АП в НКТ доводка до низа НКТ (подвески насоса) на циркуляции при открытой затрубной задвижке.

10 АП закачивают в НКТ в объеме пустотного пространства НКТ и перемещают до низа НКТ (среза воронки) жидкостью глушения на циркуляции в объеме:

$$V_{(цирк.)} = V_{(НКТ)} - V_{(штанг)} - V_{(АП)} \quad (6)$$

где:

15 $V_{(цирк.)}$ – объем жидкости глушения, закачиваемой при открытой затрубной задвижке, для перемещения АП до низа НКТ, м³;

$V_{(НКТ)}$ – внутренний объем НКТ, м³;

$V_{(штанг)}$ – водоизмещение штанг, м³; (при ЭЦН $V_{(штанг)} = 0$);

$V_{(АП)}$ – объем АП, м³.

20 Второй этап – продавка АП на забой при закрытой затрубной задвижке жидкостью глушения в объеме:

$$V_{(прод.)} = 0,001 * V_{к(уд.)} * (h_{(тек.заб.)} - h_{(НКТ)}) - V_{(АП)} + I = V_{(скв. под ГНО)} - V_{(АП)} + I \quad (7)$$

где:

$V_{(прод.)}$ – объем жидкости глушения, закачиваемой при закрытой затрубной задвижке (на продавку), м³;

25 0,001 – коэффициент перерасчета дм³(л) в м³;

$V_{к(уд.)}$ – удельный внутренний объем обсадной колонны под ГНО, дм³/м,

$h_{(НКТ)}$ – глубина подвески насоса или НКТ, м;

$h_{(тек.заб.)}$ – глубина текущего забоя, м;

$V_{(АП)}$ – объем АП, м³;

30 $V_{(скв. под ГНО)}$ – объем скважины под ГНО, м³;

I – запас объема жидкости глушения на продавку АП в пласт, м³.

2) Объем АП больше объема НКТ

35 Первый этап – закачка АП в НКТ в объеме пустотного пространства НКТ (до подвески насоса) на циркуляции при открытой затрубной задвижке на перемещение.

$$V_{(АП-цирк.)} = V_{(НКТ)} - V_{(штанг)} \quad (8)$$

где:

$V_{(АП-цирк.)}$ – объем АП, закачиваемой при открытой затрубной задвижке, м³;

$V_{(НКТ)}$ – внутренний объем НКТ, м³;

5 $V_{(штанг)}$ – водоизмещение штанг, м³; (при ЭЦН $V_{(штанг)} = 0$).

Второй этап – закачка в НКТ оставшегося объема АП и ее продавка на забой при закрытой затрубной задвижке жидкостью глушения в объеме:

$$V_{(прод.)} = V_{(НКТ)} - V_{(штанг)} + V_{(скв. под ГНО)} - V_{(АП)} + I \quad (9)$$

10

$$V_{(прод.)} = 0,001 * V_{НКТ(уд.)} * h_{(НКТ)} - V_{(штанг)} + 0,001 * V_{к(уд.)} * (h_{(тек.зоб.)} - h_{(НКТ)}) - V_{(АП)} + I \quad (10)$$

где:

$V_{(прод.)}$ – объем жидкости глушения, закачиваемой на продавку при закрытой затрубной задвижке, м³;

15 0,001 – коэффициент перерасчета дм³(л) в м³;

$V_{к(уд.)}$ – удельный внутренний объем обсадной колонны под ГНО, дм³/м;

$h_{(НКТ)}$ – глубина подвески насоса или НКТ, м;

$h_{(тек.зоб.)}$ – глубина текущего забоя, м;

$V_{НКТ(уд.)}$ – удельный внутренний объем НКТ, дм³/м;

20 $V_{(штанг)}$ – водоизмещение штанг, м³; (при ЭЦН $V_{(штанг)} = 0$);

$V_{(АП)}$ – объем АП, м³;

$V_{(скв. под ГНО)}$ – объем скважины под ГНО, м³;

$V_{(НКТ)}$ – внутренний объем НКТ, м³;

I – запас объема жидкости глушения на продавку АП в пласт, м³.

