

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **040038**

(13) **B1**

(12) **ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ**

(45) Дата публикации и выдачи патента
2022.04.12

(21) Номер заявки
202090358

(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**

(43) **2020.07.31**

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

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

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:

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

(72) Изобретатель:

Сергеев Виталий Вячеславович (RU)

(74) Представитель:

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

(56) **RU-C1-2257462**

RU-C2-2184839

RU-C1-2441975

(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, монометилловый 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.

B1

040038

040038

B1

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 нефтегазопрооявления.

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.

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.

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.

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.

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.

Из патента US 2016/0017204 (МПК С09К 8/36, С09К 8/42, С09К 8/584, С09К 8/60, E21В 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 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 А1 (МПК С09К 8/05, С09К 8/42, С09К 8/57, E21В 21/00, E21В 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 С09К 8/05, С09К 8/48, С09К 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 Е21В 43/12, С09К 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 Е21В 43/12, С09К 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 Е21В 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 С09К 8/42, опубликован 10.06.2009) известен способ приготовления блокирующей жидкости для глушения скважин. Блокирующая жидкость содержит дизельное топливо или нефть, эмульгатор, органophilную глину, водный раствор хлористого кальция или хлористого калия, регулятор фильтрации и гидрофобизатор АБР. Недостатком способа является наличие в композиции частиц органophilной 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 С09К 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, органophilную глину, бентонит или другие глинистые частицы и солевой раствор. Недостатком способа является наличие в композиции твердых частиц органophilной 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 С09К 8/42, опубликован 10.07.2006) известен способ приготовления композиции для глушения скважин, содержащей углеводорода, 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 коагулянтом 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, монометилловый 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.

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/м³.

На фиг. 3 приведена таблица, иллюстрирующая результаты измерения плотности ЭС с плотностью водной составляющей 1100 кг/м³.

На фиг. 4 приведена таблица, иллюстрирующая результаты измерений агрегативной устойчивости (электростабильности) ЭС с плотностью водной составляющей 1200 кг/м³.

На фиг. 5 приведена таблица, иллюстрирующая результаты измерений кинематической вязкости ЭС с плотностью водной составляющей 1200 кг/м³.

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.

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.

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;

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 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.

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

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 лопастью перемешиватель. После этого последовательно в дизельном топливе диспергируются эмульгатор - 2-3 об.%, коллоидный раствор наночастиц двуокиси кремния - 0,5-1 об.% и водный раствор хлори-

стого кальция или хлористого калия - 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.

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.

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.

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

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

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

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

где $h_{тз}$ - уровень текущего забоя, м;

$h_{вд}$ - уровень верхней отметки интервала перфорации, м;

$h_{зап}$ - уровень безопасного запаса, м (при эксплуатационной колонне глубиной менее 500 м ≈ 25 м);

$V_{уд}$ - удельный внутренний объем обсадной колонны, m^3 на 1 п. метр;

0,0007 - коэффициент расхода АП на смачивание стенок труб;

$h_{сп}$ - глубина спуска колонны насосно-компрессорных труб (НКТ);

$V_{продавки}$ - объем продавки АП в пласт, m^3 .

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

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

где $h_{вскр}$ - вскрытый интервал перфорации, м

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

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

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:

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

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

$h_{тек.заб}$ - уровень текущего забоя, м.

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

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

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

$h_{тек.заб}$ - 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.

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

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

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

$h_{тек.заб}$ - уровень текущего забоя, м.

Избыток объема АП на смачивание стенок определяется исходя из минимальной нормы в $1 m^3$ на

скважину, расчетный расход АП на смачивание составляет 0,7 дм³/1 м 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.

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.

Не рекомендуется производить глушение "прямой закачкой" при наличии спущенного электроцентробежного насоса (ЭНН) 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).

Эмульсионная система с данными составляющими не предназначена для глушения скважин с негерметичностью 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.

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 $V_{(цирк.)}$ - 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.

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;

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;

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

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

2) Объем АП больше объема НКТ.

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;

$V_{(штанг)}$ - 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:

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

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

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

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;

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

$V_{(штанг)}$ - 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;

l - запас объема жидкости глушения на продавку АП в пласт, м³.

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 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;

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

$V_{затруб(уд.)}$ - удельный объем затрубного пространства, дм³/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.

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.

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

где $V_{(цирк.)}$ - объем жидкости глушения, закачиваемой при открытой задвижке НКТ, м³;

$V_{(затр.)}$ - объем затрубного пространства до низа НКТ или до подвески насоса, м³;

$V_{(АП)}$ - объем АП, м³.

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

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

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

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

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

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

$V_{затр.(уд.)}$ - удельный внутренний объем затрубного пространства, дм³/м;

$V_{(затр.)}$ - объем затрубного пространства до низа НКТ или подвески насоса, м³;

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

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

$V_{(АП)}$ - объем АП, м³;

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

l - запас объема жидкости глушения на продавку АП в пласт, м³.

