



(51) МПК  
*E21B 33/138* (2006.01)  
*E21B 43/22* (2006.01)  
*E21B 43/32* (2006.01)  
*C09K 8/50* (2006.01)

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА  
 ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(52) СПК  
*E21B 33/138 (2020.08); E21B 43/32 (2020.08); C09K 8/50 (2020.08)*

(21)(22) Заявка: 2020112178, 25.03.2020

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:  
 25.03.2020

Дата регистрации:  
 02.02.2021

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 25.03.2020

(45) Опубликовано: 02.02.2021 Бюл. № 4

Адрес для переписки:

127474, Москва, ул. Дубнинская, 39, кв. 78,  
 Сергееву Виталию Вячеславовичу

(72) Автор(ы):

Сергеев Виталий Вячеславович (RU)

(73) Патентообладатель(и):

Общество с ограниченной ответственностью  
 "ОИЛМАЙНД" (RU)

(56) Список документов, цитированных в отчете  
 о поиске: RU 2670307 C1, 22.10.2018. RU  
 2700851 C1, 23.09.2019. RU 2112133 C1,  
 27.05.1998. US 2009211758 A1, 27.08.2009.

(54) Способ выравнивания профиля приемистости нагнетательной скважины

(57) Реферат:

Изобретение относится к нефтегазодобывающей промышленности, а именно к технологиям перераспределения фильтрационных потоков в призабойной зоне пласта нагнетательной скважины. Сущность изобретения заключается в том, что способ включает закачку в призабойную зону пласта блокирующего агента, в качестве которого используют эмульсионную систему с наночастицами двуокиси кремния, содержащую, % об.: дизельное топливо или подготовленную нефть с пункта подготовки и перекачки нефти - 5-12, эмульгатор - 2-3, коллоидные наночастицы двуокиси кремния - 0.25-1.0, водный раствор хлористого кальция или хлористого калия - остальное. В качестве эмульгатора используют композицию, содержащую, % 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. В качестве коллоидных наночастиц двуокиси кремния используют композицию, содержащую, % об.: двуокись кремния - 30-32 в монометиловом эфире пропиленгликоля - 67-68, вода - остальное, или двуокись кремния - 29-31 в изопропанол - 67-69 и метиловом спирте - остальное, или двуокись кремния - 29-31 в этиленгликоле - остальное. Техническим результатом изобретения является повышение технологической эффективности эксплуатации скважин, расширение применимости состава в нефтегазоносных пластах, упрощение реализации способа в условиях нефтегазодобывающего промысла, снижение вредного воздействия на окружающую среду. 5 ил.

RU 2 742 168 C1

RU 2 742 168 C1



FEDERAL SERVICE  
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(51) Int. Cl.  
*E21B 33/138* (2006.01)  
*E21B 43/22* (2006.01)  
*E21B 43/32* (2006.01)  
*C09K 8/50* (2006.01)

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(52) CPC  
*E21B 33/138 (2020.08); E21B 43/32 (2020.08); C09K 8/50 (2020.08)*

(21)(22) Application: **2020112178, 25.03.2020**

(24) Effective date for property rights:  
**25.03.2020**

Registration date:  
**02.02.2021**

Priority:  
(22) Date of filing: **25.03.2020**

(45) Date of publication: **02.02.2021** Bull. № 4

Mail address:  
**127474, Moskva, ul. Dubninskaya, 39, kv. 78,  
Sergeevu Vitaliyu Vyacheslavovichu**

(72) Inventor(s):  
**Sergeev Vitalij Vyacheslavovich (RU)**

(73) Proprietor(s):  
**Obshchestvo s ogranichennoj otvetstvennostyu  
"OILMAJND" (RU)**

(54) **METHOD TO EQUALIZE INJECTION CAPACITY PROFILE OF INJECTION WELL**

(57) Abstract:

FIELD: oil, gas and coke-chemical industries.

SUBSTANCE: invention relates to oil and gas industry, namely to technologies of redistribution of filtration flows in bottom-hole zone of injection well. Essence of the invention consists in that the method involves pumping a blocking agent into the bottom-hole formation zone as an emulsion system with nanoparticles of silicon dioxide containing the following, vol. %: diesel fuel or prepared oil from point of preparation and pumping oil - 5-12, emulsifier - 2-3, colloidal nanoparticles of silicon dioxide - 0.25-1.0, water solution of calcium chloride or potassium chloride is balance. Emulsifier used is a composition containing, vol. %: esters of higher unsaturated fatty acids and resin acids - 40-42, amine oxide - 0.7-1, high-molecular

organic heat stabilizer - 0.5-1, diesel fuel is the rest. Colloidal nanoparticles of silicon dioxide used are a composition containing the following, vol. %: silicon dioxide - 30-32 in monomethyl ether of propylene glycol - 67-68, water is the rest, or silicon dioxide - 29-31 in isopropanol - 67-69 and methyl alcohol is the rest, or silicon dioxide - 29-31 in ethylene glycol is the rest.

EFFECT: technical result of the invention is increase of technological efficiency of operation of wells, expansion of applicability of a composition in oil-gas-bearing strata, simplification of implementation of the method in conditions of an oil-and-gas producing field, reduction of harmful influence on environment.

1 cl, 5 dwg

RU 2 742 168 C1

RU 2 742 168 C1

Изобретение относится к нефтегазодобывающей промышленности, а именно к технологиям перераспределения фильтрационных потоков в призабойной зоне пласта нагнетательной скважины.

5 Приток жидкости и газа из пласта в скважины происходит под действием сил, природа и величина которых определяются режимом работы залежи. В настоящее время одним из наиболее широко распространенных режимов работы нефтяных и газовых пластов является водонапорный режим, который формируется при наличии активных краевых вод или при искусственном заводнении пласта.

10 Искусственное заводнение пласта реализуется путем нагнетания воды с поверхности в пласт через сеть нагнетательных скважин, предусмотренных системой разработки залежи на этапе подготовки месторождения к промышленной эксплуатации. При таком режиме работы пласта нефть и газ вытесняются из горных пород внешним агентом - нагнетаемой водой.

15 Запасы энергии при фильтрации жидкостей и газов в пластовых условиях расходуются в основном на преодоление сил вязкого трения, капиллярных и адгезионных сил. При этом, гидравлические сопротивления при фильтрации жидкостей и газов в горных породах пропорциональны скорости потока и вязкости жидкостей, на которые оказывают значительное влияние поверхностные явления.

20 Пластовые флюиды и нагнетаемая с поверхности вода в пластовых условиях фильтруются одновременно. При этом полного вытеснения нефти замещающим ее агентом не происходит ввиду неоднородности размеров каналов фильтрации и разницы в вязкостях нефти и воды. Вода, являясь менее вязкой жидкостью, опережает нефть, изменяя насыщенность каналов фильтрации и эффективные проницаемости горных пород для нефти и воды. Опыт показывает, что увеличение водонасыщенности до 50-  
25 60% влечет за собой прогрессирующий рост количества воды в потоке в связи с возрастанием эффективной проницаемости горных пород для воды.