25 При продавке АП на забой скважины при глушении методом прямой закачки рекомендуется не превышать предельное давление на подвеску насоса, давление опрессовки колонны и кабельного ввода (как правило, максимально до 60 атм).

После установки АП на забое скважины операция глушения заканчивается замещением затрубного объема скважинной жидкости расчетным объемом жидкости
30 глушения:

$$V_{(замещ.)} = 0,001 * V_{затруб(уд.)} * h_{(НКТ)} * 1,5 \quad (11)$$

где:

$V_{(замещ.)}$ – объем жидкости глушения закачиваемой в НКТ на циркуляции для замещения затрубной жидкости, м³;

35 0,001 – коэффициент перерасчета дм³(л) в м³;

$V_{затруб. (уд)}$ – удельный объем затрубного пространства, $дм^3/м$;

$h_{(НКТ)}$ – глубина подвески насоса или НКТ, $м$;

$1,5$ – запас жидкости глушения для полноценной промывки с выходом чистого раствора глушения на устье скважины.

5 Установка АП при глушении обратной закачкой:

Первый этап – закачка АП в затрубное пространство и доводка до низа НКТ (или до подвески насоса) на циркуляции при открытой задвижке НКТ на перемещение жидкостью глушения в объеме.

$$V_{(цирк.)} = V_{(затр.)} - V_{(АП)} \quad (12)$$

10 где:

$V_{(цирк.)}$ – объем жидкости глушения, закачиваемой при открытой задвижке НКТ, $м^3$;

$V_{(затр.)}$ – объем затрубного пространства до низа НКТ или до подвески насоса, $м^3$;

$V_{(АП)}$ – объем АП, $м^3$.

15 Второй этап – продавка АП при закрытой задвижке НКТ жидкостью глушения в объеме:

$$V_{(прод.)} = V_{(затр.)} + V_{(скв. под ГНО)} - V_{(АП)} + I \quad (13)$$

$$V_{(прод.)} = 0,001 * V_{затр. (уд)} * h_{(НКТ)} + 0,001 * V_{к (уд)} * (h_{(тек.зab.)} - h_{(НКТ)}) - V_{(АП)} + I \quad (14)$$

где:

20 $V_{(прод.)}$ – объем жидкости глушения, закачиваемой на продавку при закрытой задвижке НКТ, $м^3$;

$0,001$ – коэффициент перерасчета $дм^3(л)$ в $м^3$;

$V_{затр. (уд)}$ – удельный внутренний объем затрубного пространства, $дм^3/м$;

$V_{(затр.)}$ – объем затрубного пространства до низа НКТ или подвески насоса, $м^3$;

25 $h_{(НКТ)}$ – глубина подвески насоса или НКТ, $м$;

$h_{(тек.зab.)}$ – глубина текущего забоя, $м$;

$V_{(АП)}$ – объем АП, $м^3$;

$V_{(скв. под ГНО)}$ – объем скважины под ГНО, $м^3$;

I – запас объема жидкости глушения на продавку АП в пласт, $м^3$.

30 При продавке АП к забою скважины методом обратной закачки рекомендуется не превышать давление опрессовки кабельного ввода (как правило, 80 атм), давления опрессовки эксплуатационной колонны.

После установки АП скважину заполняют и промывают «до чистого» оставшийся объем (затрубный или трубный) водным раствором хлористого кальция или хлористого калия с добавлением гидрофобизатора марок «ИВВ-1» или «ЧАС-М» - 1-2% об., закрывают

35

трубную и затрубную задвижки, оставляют скважину на уравнивание в течение 1 часа. После чего измеряют избыточное давление в затрубном и трубном пространстве и, при необходимости, уравнивают. Стравливают избыточное давление через технологические трубки на желобную емкость.