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

АП считается установленной в заданном интервале при прокачке расчетного количества жидкости глушения на доставку по лифту (в режиме циркуляции), и продавке 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.

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

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 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.

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: плотность; агрегативная устойчивость; термостабильность; кинематическая вязкость.

После приготовления образцов ЭС производилась их выдержка не менее 2 ч 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

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 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 герметично закрытых цилиндрах в термощкафу в течение 24 ч при заданном температурном режиме 80°C. 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 ч.

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°C (погрешность измерения температуры ± 0,1°C) на вискозиметре ВПЖ-2 с константой вискозиметра - 0,09764. Перед экспериментами ЭС перемешивали в механической мешалке при заданной скорости 1500 об/мин в течение 20 мин.

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 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%.

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 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.

На первом этапе произвели закачку в ПЗП ЭС в объеме 2 м³/м 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, 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, монометиловый эфир пропиленгликоля - 68.5, вода - 1.5.

На втором этапе произвели закачку в ПЗП водного раствора хлористого кальция с содержанием гидрофобизатора ИВВ-1 (1 мас.%) 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.

Здесь и далее подготовительные работы производились в соответствие 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 $1.7 \text{ м}^3/\text{м}$ следующего состава, об.%: дизельное топливо - 16, эмульгатор - 2.3, коллоидный раствор наночастиц двуокиси кремния - 0.7, водный раствор хлористого калия плотностью $1100 \text{ кг}/\text{м}^3$ - 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.%, монометилловый 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 мас.%) плотностью $1065 \text{ кг}/\text{м}^3$ в объеме 27 м^3 .

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 $3.3 \text{ м}^3/\text{м}$ следующего состава, об.%: дизельное топливо - 20, эмульгатор 2.5, коллоидный раствор наночастиц двуокиси кремния - 1, водный раствор хлористого калия плотностью $1200 \text{ кг}/\text{м}^3$ - 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, монометилловый 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 $1140 \text{ кг}/\text{м}^3$ в объеме 38 м^3 .

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 $4 \text{ м}^3/\text{м}$ следующего состава, об.%: дизельное топливо - 25, эмульгатор - 2.5, коллоидный раствор наночастиц двуокиси кремния - 1, водный раствор хлористого калия плотностью $1100 \text{ кг}/\text{м}^3$ - 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, монометилловый 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 $1085 \text{ кг}/\text{м}^3$ 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 $1110 \text{ кг}/\text{м}^3$ - 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, монометилловый эфир пропиленгликоля - 67, вода - 0.5.

На втором этапе произвели закачку в скважину водного раствора хлористого калия с содержанием гидрофобизатора ЧАС-М (2 мас.%) плотностью $1090 \text{ кг}/\text{м}^3$ 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 $1180 \text{ кг}/\text{м}^3$ - 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, монометилловый эфир пропиленгликоля - 68, вода - 0.5.

На втором этапе произвели закачку в скважину водного раствора хлористого калия с содержанием гидрофобизатора ИВВ-1 (2 мас.%) плотностью ИЗО кг/м³ в объеме 41 м³.

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. 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 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. %): аморфная двуокись кремния - 30.5, монометилловый эфир пропиленгликоля - 68.5, вода - 1.

На втором этапе произвели закачку в скважину водного раствора хлористого калия с содержанием гидрофобизатора ИВВ-1 (2 мас.%) 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 - 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, 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 (летнее) - 58.8. Коллоидный раствор наночастиц двуокиси кремния содержит (об. %): аморфная двуокись кремния - 32.5, монометилловый эфир пропиленгликоля - 67, вода - 0.5.

На втором этапе произвели закачку в скважину водного раствора хлористого калия с содержанием гидрофобизатора ИВВ-1 (2 мас.%) 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. 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 плотностью ИЗО 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, монометилловый эфир пропиленгликоля - 69, вода - 1.

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

Скважина была заглушена в один цикл без осложнений. Показатель обводненности 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%.

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 - 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, монометилловый эфир пропиленгликоля - 68, вода - 0.5. На втором этапе произвели закачку в скважину водного раствора хлористого калия с содержанием гидрофобизатора ЧАС-М (1.5 мас.%) 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. 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 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, монометиловый эфир пропиленгликоля - 67,5, вода - 0,5.

На втором этапе произвели закачку в скважину водного раствора хлористого калия с содержанием гидрофобизатора ЧАС-М (1 мас.%) 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 - 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 эмульсионной системы в зависимости от фильтрационно-емкостных и геолого-физических характеристик призабойной зоны пласта.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

Способ глушения нефтяных и газовых скважин, включающий 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,

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,

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 1-2 об.% гидрофобизатора марки "ИВВ-1" или "ЧАС-М", где гидрофобизатор "ИВВ-1" представляет собой смесь алкилдиметилбензиламоний хлорида и четвертичной амониевой соли третичного амина, получаемый путем конденсации алкилдиметиламина и бензилхлорида, а гидрофобизатор "ЧАС-М" представляет собой водно-спиртовой раствор четвертичных аммониевых солей алкилдиметиламина.

№	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