30 Данное явление в комбинации с макро- и микронеоднородностью пласта приводит к разрыву фронта вытеснения нефти водой и образованию зон прорывов нагнетаемой воды к участкам пониженного давления - забоям добывающих скважин. Наличие зон прорывов нагнетаемого агента к забоям добывающих скважин приводит к снижению коэффициента охвата пласта воздействием и коэффициента нефтеотдачи пласта.

35 В связи с этим для решения задачи повышения эффективности эксплуатации скважин при разработке нефтяных и газовых месторождений необходимо внедрение способов, обеспечивающих перераспределение фильтрационных потоков в призабойной зоне пласта нагнетательной скважины и увеличение охвата пласта воздействием.

40 Из уровня техники известен эмульсионный состав для ограничения водопритокков, выравнивания профиля приемистости и глушения скважин (патент РФ на изобретение №2539484, МПК С09К 8/42, С09К 8/506, опубликован 20.01.2013). Эмульсионный состав содержит, мас. %: углеводородная фаза 2-25, эмульгатор 0.1-5.0, водная фаза - остальное. Эмульгатор содержит в качестве активного вещества продукт взаимодействия жирной кислоты типа R-COON, где R=C<sub>5</sub>-C<sub>20</sub>, с амином R-N-(R'-NH<sub>2</sub>)<sub>n</sub>, где R=C<sub>4</sub>-C<sub>22</sub>, R'=C<sub>2</sub>-C<sub>4</sub>, n=0-2, при следующем соотношении компонентов эмульгатора, мас. %: указанный продукт взаимодействия 2.0-80.0, неионогенные поверхностно-активные вещества (НПАВ) 2.0-60.0, спирт - остальное. В качестве углеводородной фазы состав может  
45 содержать нефть, керосин или дизельное топливо. В качестве водной фазы состав может содержать минерализованную или пресную воду. Недостатком данного эмульсионного состава является сравнительно низкая термостабильность - 80°C, что значительно ограничивает применимость состава.

Из патента РФ на изобретение №2279463 (МПК С09К 8/588, опубликован 10.07.2006) известен состав для выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин, снижения обводненности и повышения нефтеотдачи, а также способ его приготовления. Состав содержит водный раствор экзополисахаридов, продуцируемого *Azotobacter vinelandii* (Lipman) ФЧ-1, ВКПМ В-5933 в виде культуральной жидкости, крахмал и воду, дополнительно содержит водопоглощающий полимер, затворенный в инертном носителе - безводном углеводородном растворителе, используемом и в качестве буфера разделения от воды при закачке состава в скважину. Состав дополнительно может содержать высокодисперсный гидрофобный материал в количестве 0.1-2.0 мас. %.

Соотношение компонентов, мас. %: экзополисахарид 0.005-0.10, крахмал 0.5-5.0, водопоглощающий полимер 0.1-5.0, вода - остальное. В качестве инертного носителя используются безводные углеводородные жидкости - керосин, бензин, нефрас, дизельное топливо, диоксан, диизопропиловый эфир, а также спирты, в том числе гликоли (этиленгликоль, диэтиленгликоль, полигликоли или отходы, их содержащие), глицерин или отходы, его содержащие, и другие углеводородные жидкости. В качестве высокодисперсного гидрофобного материала используют, в частности, высокодисперсные материалы оксидов кремния, например, кремнезем марки Полисил. В качестве Полисила используют химически модифицированные кремнеземы ( $\text{SiO}_2$ ) и в зависимости от способа модификации применяют гидрофобный (Полисил-П1) и дифильный (Полисил-ДФ). Недостатком данного изобретения является многокомпонентность состава и необходимость применения буферной пачки для снижения риска гелирования водопоглощающего полимера в ходе закачки состава в скважину, что значительно осложняет реализацию способа в условиях нефтегазодобывающего промысла. Блокирующий эффект данного состава является необратимым и нерегулируемым, что также является существенным недостатком данного способа.

Из патента РФ на изобретение №2110675 (МПК Е21В 43/22, опубликован 10.05.1998) известна инвертная микроэмульсия для обработки нефтяных пластов. Инвертная микроэмульсия содержит следующие компоненты, мас. %: жидкий углеводород 10.0-20.0, эмульгатор - Нефтенол НЗ 0.3-0.5%; хлористый кальций 0.3-1.5; остальное - вода. В качестве жидкого углеводорода используют гексановую фракцию, стабильный бензин, газовый конденсат, дизельное топливо, а также маловязкие нефти. Эмульгатор нефтенол НЗ представляет собой углеводородный раствор эфиров кислот таллового масла и триэтаноламина. Микроэмульсию применяют следующим образом. В заводненый пласт, после применения метода разработки путем закачки воды, через буферную задвижку нагнетательной скважины закачивают расчетное количество приготовленной микроэмульсии или количество, при котором наблюдается снижение приемистости скважины до заданной отметки. После закачки микроэмульсии в пласт нагнетают воду или водный раствор полимера. Недостатком данного изобретения является низкие механическая и термическая стабильности инвертной микроэмульсии, что значительно ограничивает применимость состава.

Из патента РФ на изобретение №2313558 (МПК С09К 8/44, С09К 8/82, опубликован 27.12.2007) известен состав для выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин и селективной изоляции воды в добывающих скважинах. Состав, являющийся устойчивой эмульсией, содержит эмульгатор Нефтенол НЗ, нефть, 1.4-1.5%-ный водный раствор хлорида натрия и дополнительно бентонит и полиакриламид при следующем соотношении компонентов, мас. %: бентонит - 0.95-1.0, полиакриламид - 0.45-0.5, нефтенол НЗ - 0.05-0.35, нефть и раствор хлорида натрия в весовом соотношении 1:1 -

остальное. Недостатком данного изобретения является необратимость блокирующего эффекта ввиду наличия в эмульсии полиакриламида, а также низкая термостабильность.

Из патента Китая на изобретение №108048057 (МПК C04B 28/00, C04B 28/26, C09K 8/467, C09K 8/58, E21B 43/22, опубликован 18.05.2018) известен состав (агент) и способ для регулирования профиля приемистости. Агент содержит первую систему и вторую систему. Первую систему готовят из следующих компонентов в массовых процентах: от 10 до 20% смектита, от 10 до 25% пылевидной топливной золы, от 5 до 15% диоксида кремния, от 0.2 до 0.8% модифицирующего агента, от 0.4 до 1% упрочняющего агента, от 0.8 до 2% активирующего агента и остальное - вода. Вторую систему готовят из следующих компонентов в массовых процентах: от 15 до 25% хлорида кальция или хлорида магния, от 10 до 25% силиката натрия, от 5 до 15% порошка шлака, от 3 до 10% кремнефтористого натрия и остальное количество воды. Способ регулирования профиля включает следующие этапы: закачка первой системы в пласт; затем соответственно закачивание в пласт водного раствора хлорида кальция или хлорида магния и смешанного раствора силиката натрия, шлакового порошка и воды, и завершение регулирования профиля. Агент для регулирования профиля, предлагаемый в настоящем изобретении, способен блокировать большие поры, регулировать профиль ввода пара и повышать эффективность вытесняющей способности пара после реакции в подземном пласте, таким образом достигаются цели улучшения эффекта ввода пара и повышения эффективности извлечения нефти. Недостатком данного изобретения является многокомпонентность композиции и высокая чувствительность к минерализации и составу технической и пластовых вод, что значительно осложняет реализацию способа в условиях нефтегазодобывающего промысла. Содержание в композиции упрочняющего и активирующего агентов в композиции приводит к необратимой блокировке каналов фильтрации в пластовых условиях и, как следствие, загрязнению окружающей среды.