5 АП считается установленной в заданном интервале при прокачке расчетного количества жидкости глушения на доставку по лифту (в режиме циркуляции), и продажке расчетного количества жидкости глушения при его установке на забой скважины (в режиме продавки). По окончании режима продавки, возможен рост устьевого давления на 15-20 атм при посадке АП на забой.

10 Для предотвращения преждевременного выноса АП из ПЗП при проведении спускоподъемных операций на скважине, заглушенной с использованием АП, запрещается превышать предельную скорость подъема подземного скважинного оборудования.

Удаление активной пачки

15 Рекомендуется проводить удаление АП путем перевода скважины на нефть и вызовом притока флюидов в скважину. В случае отсутствия возможности перевода скважины на нефть, допускается проводить удаление АП путем перевода скважины на водный раствор хлористого кальция или хлористого калия с добавлением гидрофобизатора марок «ИВВ-1» или «ЧАС-М» - 1-2% об. и вызовом притока жидкости в скважину. Приток в скважину можно вызвать классическими методами освоения скважины. Не
20 рекомендуется вызывать приток жидкости в скважину пуском ЭЦН. Остатки АП в каналах фильтрации углеводородов разрушаются самопроизвольно в ходе притока продукции скважины в течение первых суток.

25 Для удаления АП без вызова притока из пласта, необходимо произвести закачку нефти в интервал установки АП. Рекомендуемый расход нефти: объем 0,6-0,8 м³ на 1 м³ АП с продавкой в пласт.

Лабораторные исследования физических свойств ЭС

Для исследования физических свойств ЭС были подготовлены образцы с различным объемным содержанием компонентов.

В результате проведения экспериментов определялись следующие параметры ЭС:

- 30 • Плотность;
- Агрегативная устойчивость;
- Термостабильность;
- Кинематическая вязкость.

35 После приготовления образцов ЭС производилась их выдержка не менее 2 часов при комнатной температуре до начала проведения экспериментов.

Исследование плотности ЭС

Результаты измерения плотности ЭС (пикнометрический метод) с плотностью водной составляющей – 1200 кг/м³ и 1100 кг/м³ представлены в таблицах на фиг. 2 и 3.

Исследование агрегативной устойчивости ЭС

- 5 Агрегативная устойчивость – это способность ЭС сохранять степень дисперсности внутренней фазы.

Оценку проводили по показателю электростабильности – измерений значений электрического напряжения, соответствующего моменту разрушения ЭС, заключенной между электродами измерительной ячейки прибора. Эксперименты проводились на
10 приборе марки FANN.

Результаты измерения агрегативной устойчивости ЭС с плотностью водной составляющей – 1200 кг/м³ представлены в таблице на фиг. 4.

Исследование термостабильности ЭС

Измерение термостабильности ЭС проводили путем их выдержки в мерных
15 герметично закрытых цилиндрах в термошкафу в течение 24 часов при заданном температурном режиме 80 °С. Тест считался положительным (образец стабилен), если после 24 ч термостатирования из ЭС отделилось не более 2 % об. воды или углеводородной фазы от общего объема ЭС. В результате экспериментов на термостабильность определено, что все образцы стабильны в течение 24 часов.

20 Исследование кинематической вязкости ЭС

Результаты исследований кинематической вязкости ЭС с плотностью водной составляющей 1200 кг/м³ представлены в таблице на фиг. 5. Измерения проводились при температуре 20 °С (погрешность измерения температуры ± 0,1 °С) на вискозиметре ВПЖ-2 с константой вискозиметра – 0,09764. Перед экспериментами ЭС перемешивали в
25 механической мешалке при заданной скорости 1500 об/мин в течение 20 минут.