Из патента Китая на изобретение №104673260 (МПК B02C 18/10, B02C 18/14, B02C 21/00, B07B 1/04, B07B 1/46, C09K 8/512, E21B 33/13, E21B 43/22, опубликован 03.06.2015) известен сшивающий водоотсечной и регулирующий профиль агент, а также способ его получения и его применение. Агент получают из мицеллярных частиц, сшивающего агента, инициатора и воды. Содержит 4-9% сырой нефти, 7,5-9% НРАМ, 0,4-0,5% CaCO<sub>3</sub>, 0,4-0,6% MgCO<sub>3</sub>, 0,9-1,1% Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, 3,1-3,2% силиката и остальное - вода. Агент способен к водоотсечению (блокированию воды) и к регулированию профиля. В соответствии с изобретением уменьшается загрязнение окружающей среды, технологический процесс является простым, обработка является быстрой, блокирование в процессе повторного впрыска предотвращается, и агент получают при относительно низкой стоимости. Недостатком данного изобретения является высокая чувствительность компонентов агента к минерализации и составу технической и пластовых вод, что значительно осложняет реализацию способа в условиях нефтегазодобывающего промысла. Содержание синтетических полимеров в составе агента приводит к необратимой блокировке каналов фильтрации в пластовых условиях и, как следствие, загрязнению окружающей среды.

Для решения указанных проблем разработки нефтяных и газовых месторождений предлагается способ выравнивания профиля приемистости нагнетательной скважины, основанный на закачке в призабойную зону пласта (ПЗП) эмульсионной системы с наночастицами двуоксида кремния.

Сущность изобретения заключается в том, что способ включает закачку в ПЗП блокирующего агента, в качестве которого используют эмульсионную систему с

наночастицами двуокиси кремния (ЭСН), содержащую (% об.): дизельное топливо или подготовленную нефть с пункта подготовки и перекачки нефти - 5-12, эмульгатор - 2-3, коллоидные наночастицы двуокиси кремния - 0.25-1.0, водный раствор хлористого кальция или хлористого калия - остальное, причем в качестве эмульгатора используют композицию, содержащую (% 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, в качестве коллоидных наночастиц двуокиси кремния используют композицию, содержащую (% об.): двуокись кремния - 30-32 в монометиловом эфире пропиленгликоля - 67-68, вода - остальное, или двуокись кремния - 29-31 в изопропаноле - 67-69 и метиловом спирте - остальное, или двуокись кремния - 29-31 в этиленгликоле - остальное.

Техническим результатом изобретения является повышение технологической эффективности эксплуатации скважин, расширение применимости состава в нефтегазоносных пластах, упрощение реализации способа в условиях нефтегазодобывающего промысла, снижение вредного воздействия на окружающую среду.

Расширение применимости состава достигается за счет повышения механической и термической стабильности эмульсионной системы. Упрощение реализации способа в условиях нефтегазодобывающего промысла достигается за счет уменьшения количества компонентов состава, за счет исключения необходимости применения буферной пачки для снижения риска гелирования водопоглощающего полимера в ходе закачки состава в скважину и за счет снижения чувствительности компонентов агента к минерализации и составу технической и пластовых вод. Снижение вредного воздействия на окружающую среду достигается за счет обратимости блокирующего эффекта заявляемого состава.

Изобретение иллюстрируется следующими графическими материалами.

На фиг. 1 приведена таблица, раскрывающая технику и оборудование для приготовления и закачки ЭСН в нагнетательную скважину.

На фиг. 2 приведена таблица, иллюстрирующая результаты измерений плотности ЭСН (плотность водной составляющей -  $1200 \text{ кг/м}^3$ ).

На фиг. 3 приведена таблица, иллюстрирующая результаты измерений термостабильности ЭСН при  $140^\circ\text{C}$ .

На фиг. 4 приведена таблица, иллюстрирующая результаты измерений динамической вязкости ЭСН.

На фиг. 5 приведена таблица, иллюстрирующая зависимость эффективной вязкости ЭСН от времени испытания (динамическая стабильность) при температуре  $20.0^\circ\text{C}$  и скорости сдвига  $450.0 \text{ с}^{-1}$ .

Способ основан на направленном воздействии ЭСН на наиболее проницаемые интервалы ПЗП нагнетательной скважины. Способ обеспечивает перераспределение фильтрационных потоков в ПЗП и вовлечение в процессы фильтрации менее проницаемых застойных зон пласта. Уникальные физические свойства ЭСН позволяют эффективно применять способ в пластах с аномальными температурами, а также регулировать физические свойства блокирующего агента обратимого действия в зависимости от пластовых условий и режимов эксплуатации скважин путем изменения объемного соотношения составляющих фаз.

Основными из уникальных физических свойств ЭСН является обратимость блокирующего эффекта, высокая термическая ( $140^\circ\text{C}$ ) и фильтрационная стабильности, регулирование смачиваемости поверхности горных пород, саморегулируемая вязкость в процессе закачки и при фильтрации в пластовых условиях.

Регулируемые в широких диапазонах значения градиента сдвига и динамическая вязкость наряду со стабильностью и поверхностной активностью ЭСН обеспечивают надежную блокировку наиболее проницаемых зон и обеспечивают перераспределение фильтрационных потоков в ПЗП.

5 При фильтрации ЭСН в пористых средах горных пород эффективная вязкость системы зависит от объемного водосодержания фильтрационного канала и скорости фильтрации, увеличиваясь с ростом объемного водосодержания и снижением скорости фильтрации. Это объясняет саморегулирование вязкостных свойств, скорости и направления фильтрации ЭСН в глубь пласта.

10 Выбор скважины и требования к объекту воздействия

Для осуществления способа выбираются нагнетательные скважины.

К скважинам предъявляются следующие основные требования:

- интервал перфорации и зумпф скважины должны быть свободны от массивных осадков, отложений и посторонних предметов препятствующих фильтрации жидкостей  
 15 в интервалы перфорации;  
 - обсадная колонна должна быть герметична;  
 - пластовая температура не лимитируется, но должна быть определена до начала работ;

- приемистость скважины по воде должна быть не менее 150 м<sup>3</sup>/сут. при давлении нагнетания на устье не более 120 атм, при недостаточной приемистости проводят  
 20 обработку ПЗП одним из классических методов увеличения приемистости скважины.