Результаты комплекса проведенных базовых лабораторных исследований физических свойств ЭС подтвердили высокие технологические свойства разработанного состава. Особенно важными параметрами с точки зрения промышленного применения ЭС являются высокая термостабильность и агрегативная устойчивость, а также возможность
30 регулировать вязкостные свойства ЭС, изменяя объемную долю составляющих компонентов в зависимости от фильтрационно-емкостных и геолого-физических характеристик ПЗП.

Примеры осуществления способа

Пример 1

Осуществление способа в нефтяной скважине. Показатель обводненности до глушения скважины - 54%.

5 Провели подготовительные работы на скважине:

Остановили скважину, произвели ее разрядку, проверили исправность запорной арматуры на устьевом оборудовании. Проверили наличие циркуляции в скважине и приняли решение по варианту закачки технологических жидкостей – обратная закачка. Определили величину текущего пластового давления. Произвели расстановку техники для 10 глушения согласно утвержденной схемы. Произвели обвязку оборудования и опрессовку нагнетательной линии на давление, превышающее ожидаемое рабочее в 1,5 раза, соблюдая меры безопасности. Нагнетательную линию оборудовали обратным клапаном.

По завершению подготовительных работ начали проведение технологических операций по глушению скважины.

15 На первом этапе произвели закачку в ПЗП ЭС в объеме 2 м³/метр перфорированной мощности пласта (м³/м) следующего состава, % об.: дизельное топливо – 15, эмульгатор – 2, коллоидный раствор наночастиц двуокиси кремния – 0.5, водный раствор хлористого калия плотностью 1100 кг/м³ – 82.5. При этом эмульгатор содержит (% об.): эфиры высших ненасыщенных кислот жирного ряда (линолевая) и смоляных кислот – 40, окись амина – 0.7, 20 высокомолекулярный органический термостабилизатор (суспензия извести в дизельном топливе) – 0.5, дизельное топливо (летнее) – 58.8. Коллоидный раствор наночастиц двуокиси кремния содержит (% об.): аморфная двуокись кремния – 30, монометилловый эфир пропиленгликоля – 68.5, вода – 1.5.

На втором этапе произвели закачку в ПЗП водного раствора хлористого кальция с 25 содержанием гидрофобизатора ИВВ-1 (1% масс.) плотностью 1085 кг/м³ в объеме 34 м³.

Скважина была заглушена в один цикл без осложнений. Показатель обводненности после вывода скважины на режим – 48%, среднее после трех месяцев работы скважины – 51%.

Пример 2

30 Здесь и далее подготовительные работы производились в соответствии с порядком, указанным в примере 1.

Осуществление способа прямой закачкой в нефтяной скважине. Показатель обводненности до глушения скважины - 78%.

На первом этапе произвели закачку в ПЗП ЭС в объеме 1.7 м³/м следующего состава, 35 % об.: дизельное топливо – 16, эмульгатор - 2.3, коллоидный раствор наночастиц двуокиси

кремния – 0.7, водный раствор хлористого калия плотностью 1100 кг/м³ – 81. При этом эмульгатор содержит (% об.): эфиры высших ненасыщенных кислот жирного ряда (линоленовая) и смоляных кислот – 41, окись амина – 0.9, высокомолекулярный органический термостабилизатор (суспензия извести в дизельном топливе) – 0.7, дизельное топливо (летнее) – 57.4. Коллоидный раствор наночастиц двуокиси кремния содержит (% об.): аморфная двуокись кремния – 30.5 % об., монометиловый эфир пропиленгликоля – 69 % об., вода – 0.5 % об.

На втором этапе произвели закачку в скважину водного раствора хлористого кальция с содержанием гидрофобизатора ИВВ-1 (1% масс.) плотностью 1065 кг/м³ в объеме 27 м³.

Скважина была заглушена в один цикл без осложнений. Показатель обводненности после вывода скважины на режим – 70%, среднее после трех месяцев работы скважины – 73%.

Пример 3

Осуществление способа обратной закачкой в нефтяной скважине. Показатель обводненности до глушения скважины - 47%.

На первом этапе произвели закачку в ПЗП ЭС в объеме 3.3 м³/м следующего состава, % об.: дизельное топливо – 20, эмульгатор 2.5, коллоидный раствор наночастиц двуокиси кремния – 1, водный раствор хлористого калия плотностью 1200 кг/м³ – 76.5. При этом эмульгатор содержит (% об.): эфиры высших ненасыщенных кислот жирного ряда (линоленовая) и смоляных кислот – 42, окись амина – 1, высокомолекулярный органический термостабилизатор (суспензия бентонита в дизельном топливе) – 0.8, дизельное топливо (летнее) – 56.2. Коллоидный раствор наночастиц двуокиси кремния содержит (% об.): аморфная двуокись кремния – 31.5, монометиловый эфир пропиленгликоля – 68, вода – 0.5.

На втором этапе произвели закачку в скважину водного раствора хлористого кальция с содержанием гидрофобизатора ИВВ-1 (2 % об.) плотностью 1140 кг/м³ в объеме 38 м³.

Скважина была заглушена в один цикл без осложнений. Показатель обводненности после вывода скважины на режим – 39%, среднее после трех месяцев работы скважины – 42%.

Пример 4

Осуществление способа прямой закачкой в газовой скважине. Скважина была заглушена в один цикл без осложнений.

На первом этапе произвели закачку в ПЗП ЭС в объеме 4 м³/м следующего состава, % об.: дизельное топливо – 25, эмульгатор - 2.5, коллоидный раствор наночастиц двуокиси

кремния – 1, водный раствор хлористого калия плотностью 1100 кг/м^3 – 71.5. При этом эмульгатор содержит (% об.): эфиры высших ненасыщенных кислот жирного ряда (олеиновая) и смоляных кислот – 42, окись амина – 1, высокомолекулярный органический термостабилизатор (суспензия извести в дизельном топливе) – 1, дизельное топливо (зимнее) – 56. Коллоидный раствор наночастиц двуокиси кремния содержит (% об.): аморфная двуокись кремния – 32.5, монометиловый эфир пропиленгликоля – 67, вода – 0.5.

На втором этапе произвели закачку в скважину водного раствора хлористого калия с содержанием гидрофобизатора ЧАС-М (2 % об.) плотностью 1085 кг/м^3 в объеме 40 м^3 .

Пример 5

Осуществление способа прямой закачкой в газовой скважине. Скважина была заглушена в один цикл без осложнений.

На первом этапе произвели закачку в ПЗП ЭС в объеме $4.5 \text{ м}^3/\text{м}$ следующего состава, % об.: дизельное топливо – 27, эмульгатор – 3, коллоидный раствор наночастиц двуокиси кремния – 1, водный раствор хлористого калия плотностью 1110 кг/м^3 – 69. При этом эмульгатор содержит (% об.): эфиры высших ненасыщенных кислот жирного ряда (олеиновая) и смоляных кислот – 42, окись амина – 1, высокомолекулярный органический термостабилизатор (суспензия бентонита в дизельном топливе) – 1, дизельное топливо (зимнее) – 56. Коллоидный раствор наночастиц двуокиси кремния содержит (% об.): аморфная двуокись кремния – 32.5, монометиловый эфир пропиленгликоля – 67, вода – 0.5.

На втором этапе произвели закачку в скважину водного раствора хлористого калия с содержанием гидрофобизатора ЧАС-М (2% масс.) плотностью 1090 кг/м^3 в объеме 36 м^3 .

Пример 6

Осуществление способа обратной закачкой в нефтяной скважине. Показатель обводненности до глушения скважины - 39%.