Расчет объема закачки ЭСН производится по известной методике, представленной в труде Оркин К.Г., Кучинский П.К. Расчеты в технологии и технике добычи нефти, Гостоптехиздат, 1959. Для расчета требуемого объема ЭСН для заполнения пустотного  
 25 пространства горной породы в определенном радиусе от скважины можно использовать следующую формулу:

$$V = \pi \cdot (R_{out}^2 - r_w^2) \cdot h \cdot m \cdot (1 - SWL - SOWCR)$$

где:

30 V - расчетный объем, м<sup>3</sup>;

R<sub>out</sub> - внешний радиус оторочки эмульсионной системы, м;

r<sub>w</sub> - радиус скважины, м;

h - толщина пласта, м;

35 m - коэффициент пористости коллектора, д.ед.;

SWL - связанная водонасыщенность, д.ед.;

SOWCR - остаточная нефтенасыщенность, д.ед.

Представленная методика учитывает геометрические размеры области воздействия, емкостные характеристики пласта. Использование в расчете связанной  
 40 водонасыщенности и остаточной нефтенасыщенности позволяет учесть объем порового пространства, не участвующего в процессе фильтрации.

Технологический процесс приготовления ЭСН

Приготовление ЭСН производится на блоке приготовления эмульсионных систем (БПЭС), который состоит из технологической емкости с установленной внутри  
 45 лопастной мешалкой со скоростью вращения не менее 90 об./мин. и внешним центробежным насосом для циркуляции составляющих ЭСН. Необходимое технологическое оборудование для приготовления и закачки ЭСН в добывающие скважины представлено на фиг. 1.

Процесс приготовления ЭСН с помощью БПЭС является этапным, и включает в себя следующие шаги:

- набор в технологическую емкость БПЭС расчетного объема дизельного топлива или подготовленной нефти с пункта подготовки и перекачки нефти (5-12% об.);
- 5 - запуск лопастного перемешивателя и центробежного насоса на циркуляцию;
- ввод в технологическую емкость БПЭС расчетного объема эмульгатора (2-3% об.);
- ввод в технологическую емкость БПЭС расчетного объема коллоидных наночастиц двуокиси кремния (0.25-1.0% об.)
- ввод в технологическую емкость БПЭС расчетного объема водного раствора хлористого кальция или хлористого калия (остальное).
- 10

Ввод составляющих в углеводородную основу производится через эжектор с помощью вакуумного шланга. Скорость загрузки составляющих лимитируется всасывающей производительностью эжектора.

Технологические емкости должны быть оборудованы лопастными перемешивателями, обеспечивающими постоянное и равномерное распределение реагентов по всему объему. Для обеспечения и поддержания требуемых свойств стабильности систем рекомендуется применять лопастные мешалки с реверсивным направлением вращения.
- 15

Качество приготовления и стабильность свойств ЭСН зависит от полноты охвата перемешиванием всего объема технологической емкости БПЭС, чистоты используемых технологических емкостей, скорости ввода составляющих и времени диспергирования.
- 20

Контроль качества приготовления ЭСН проводится путем проверки седиментационной устойчивости. Тест считается положительным, если при выдержке образца ЭСН объемом 200 мл при комнатной температуре в течение 2 ч произошло отделение не более 2% от объема водной составляющей ЭСН.

Количество и вид специальной техники и оборудования для проведения работ на скважине представлены на фиг. 1. Расчет произведен при условии приготовления ЭСН с использованием БПЭС. Представленный перечень оборудования и специальной техники является базовым и может включать в себя дополнительные наименования в зависимости от условий проведения работ, месторасположения растворного узла, технологических параметров и особенностей конструкции скважины.
- 25
- 30

Подготовительные работы на скважине

До начала работы по закачке ЭСН в скважину осуществляют следующие подготовительные работы на скважине:

- останавливают скважину, производят ее разрядку, проверяют исправность запорной арматуры на устьевом оборудовании;
- 35 - проверяют наличие циркуляции в скважине и принимают решение по варианту закачки технологических жидкостей;
- определяют величину текущего пластового давления;
- производят расстановку техники для закачки ЭСН согласно утвержденной схеме;
- 40 - производят обвязку оборудования и опрессовку нагнетательной линии на давление, превышающее ожидаемое рабочее в 1.5 раза, соблюдая меры безопасности;
- нагнетательную линию оборудуют обратным клапаном.

Технологический процесс закачки

Для поддержания непрерывности процесса закачки, на кустовой площадке должно иметься достаточное количество автоцистерн, с необходимым объемом жидкостей для проведения операции.
- 45

Способ осуществляют путем непрерывной закачки расчетного объема ЭСН в нагнетательную скважину с постоянным контролем основных технологических

параметров закачки. ЭСН содержит дизельное топливо или подготовленную нефть с пункта подготовки и перекачки нефти, эмульгатор, коллоидные наночастицы двуокиси кремния, водный раствор хлористого кальция или хлористого калия.

ЭСН может содержать (% об.): дизельное топливо или подготовленную нефть с пункта подготовки и перекачки нефти - 5-12, эмульгатор - 2-3, коллоидные наночастицы двуокиси кремния - 0.25-1.0, водный раствор хлористого кальция или хлористого калия - остальное. Эмульгатор может содержать (% 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. Коллоидные наночастицы двуокиси кремния могут содержать (% об.):

- двуокись кремния - 30-32 в монометиловом эфире пропиленгликоля - 67-68, вода - остальное, или

- двуокись кремния - 29-31 в изопропаноле - 67-69 и метиловом спирте - остальное, или

- двуокись кремния - 29-31 в этиленгликоле - остальное.

Регулирование основных физических параметров систем и водных растворов солей производится на основе расчета объемов фаз составляющих и их плотности.

Может применяться один из двух вариантов закачки технологических жидкостей в скважину: прямой или обратный. Традиционно, процесс закачки технологических жидкостей производится в трубное пространство скважины (прямая закачка). Однако, для закачки ЭСН предпочтительным вариантом является обратная закачка через кольцевое межтрубное пространство.

Закачка технологических жидкостей должна производиться непрерывно с производительностью, предотвращающей снижение плотности технологических жидкостей.

Скорость закачки технологических жидкостей определяется величиной пластового давления и должна быть максимальной, превышающей производительность скважины при условии, что давление в скважине при этом не превышает предельно допустимого (по условиям давления опрессовки колонны).

Требуемая плотность технологических жидкостей определяется на основе расчета исходя из условия создания столбом технологических жидкостей давления, превышающего текущее пластовое давление на коэффициент безопасности.

Количество сухого хлористого калия или хлористого кальция, требуемого для приготовления необходимого объема водного раствора определенной плотности, рассчитывается по следующей формуле:

$$M_p = \frac{Y_p * (Y_{жг} - Y_B) * V_p * 10}{Y_p - Y_B},$$

где:

$M_p$  - количество реагента, кг;

$Y_p$  - удельный вес реагента, г/см<sup>3</sup>;

$Y_{жг}$  - удельный вес технологических жидкостей глушения, г/см<sup>3</sup>;

$Y_B$  - удельный вес технической воды, применяемой для приготовления технологических жидкостей, г/см<sup>3</sup>;

$V_p$  - требуемый объем водного раствора, м<sup>3</sup>.