На первом этапе произвели закачку в ПЗП ЭС в объеме $2 \text{ м}^3/\text{м}$ следующего состава, % об.: дизельное топливо – 30, эмульгатор – 3, коллоидный раствор наночастиц двуокиси кремния – 1, водный раствор хлористого калия плотностью 1180 кг/м^3 – 66. При этом эмульгатор содержит (% об.): эфиры высших ненасыщенных кислот жирного ряда (олеиновая) и смоляных кислот – 42, окись амина – 1, высокомолекулярный органический термостабилизатор (суспензия извести в дизельном топливе) – 1, дизельное топливо (зимнее) – 56. Коллоидный раствор наночастиц двуокиси кремния содержит (% об.): аморфная двуокись кремния – 31.5, монометиловый эфир пропиленгликоля – 68, вода – 0.5.

На втором этапе произвели закачку в скважину водного раствора хлористого калия с содержанием гидрофобизатора ИВВ-1 (2% масс.) плотностью 1130 кг/м^3 в объеме 41 м^3 .

Скважина была заглушена в один цикл без осложнений. Показатель обводненности после вывода скважины на режим – 35%, среднее после трех месяцев работы скважины – 37%.

Пример 7

- 5 Осуществление способа обратной закачкой в нефтяной скважине. Показатель обводненности до глушения скважины - 65%.

На первом этапе произвели закачку в ПЗП ЭС в объеме 3.6 м³/м следующего состава, % об.: дизельное топливо – 30, эмульгатор – 3, коллоидный раствор наночастиц двуокиси кремния – 1, водный раствор хлористого калия плотностью 1200 кг/м³ – 66. При этом
10 эмульгатор содержит (% об.): эфиры высших ненасыщенных кислот жирного ряда (олеиновая) и смоляных кислот – 40, окись амина – 0.7, высокомолекулярный органический термостабилизатор (суспензия извести в дизельном топливе) – 0.5, дизельное топливо (зимнее) – 58.8. Коллоидный раствор наночастиц двуокиси кремния содержит (% об.):
15 аморфная двуокись кремния – 30.5, метилметилэфир пропиленгликоля – 68.5, вода – 1.

На втором этапе произвели закачку в скважину водного раствора хлористого калия с содержанием гидрофобизатора ИВВ-1 (2% масс.) плотностью 1160 кг/м³ в объеме 46 м³.

- Скважина была заглушена в один цикл без осложнений. Показатель обводненности после вывода скважины на режим – 59%, среднее после трех месяцев работы скважины –
20 57%.

Пример 8

Осуществление способа обратной закачкой в нефтяной скважине. Показатель обводненности до глушения скважины - 32%.

- На первом этапе произвели закачку в ПЗП ЭС в объеме 2.7 м³/м следующего состава,
25 % об.: дизельное топливо – 30, эмульгатор – 3, коллоидный раствор наночастиц двуокиси кремния – 1, водный раствор хлористого калия плотностью 1160 кг/м³ – 66. При этом эмульгатор содержит (% об.): эфиры высших ненасыщенных кислот жирного ряда (линолевая) и смоляных кислот – 40, окись амина – 0.7, высокомолекулярный органический термостабилизатор (суспензия извести в дизельном топливе) – 0.5, дизельное топливо
30 (летнее) – 58.8. Коллоидный раствор наночастиц двуокиси кремния содержит (% об.): аморфная двуокись кремния – 32.5, метилметилэфир пропиленгликоля – 67, вода – 0.5.

На втором этапе произвели закачку в скважину водного раствора хлористого калия с содержанием гидрофобизатора ИВВ-1 (2% масс.) плотностью 1100 кг/м³ в объеме 44 м³.

Скважина была заглушена в один цикл без осложнений. Показатель обводненности после вывода скважины на режим – 28%, среднее после трех месяцев работы скважины – 26%.

Пример 9

5 Осуществление способа обратной закачкой в нефтяной скважине. Показатель обводненности до глушения скважины - 41%.