В качестве заключительных мероприятий на скважине необходимо произвести

следующие работы:

1. Проверить закрытие всех задвижек на фонтанной арматуре.
2. Разрядить нагнетательную линию, убедиться в отсутствии избыточного давления.
3. Демонтировать нагнетательную линию, не допуская розливов технологической жидкости.
4. Разрядить давление до атмосферного в трубопроводе от скважины до групповой замерной установки.

Лабораторные исследования физических свойств ЭСН

Для исследования физических свойств ЭСН были подготовлены образцы с различным

объемным содержанием компонентов.

В результате проведения экспериментов определялись следующие параметры систем:

- плотность;
- термостабильность;
- динамическая вязкость;
- динамическая стабильность.

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

Измерение плотности ЭСН

Измерения плотности образцов ЭСН производили пикнометрическим методом (плотность водной составляющей - 1200 кг/м<sup>3</sup>).

Результаты представлены на фиг. 2.

Измерение термостабильности ЭСН

Измерение термостабильности производили путем выдержки образцов ЭСН в мерных герметично закрытых цилиндрах в термошкафу в течение 8 часов при заданном температурном режиме 140°C. Тест считался положительным, если после 8 ч термостатирования из ЭСН отделилось не более 2 об. % воды от общего объема водной фазы. В результате экспериментов определено, что все образцы стабильны. Результаты представлены на фиг. 3.

Оценка реологических свойств ЭСН

Результаты измерения динамической вязкости и динамической стабильности образцов ЭСН представлены на фиг. 4 и 5. Измерения проводились при температуре 20°C (погрешность измерения температуры  $\pm 0,1^\circ\text{C}$ ) с использованием ротационного вискозиметра РЕОТЕСТ RV 2.1. Определялись следующие показатели:

- эффективная (кажущаяся) вязкость (мПа·с) при прямом и обратном ходе измерений;
- напряжение сдвига (Па) при прямом и обратном ходе измерений;
- динамическая стабильность.

По результатам комплекса проведенных лабораторных исследований физических свойств ЭСН определены базовые технологические свойства разработанных систем, которые подтверждают их высокую термостабильность и регулируемую реологию.

Ниже представлены примеры осуществления способа.

Пример 1

Провели подготовительные работы на скважине: остановили скважину, произвели ее разрядку, проверили исправность запорной арматуры на устьевом оборудовании; определили величину текущего пластового давления; произвели расстановку техники согласно утвержденной схемы; произвели обвязку оборудования и опрессовку нагнетательной линии на давление, превышающее ожидаемое рабочее в 1.5 раза; нагнетательную линию оборудовали обратным клапаном.

По завершению подготовительных работ начали проведение технологической

операции по закачке ЭСН в нагнетательную скважину.

Произвели закачку ЭСН в объеме 426 м<sup>3</sup> следующего состава, % об.: дизельное топливо - 5, эмульгатор - 2, коллоидные наночастицы двуокиси кремния - 1.0, водный раствор хлористого кальция плотностью 1189 кг/м<sup>3</sup> - 92.0. При этом эмульгатор содержит, % об.: эфиры высших ненасыщенных кислот жирного ряда (линолевая) и смоляных кислот (декстропимаровая) - 40, окись амина - 0.7, высокомолекулярный органический термостабилизатор (суспензия извести в дизельном топливе) - 0.5, дизельное топливо - 58.8. Коллоидные наночастицы двуокиси кремния содержат, % об.: двуокись кремния - 30.0 в монометиловом эфире пропиленгликоля - 67.0, вода - 3.0.

По результатам обработки скважины достигнуто перераспределение фильтрационных потоков по профилю приемистости.

#### Пример 2

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

Произвели закачку ЭСН в объеме 502 м<sup>3</sup> следующего состава, % об.: дизельное топливо - 7, эмульгатор - 2.5, коллоидные наночастицы двуокиси кремния - 0.9, водный раствор хлористого кальция плотностью 1193 кг/м<sup>3</sup> - 89.6. При этом эмульгатор содержит, % об.: эфиры высших ненасыщенных кислот жирного ряда (линолевая) и смоляных кислот (декстропимаровая) - 41, окись амина - 0.8, высокомолекулярный органический термостабилизатор (суспензия извести в дизельном топливе) - 0.7, дизельное топливо - 57.5. Коллоидные наночастицы двуокиси кремния содержат, % об.: двуокись кремния - 32.0 в монометиловом эфире пропиленгликоля - 67.0, вода - 1.0.

По результатам обработки скважины достигнуто перераспределение фильтрационных потоков по профилю приемистости.

#### Пример 3

Произвели закачку ЭСН в объеме 294 м<sup>3</sup> следующего состава, % об.: дизельное топливо - 10, эмульгатор - 3, коллоидные наночастицы двуокиси кремния - 0.6, водный раствор хлористого кальция плотностью 1187 кг/м<sup>3</sup> - 86.4. При этом эмульгатор содержит, % об.: эфиры высших ненасыщенных кислот жирного ряда (линолевая) и смоляных кислот (изодекстропимаровая) - 42, окись амина - 1.0, высокомолекулярный органический термостабилизатор (суспензия извести в дизельном топливе) - 1.0, дизельное топливо - 56.0. Коллоидные наночастицы двуокиси кремния содержат, % об.: двуокись кремния - 32.0 в монометиловом эфире пропиленгликоля - 67.0, вода - 1.0.

По результатам обработки скважины достигнуто перераспределение фильтрационных потоков по профилю приемистости.

#### Пример 4

Произвели закачку ЭСН в объеме 415 м<sup>3</sup> следующего состава, % об.: дизельное топливо - 12, эмульгатор - 3, коллоидные наночастицы двуокиси кремния - 0.5, водный раствор хлористого кальция плотностью 1205 кг/м<sup>3</sup> - 84.5. При этом эмульгатор содержит, % об.: эфиры высших ненасыщенных кислот жирного ряда (линолевая) и смоляных кислот (левопимаровая) - 42, окись амина - 1.0, высокомолекулярный органический термостабилизатор (суспензия извести в дизельном топливе) - 1.0, дизельное топливо - 56.0. Коллоидные наночастицы двуокиси кремния содержат, % об.: двуокись кремния - 31.0 в монометиловом эфире пропиленгликоля - 68.0, вода - 1.0.

По результатам обработки скважины достигнуто перераспределение фильтрационных потоков по профилю приемистости.

Пример 5

5 Произвели закачку ЭСН в объеме 433 м<sup>3</sup> следующего состава, % об.: дизельное топливо - 12, эмульгатор - 3, коллоидные наночастицы двуокиси кремния - 0.4, водный  
 10 раствор хлористого кальция плотностью 1210 кг/м<sup>3</sup> - 84.6. При этом эмульгатор содержит, % об.: эфиры высших ненасыщенных кислот жирного ряда (линолевая) и смоляных кислот (палюстровая) - 42, окись амина - 0.8, высокомолекулярный органический термостабилизатор (суспензия бентонита в дизельном топливе) - 0.9, дизельное топливо - 56.3. Коллоидные наночастицы двуокиси кремния содержат, % об.: двуокись кремния - 29.0 в изопропанол - 69.0 и метиловом спирте - 2.0.