На первом этапе произвели закачку в ПЗП ЭС в объеме 3,1 м³/м следующего состава, % об.: подготовленная нефть с пункта подготовки и перекачки нефти – 27, эмульгатор – 2.5, коллоидный раствор наночастиц двуокиси кремния – 0.8, водный раствор хлористого калия
10 плотностью 1130 кг/м³ – 69.7. При этом эмульгатор содержит (% об.): эфиры высших ненасыщенных кислот жирного ряда (линоленовая) и смоляных кислот – 41, окись амина – 0.7, высокомолекулярный органический термостабилизатор (суспензия бентонита в дизельном топливе) – 0.5, дизельное топливо (летнее) – 42.2. Коллоидный раствор наночастиц двуокиси кремния содержит (% об.): аморфная двуокись кремния – 30,
15 монометиловый эфир пропиленгликоля – 69, вода – 1.

На втором этапе произвели закачку в скважину водного раствора хлористого калия с содержанием гидрофобизатора ЧАС-М (1.5% масс.) плотностью 1100 кг/м³ в объеме 47 м³.

Скважина была заглушена в один цикл без осложнений. Показатель обводненности
20 после вывода скважины на режим – 35%, среднее после трех месяцев работы скважины – 33%.

Пример 10

Осуществление способа обратной закачкой в нефтяной скважине. Показатель обводненности до глушения скважины - 53%.

25 На первом этапе произвели закачку в ПЗП ЭС в объеме 4 м³/м следующего состава, % об.: подготовленная нефть с пункта подготовки и перекачки нефти – 25, эмульгатор – 2.5, коллоидный раствор наночастиц двуокиси кремния – 0.5, водный раствор хлористого калия плотностью 1200 кг/м³ – 72. При этом эмульгатор содержит (% об.): эфиры высших ненасыщенных кислот жирного ряда (линоленовая) и смоляных кислот – 40, окись амина –
30 0.7, высокомолекулярный органический термостабилизатор (суспензия бентонита в дизельном топливе) – 0.5, дизельное топливо (летнее) – 58.8. Коллоидный раствор наночастиц двуокиси кремния содержит (% об.): аморфная двуокись кремния – 31.5, монометиловый эфир пропиленгликоля – 68, вода – 0.5. На втором этапе произвели закачку в скважину водного раствора хлористого калия с содержанием гидрофобизатора ЧАС-М
35 (1.5% масс.) плотностью 1180 кг/м³ в объеме 42 м³.

Скважина была заглушена в один цикл без осложнений. Показатель обводненности после вывода скважины на режим – 50%, среднее после трех месяцев работы скважины – 48%.

Пример 11

- 5 Осуществление способа обратной закачкой в нефтяной скважине. Показатель обводненности до глушения скважины - 77%.

На первом этапе произвели закачку в ПЗП ЭС в объеме 3.3 м³/м следующего состава, % об.: подготовленная нефть с пункта подготовки и перекачки нефти – 25, эмульгатор – 2.5, коллоидный раствор наночастиц двуокиси кремния – 0.7, водный раствор хлористого калия
10 плотностью 1180 кг/м³ – 71.8. При этом эмульгатор содержит (% об.): эфиры высших ненасыщенных кислот жирного ряда (линоленовая) и смоляных кислот – 42, окись амина – 0.9, высокомолекулярный органический термостабилизатор (суспензия бентонита в дизельном топливе) – 0.8, дизельное топливо (зимнее) – 56.3. Коллоидный раствор наночастиц двуокиси кремния содержит (% об.): аморфная двуокись кремния – 32,
15 монометилвый эфир пропиленгликоля – 67.5, вода – 0.5.

На втором этапе произвели закачку в скважину водного раствора хлористого калия с содержанием гидрофобизатора ЧАС-М (1% масс.) плотностью 1150 кг/м³ в объеме 36 м³.

- Скважина была заглушена в один цикл без осложнений. Показатель обводненности после вывода скважины на режим – 73%, среднее после трех месяцев работы скважины –
20 71%.