По результатам обработки скважины достигнуто перераспределение фильтрационных потоков по профилю приемистости.

15 Пример 6

Произвели закачку ЭСН в объеме 388 м<sup>3</sup> следующего состава, % об.: дизельное топливо - 11, эмульгатор - 2.6, коллоидные наночастицы двуокиси кремния - 0.25, водный  
 20 раствор хлористого кальция плотностью 1215 кг/м<sup>3</sup> - 86.15. При этом эмульгатор содержит, % об.: эфиры высших ненасыщенных кислот жирного ряда (олеиновая) и смоляных кислот (неоабиетиновая) - 40, окись амина - 0.7, высокомолекулярный органический термостабилизатор (суспензия бентонита в дизельном топливе) - 0.5, дизельное топливо - 58.8. Коллоидные наночастицы двуокиси кремния содержат, % об.: двуокись кремния - 30.5 в изопропанол - 67.5 и метиловом спирте - 2.0.

25 По результатам обработки скважины достигнуто перераспределение фильтрационных потоков по профилю приемистости.

Пример 7

Произвели закачку ЭСН в объеме 219 м<sup>3</sup> следующего состава, % об.: дизельное топливо - 9, эмульгатор - 2.5, коллоидные наночастицы двуокиси кремния - 1.0, водный  
 30 раствор хлористого кальция плотностью 1205 кг/м<sup>3</sup> - 87.5. При этом эмульгатор содержит, % об.: эфиры высших ненасыщенных кислот жирного ряда (олеиновая) и смоляных кислот (неоабиетиновая) - 41, окись амина - 1.0, высокомолекулярный органический термостабилизатор (суспензия бентонита в дизельном топливе) - 1.0, дизельное топливо - 57.0. Коллоидные наночастицы двуокиси кремния содержат, %  
 35 об.: двуокись кремния - 31.0 в изопропанол - 68 и метиловом спирте - 1.0.

По результатам обработки скважины достигнуто перераспределение фильтрационных потоков по профилю приемистости.

Пример 8

40 Произвели закачку ЭСН в объеме 375 м<sup>3</sup> следующего состава, % об.: дизельное топливо - 7, эмульгатор - 2.0, коллоидные наночастицы двуокиси кремния - 0.85, водный раствор хлористого калия плотностью 1140 кг/м<sup>3</sup> - 90,15. При этом эмульгатор содержит, % об.: эфиры высших ненасыщенных кислот жирного ряда (олеиновая) и смоляных кислот (абиетиновая) - 40.5, окись амина - 0.8, высокомолекулярный органический термостабилизатор (суспензия бентонита в дизельном топливе) - 0.6, дизельное топливо  
 45 - 58.1. Коллоидные наночастицы двуокиси кремния содержат, % об.: двуокись кремния - 31.0 в этиленгликоле - 69.0.

По результатам обработки скважины достигнуто перераспределение фильтрационных потоков по профилю приемистости.

## Пример 9

5 Произвели закачку ЭСН в объеме 545 м<sup>3</sup> следующего состава, % об.: подготовленная нефть с пункта подготовки и перекачки нефти - 7, эмульгатор - 2.0, коллоидные наночастицы двуокиси кремния - 0.85, водный раствор хлористого калия плотностью  
 1153 кг/м<sup>3</sup> - 90.15. При этом эмульгатор содержит, % об.: эфиры высших ненасыщенных  
 10 кислот жирного ряда (олеиновая) и смоляных кислот (дегидроабиединовая) - 40.5, окись амина - 0.8, высокомолекулярный органический термостабилизатор (суспензия бентонита в дизельном топливе) - 0.6, дизельное топливо - 58.1. Коллоидные  
 наночастицы двуокиси кремния содержат, % об.: двуокись кремния - 29.0 в изопропанол  
 - 69 и метиловом спирте - 2.0.

По результатам обработки скважины достигнуто перераспределение фильтрационных потоков по профилю приемистости.

## Пример 10

15 Произвели закачку ЭСН в объеме 504 м<sup>3</sup> следующего состава, % об.: подготовленная нефть с пункта подготовки и перекачки нефти - 9, эмульгатор - 2.5, коллоидные наночастицы двуокиси кремния - 0.5, водный раствор хлористого калия плотностью  
 1150 кг/м<sup>3</sup> - 88.0. При этом эмульгатор содержит, % об.: эфиры высших ненасыщенных  
 20 кислот жирного ряда (олеиновая) и смоляных кислот (дегидроабиединовая) - 42.0, окись амина - 0.7, высокомолекулярный органический термостабилизатор (суспензия бентонита в дизельном топливе) - 1.0, дизельное топливо - 56.3. Коллоидные  
 наночастицы двуокиси кремния содержат, % об.: двуокись кремния - 31.0 в изопропанол  
 - 67 и метиловом спирте - 2.0.

25 По результатам обработки скважины достигнуто перераспределение фильтрационных потоков по профилю приемистости.

## Пример 11

30 Произвели закачку ЭСН в объеме 476 м<sup>3</sup> следующего состава, % об.: подготовленная нефть с пункта подготовки и перекачки нефти - 10, эмульгатор - 3.0, коллоидные наночастицы двуокиси кремния - 1.0, водный раствор хлористого калия плотностью  
 1147 кг/м<sup>3</sup> - 86.0. При этом эмульгатор содержит, % об.: эфиры высших ненасыщенных  
 кислот жирного ряда (олеиновая) и смоляных кислот (дигидроабиединовая) - 40.0, окись  
 амина - 0.7, высокомолекулярный органический термостабилизатор (суспензия  
 бентонита в дизельном топливе) - 1.0, дизельное топливо - 58.3. Коллоидные  
 35 наночастицы двуокиси кремния содержат, % об.: двуокись кремния - 29.0 в этиленгликоле  
 - 71.0.

По результатам обработки скважины достигнуто перераспределение фильтрационных потоков по профилю приемистости.

## Пример 12

40 Произвели закачку ЭСН в объеме 352 м<sup>3</sup> следующего состава, % об.: подготовленная нефть с пункта подготовки и перекачки нефти - 12, эмульгатор - 3.0, коллоидные наночастицы двуокиси кремния - 0.9, водный раствор хлористого калия плотностью  
 1170 кг/м<sup>3</sup> - 84.1. При этом эмульгатор содержит, % об.: эфиры высших ненасыщенных  
 45 кислот жирного ряда (олеиновая) и смоляных кислот (тетрагидроабиединовая) - 41.0, окись амина - 0.9, высокомолекулярный органический термостабилизатор (суспензия бентонита в дизельном топливе) - 0.8, дизельное топливо - 57.3. Коллоидные  
 наночастицы двуокиси кремния содержат, % об.: двуокись кремния - 30.0 в этиленгликоле  
 - 70.0.

По результатам обработки скважины достигнуто перераспределение фильтрационных потоков по профилю приемистости.

Пример 13

5 Произвели закачку ЭСН в объеме  $276 \text{ м}^3$  следующего состава, % об.: подготовленная нефть с пункта подготовки и перекачки нефти - 10, эмульгатор - 3.0, коллоидные наночастицы двуокиси кремния - 0.25, водный раствор хлористого калия плотностью  $1200 \text{ кг/м}^3$  - 86.75. При этом эмульгатор содержит, % об.: эфиры высших ненасыщенных кислот жирного ряда (олеиновая) и смоляных кислот (тетрагидроабиетиновая) - 41.0, окись амина - 0.9, высокомолекулярный органический термостабилизатор (суспензия бентонита в дизельном топливе) - 0.8, дизельное топливо - 57.3. Коллоидные наночастицы двуокиси кремния содержат, % об.: двуокись кремния - 31.0 в этиленгликоле - 69.0.

15 По результатам обработки скважины достигнуто перераспределение фильтрационных потоков по профилю приемистости.

Пример 14

20 Произвели закачку ЭСН в объеме  $275 \text{ м}^3$  следующего состава, % об.: подготовленная нефть с пункта подготовки и перекачки нефти - 5.0, эмульгатор - 2.0, коллоидные наночастицы двуокиси кремния - 0.6, водный раствор хлористого калия плотностью  $1200 \text{ кг/м}^3$  - 92.4. При этом эмульгатор содержит, % об.: эфиры высших ненасыщенных кислот жирного ряда (олеиновая) и смоляных кислот (абиетиновая) - 42.0, окись амина - 1.0, высокомолекулярный органический термостабилизатор (суспензия бентонита в дизельном топливе) - 1.0, дизельное топливо - 56.0. Коллоидные наночастицы двуокиси кремния содержат, % об.: двуокись кремния - 31.0 в этиленгликоле - 69.0.

25 По результатам обработки скважины достигнуто перераспределение фильтрационных потоков по профилю приемистости.

Пример 15

30 Произвели закачку ЭСН в объеме  $420 \text{ м}^3$  следующего состава, % об.: подготовленная нефть с пункта подготовки и перекачки нефти - 6, эмульгатор - 3.0, коллоидные наночастицы двуокиси кремния - 0.6, водный раствор хлористого калия плотностью  $1205 \text{ кг/м}^3$  - 90.4. При этом эмульгатор содержит, % об.: эфиры высших ненасыщенных кислот жирного ряда (олеиновая) и смоляных кислот (левопимаровая) - 42.0, окись амина - 1.0, высокомолекулярный органический термостабилизатор (суспензия бентонита в дизельном топливе) - 1.0, дизельное топливо - 56.0. Коллоидные наночастицы двуокиси кремния содержат, % об.: двуокись кремния - 31.0 в этиленгликоле - 69.0.

По результатам обработки скважины достигнуто перераспределение фильтрационных потоков по профилю приемистости.

40 Пример 16

45 Произвели закачку ЭСН в объеме  $350 \text{ м}^3$  следующего состава, % об.: подготовленная нефть с пункта подготовки и перекачки нефти - 5, эмульгатор - 3.0, коллоидные наночастицы двуокиси кремния - 1.0, водный раствор хлористого калия плотностью  $1190 \text{ кг/м}^3$  - 91.0. При этом эмульгатор содержит, % об.: эфиры высших ненасыщенных кислот жирного ряда (олеиновая) и смоляных кислот (палюстровая) - 42.0, окись амина - 1.0, высокомолекулярный органический термостабилизатор (суспензия бентонита в дизельном топливе) - 1.0, дизельное топливо - 56.0. Коллоидные наночастицы двуокиси кремния содержат, % об.: двуокись кремния - 31.0 в монометиловом эфире

пропиленгликоля - 67.0, вода - 2.0.

По результатам обработки скважины достигнуто перераспределение фильтрационных потоков по профилю приемистости.

#### Пример 17

5 Произвели закачку ЭСН в объеме 388 м<sup>3</sup> следующего состава, % об.: подготовленная нефть с пункта подготовки и перекачки нефти - 12, эмульгатор - 2.0, коллоидные  
10 наночастицы двуокиси кремния - 0.25, водный раствор хлористого калия плотностью 1195 кг/м<sup>3</sup> - 85.75. При этом эмульгатор содержит, % об.: эфиры высших ненасыщенных кислот жирного ряда (олеиновая) и смоляных кислот (палюстровая) - 42.0, окись амина - 1.0, высокомолекулярный органический термостабилизатор (суспензия бентонита в дизельном топливе) - 1.0, дизельное топливо - 56.0. Коллоидные наночастицы двуокиси кремния содержат, % об.: двуокись кремния - 32.0 в монометиловом эфире пропиленгликоля - 67.0, вода - 1.0.

15 По результатам обработки скважины достигнуто перераспределение фильтрационных потоков по профилю приемистости.

#### Пример 18

20 Произвели закачку ЭСН в объеме 276 м<sup>3</sup> следующего состава, % об.: подготовленная нефть с пункта подготовки и перекачки нефти - 9.0, эмульгатор - 2.5, коллоидные наночастицы двуокиси кремния - 0.7, водный раствор хлористого калия плотностью 1205 кг/м<sup>3</sup> - 87.8. При этом эмульгатор содержит, % об.: эфиры высших ненасыщенных кислот жирного ряда (олеиновая) и смоляных кислот (декстропимаровая) - 41.0, окись амина - 0.7, высокомолекулярный органический термостабилизатор (суспензия бентонита в дизельном топливе) - 0.5, дизельное топливо - 57.8. Коллоидные  
25 наночастицы двуокиси кремния содержат, % об.: двуокись кремния - 32.0 в монометиловом эфире пропиленгликоля - 67.0, вода - 1.0.

По результатам обработки скважины достигнуто перераспределение фильтрационных потоков по профилю приемистости.

#### Пример 19

30 Произвели закачку ЭСН в объеме 905 м<sup>3</sup> следующего состава, % об.: подготовленная нефть с пункта подготовки и перекачки нефти - 5.0, эмульгатор - 3.0, коллоидные наночастицы двуокиси кремния - 1.0, водный раствор хлористого калия плотностью 1192 кг/м<sup>3</sup> - 91.0. При этом эмульгатор содержит, % об.: эфиры высших ненасыщенных  
35 кислот жирного ряда (олеиновая) и смоляных кислот (левопимаровая) - 41.0, окись амина - 0.7, высокомолекулярный органический термостабилизатор (суспензия бентонита в дизельном топливе) - 0.5, дизельное топливо - 57.8. Коллоидные наночастицы двуокиси кремния содержат, % об.: двуокись кремния - 30.0 в изопропанол - 68 и метиловом спирте - 2.0.

40 По результатам обработки скважины достигнуто перераспределение фильтрационных потоков по профилю приемистости.