Таким образом, изобретение обеспечивает повышение эффективности геолого-технических мероприятий по глушению нефтяных и газовых скважин, высокую термостабильность и агрегативную устойчивость эмульсионной системы для глушения скважин, а также возможность регулировать поверхностно-активные свойства и вязкость
25 эмульсионной системы в зависимости от фильтрационно-емкостных и геолого-физических характеристик призабойной зоны пласта.

30

35

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

Способ глушения нефтяных и газовых скважин, включающий последовательную
5 закачку в призабойную зону пласта активной пачки и продавочной жидкости, при этом в качестве активной пачки используют эмульсионную систему, содержащую (% об.):

- дизельное топливо или подготовленную нефть с пункта подготовки и перекачки нефти – 15-30,
- эмульгатор – 2-3,
- 10 – коллоидный раствор гидрофобных наночастиц двуокиси кремния – 0.5-1,
- водный раствор хлористого кальция или хлористого калия – остальное,

при этом указанный эмульгатор содержит (% об.): эфиры высших ненасыщенных кислот жирного ряда и смоляных кислот – 40-42, окись амина – 0.7-1, высокомолекулярный органический термостабилизатор – 0.5-1, дизельное топливо – остальное,

15 указанный коллоидный раствор гидрофобных наночастиц двуокиси кремния содержит (% об.): аморфную двуокись кремния – 31-32.5, монометиловый эфир пропиленгликоля – 67-69, вода – остальное,

а в качестве продавочной жидкости используют водный раствор хлористого кальция или хлористого калия с добавлением гидрофобизатора марки «ИВВ-1» или «ЧАС-М» 1-2%
20 об.

№	Специальная техника и оборудование	Ед. измерения	Количество, шт.	Назначение
1	БПР с внешним насосом и лопастной мешалкой	шт.	1	Приготовление АП
2	Линия (трубки, шланги)	компл.	1	Налив и слив воды, АП
3	ЦА-320	шт.	1	Для перекачки АП, закачки в скважину
4	Автоцистерна	шт.	2	Для перевозки АП и технической воды
5	Технологическая емкость (25 м ³)	шт.	1	Хранение технологических жидкостей
6	Мерная линейка	шт.	1	Измерения объема АП
7	Ареометр	шт.	1	Замер плотности жидкостей

Фиг. 1

Состав ЭС, % об.				Плотность, кг/м ³
Диз. топливо	Эмульгатор	Коллоидный раствор наночастиц	Водный раствор хлористого кальция	
15	2	0.5	82.5	1180
15	2	0.5	82.5	1183
20	2.5	0.7	76.8	1171
25	2.5	0.7	76.8	1166
28	3	1	68	1142
30	3	1	68	1095

Фиг. 2

Состав ЭС, % об.				Плотность, кг/м ³
Диз. топливо	Эмульгатор	Коллоидный раствор наночастиц	Водный раствор хлористого калия	
15	2	0.5	82.5	1067
15	2	0.5	82.5	1063
20	2.5	0.7	76.8	1043
25	2.5	0.7	76.8	1030
28	3	1	68	1033
30	3	1	68	1005

Фиг. 3

Состав ЭС, % об.				Электростабильность, В
Диз. топливо	Эмульгатор	Коллоидный раствор наночастиц	Водный раствор хлористого кальция	
15	2	0.5	82.5	131
15	2	0.5	82.5	134
20	2.5	0.7	76.8	140
25	2.5	0.7	76.8	165
28	3	1	68	156
30	3	1	68	169

Фиг. 4

Состав ЭС, % об.				Кинематическая вязкость, мм ² /с
Диз. топливо	Эмульгатор	Коллоидный раствор наночастиц	Водный раствор хлористого кальция	
15	2	0.5	82.5	10,6
15	2	0.5	82.5	9,1
20	2.5	0.7	76.8	8,7
25	2.5	0.7	76.8	8,2
28	3	1	68	8.0
30	3	1	68	7.9

Фиг. 5