#### Пример 20

45 Произвели закачку ЭСН в объеме 290 м<sup>3</sup> следующего состава, % об.: подготовленная нефть с пункта подготовки и перекачки нефти - 8.0, эмульгатор - 3.0, коллоидные наночастицы двуокиси кремния - 0.7, водный раствор хлористого калия плотностью 1203 кг/м<sup>3</sup> - 88.3. При этом эмульгатор содержит, % об.: эфиры высших ненасыщенных кислот жирного ряда (олеиновая) и смоляных кислот (левопимаровая) - 41.5, окись амина - 0.9, высокомолекулярный органический термостабилизатор (суспензия извести

в дизельном топливе) - 1.0, дизельное топливо - 56.6. Коллоидные наночастицы двуокиси кремния содержат, % об.: двуокись кремния - 30.5 в изопропаноле - 67.5 и метиловом спирте - 2.0.

По результатам обработки скважины достигнуто перераспределение фильтрационных потоков по профилю приемистости.

Таким образом, изобретение обеспечивает перераспределение фильтрационных потоков в ПЗП нагнетательных скважин, увеличивая охват пласта воздействием. При этом благодаря изобретению достигается:

- повышение технологической эффективности эксплуатации скважин,
- расширение применимости состава в нефтегазоносных пластах - за счет повышения механической и термической стабильности эмульсионной системы,
- упрощение реализации способа в условиях нефтегазодобывающего промысла - за счет уменьшения количества компонентов состава, за счет исключения необходимости применения буферной пачки для снижения риска гелирования водопоглощающего полимера в ходе закачки состава в скважину, и за счет снижения чувствительности компонентов агента к минерализации и составу технической и пластовых вод,
- снижение вредного воздействия на окружающую среду - за счет обратимости блокирующего эффекта заявляемого состава.

#### (57) Формула изобретения

Способ выравнивания профиля приемистости нагнетательной скважины, включающий закачку в призабойную зону пласта блокирующего агента, в качестве которого используют эмульсионную систему с наночастицами двуокиси кремния, содержащую, % об.:

- дизельное топливо или подготовленную нефть с пункта подготовки и перекачки нефти - 5-12,
- эмульгатор - 2-3,
- коллоидные наночастицы двуокиси кремния - 0.25-1.0,
- водный раствор хлористого кальция или хлористого калия - остальное,
- причем в качестве эмульгатора используют композицию, содержащую, % 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,
- в качестве коллоидных наночастиц двуокиси кремния используют композицию, содержащую, % об.:
- двуокись кремния - 30-32 в монометиловом эфире пропиленгликоля - 67-68, вода - остальное,
- или двуокись кремния - 29-31 в изопропаноле - 67-69 и метиловом спирте - остальное,
- или двуокись кремния - 29-31 в этиленгликоле - остальное.

№	Специальная техника и оборудование	Ед. измерения	Количество, шт.	Назначение
1	Технологическая емкость с лопастной мешалкой и внешним насосом	шт.	1	Приготовление ЭСН
2	Линия (трубки, шланги)	компл.	2	Налив и слив тех. жидкостей
3	Насосный агрегат	шт.	1	Перекачка и закачка тех. жидкостей в скважину
4	Автоцистерна	шт.	2	Перевозка тех. жидкостей
5	Технологическая емкость	шт.	2	Хранение тех. жидкостей на скважине
6	Мерная линейка	шт.	1	Измерение объема тех. жидкостей
7	Ареометр	шт.	1	Измерение плотности растворов

Фиг. 1

Номер образца ЭСН	Состав ЭСН, об. %				Водный раствор солей	Плотность, кг/м <sup>3</sup>
	Углеводороды		Эмульгатор	Коллоидные наночастицы		
	Диз. топливо	Нефть				
1	5	-	3.0	1.0	91.0	1175
2	6	-	3.0	0.9	90.1	1171
3	8	-	2.5	0.7	88.8	1168
4	10	-	2.3	0.5	87.2	1163
5	12	-	2.0	0.25	83.0	1160
6	-	12	2.0	0.25	83.0	1162
7	-	10	2.3	0.5	87.2	1170
8	-	8	2.5	0.7	88.8	1175
9	-	6	3.0	0.9	90.1	1179
10	-	5	3.0	1.0	91.0	1181

Фиг. 2

Номер образца ЭСН	Состав ЭСН, об. %				Водный раствор солей	Кол-во отделившейся воды, об. %
	Углеводороды		Эмульгатор	Коллоидные наночастицы		
	Диз. топливо	Нефть				
1	5	-	3.0	1.0	91.0	0
2	6	-	3.0	0.9	90.1	0
3	8	-	2.5	0.7	88.8	1
4	10	-	2.3	0.5	87.2	2
5	12	-	2.0	0.25	83.0	1
6	-	12	2.0	0.25	83.0	2
7	-	10	2.3	0.5	87.2	1
8	-	8	2.5	0.7	88.8	0
9	-	6	3.0	0.9	90.1	0
10	-	5	3.0	1.0	91.0	0

Фиг. 3

Скорость сдвига, с <sup>-1</sup>	Образец №7				Образец №8				Образец №10			
	Напряжение сдвига, Па		Динамическая вязкость, мПа·с		Напряжение сдвига, Па		Динамическая вязкость, мПа·с		Напряжение сдвига, Па		Динамическая вязкость, мПа·с	
	Прямой ход	Обратный ход	Прямой ход	Обратный ход	Прямой ход	Обратный ход	Прямой ход	Обратный ход	Прямой ход	Обратный ход	Прямой ход	Обратный ход
1,0	25,20	25,00	27055,0	26980,3	17,40	16,70	19400,5	19100,8	40,67	39,60	28100,0	27992,3
10,0	110,42	100,90	13150,7	12994,9	65,10	55,27	8217,20	8001,66	151,20	142,30	16220,6	16037,0
120,	195,30	180,20	1778,3	1760,0	155,10	139,20	1010,00	992,50	199,10	200,70	2390,40	2280,0
700,0	320,60	313,60	498,6	501,6	284,55	271,70	362,35	368,90	674,50	660,90	611,40	610,90
1300,0	416,80	408,19	400,5	399,2	296,80	288,00	295,90	297,10	690,10	620,50	604,20	600,50

Фиг. 4

Время испытания, с	Эффективная (кажущаяся) вязкость, мПа·с при температуре 20,0 °С и скорости сдвига 450,0 с <sup>-1</sup>			
	Образец №7		Образец №8	
	Образец №7	Образец №8	Образец №8	Образец №10
0	901,6	520,0	979,0	979,0
60	899,3	515,4	978,2	978,2
120	890,6	510,4	980,0	980,0
180	885,7	505,7	983,5	983,5
240	871,0	497,8	980,5	980,5
300	858,0	490,6	979,7	979,7
360	850,9	488,3	977,1	977,1
420	855,3	493,5	975,0	975,0
480	859,0	495,0	978,0	978,0
540	860,0	499,5	980,5	980,5
600	858,5	502,0	982,4	982,4

Фиг. 5