



(51) МПК
E21B 43/22 (2006.01)
E21B 43/27 (2006.01)
C09K 8/584 (2006.01)
C09K 8/72 (2006.01)
C09K 8/92 (2006.01)

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
 ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

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

Примечание: библиография отражает состояние при переиздании

(52) СПК

E21B 43/16 (2018.01); *C09K 8/584* (2018.01); *C09K 8/72* (2018.01); *C09K 8/92* (2018.01); *C09K 2208/10* (2018.01); *C09K 2208/14* (2018.01); *C09K 2208/18* (2018.01); *Y10S 507/934* (2018.01); *Y10S 507/935* (2018.01)

(21)(22) Заявка: 2017126170, 21.07.2017

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
21.07.2017

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 21.07.2017

(45) Опубликовано: 25.10.2018

(15) Информация о коррекции:
Версия коррекции №1 (W1 C1)

(48) Коррекция опубликована:
28.11.2018 Бюл. № 34

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 2257463 C1, 27.07.2005. SU
1624132 A1, 30.01.1991. RU 2109939 C1,
27.04.1998. RU 2065946 C1, 27.08.1996. RU
2184836 C2, 10.07.2002. US 2016/0017204 A1,
21.01.2016.

(54) **СПОСОБ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ (ВАРИАНТЫ)**

(57) Реферат:

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности, а именно к технологиям воздействия на нефтегазоносные пласты с целью увеличения коэффициента извлечения нефти. Технический результат - увеличение нефтеотдачи пластов и повышение эффективности разработки нефтегазовых месторождений. В способе увеличения нефтеотдачи пластов, включающем последовательные этапы обработки пластов: закачку обратной эмульсии объемом 3-5 м³/м с последующей продавкой кислотным составом объемом 2-3 м³/м, закачку высокостабильной прямой эмульсии с содержанием наночастиц двуокиси кремния объемом 3-7 м³/м с последующей продавкой жидкостью из системы поддержания пластового давления, где в качестве обратной эмульсии используют композицию

состава, % об.: дизельное топливо или подготовленная нефть с пункта подготовки и перекачки нефти - 25-35, эмульгатор - 1.5-3, техническая вода - остальное, в качестве кислотного состава для карбонатных пластов используют солянокислотный состав, содержащий, % об.: 30%-ную соляную кислоту - 50-63, уксусную кислоту - 1-3, диэтиленгликоль - 6-12, ингибитор коррозии - 1.5-2, техническую воду - остальное, в качестве кислотного состава для терригенных пластов используют глиноокислотный состав, содержащий, % об.: 30%-ную соляную кислоту - 48-60, плавиковую кислоту - 1-4, диэтиленгликоль - 6-12, уксусную кислоту - 1-3, ингибитор коррозии - 1.5-2, техническую воду - остальное, в качестве высокостабильной прямой эмульсии используют композицию состава, % об.: дизельное топливо или подготовленная нефть с

пункта подготовки и перекачки нефти - 10-20, эмульгатор - 1-2.5, коллоидный раствор наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 9 до 100 нанометров - 0.5-1.5, техническая вода - остальное. По другому варианту в способе увеличения нефтеотдачи пластов, включающем последовательные этапы обработки пластов: закачку обратной эмульсии объемом 3-5 м³/м с последующей продавкой неионогенным поверхностно-активным веществом, в качестве которого используют композиционную смесь Неонол БС-1 объемом 2-3 м³/м, закачку высокостабильной прямой эмульсии с содержанием наночастиц двуокиси кремния

объемом 3-7 м³/м с последующей продавкой жидкостью из системы поддержания пластового давления, где в качестве обратной эмульсии используют композицию состава, % об.: дизельное топливо или подготовленная нефть с пункта подготовки и перекачки нефти - 25-35, эмульгатор - 1.5-3, техническая вода - остальное, в качестве высокостабильной прямой эмульсии используют композицию состава, % об.: дизельное топливо или подготовленная нефть с пункта подготовки и перекачки нефти - 10-20, эмульгатор - 1-2.5, коллоидный раствор наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 9 до 100 нанометров - 0.5-1.5, техническая вода - остальное. 2 н. и 2 з.п. ф-лы, 8 ил., 8 пр.

RU 2 6 7 0 8 0 8 C 9

RU 2 6 7 0 8 0 8 C 9



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(51) Int. Cl.
E21B 43/22 (2006.01)
E21B 43/27 (2006.01)
C09K 8/584 (2006.01)
C09K 8/72 (2006.01)
C09K 8/92 (2006.01)

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

Note: Bibliography reflects the latest situation

(52) CPC

E21B 43/16 (2018.01); *C09K 8/584* (2018.01); *C09K 8/72* (2018.01); *C09K 8/92* (2018.01); *C09K 2208/10* (2018.01); *C09K 2208/14* (2018.01); *C09K 2208/18* (2018.01); *Y10S 507/934* (2018.01); *Y10S 507/935* (2018.01)

(21)(22) Application: **2017126170, 21.07.2017**

(24) Effective date for property rights:
21.07.2017

Priority:

(22) Date of filing: **21.07.2017**

(45) Date of publication: **25.10.2018**

(15) Correction information:
Corrected version no1 (W1 C1)

(48) Corrigendum issued on:
28.11.2018 Bull. № 34

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 FOR ENHANCING OIL RECOVERY (VARIANTS)**

(57) Abstract:

FIELD: oil industry.

SUBSTANCE: invention relates to oil industry, namely to oil and gas-bearing formation treatment technologies to increase the oil recovery factor. In a method for enhancing the oil recovery factor, including the successive stages of formation treatment: injection of a water-in-oil emulsion with a volume of 3–5 m³/m with a subsequent squeeze with acid composition with a volume of 2–3 m³/m, injection of a highly stable oil-in-water emulsion with a content of silicon dioxide nanoparticles with a volume of 3–7 m³/m with the a subsequent squeeze with liquid from the reservoir pressure maintenance system, where as a water-in-oil emulsion is used a composition with the following composition, % vol.: diesel fuel or treated oil from the point of oil treatment and pumping – 25–35, emulsifier – 1.5–3, technical water is the rest, as the

acid composition for carbonate formations a hydrochloride acid composition is used containing, % vol.: hydrochloric acid 30 % – 50–63; acetic acid – 1–3; diethylene glycol – 6–12; corrosion inhibitor – 1.5–2; technical water – the rest, as the acid composition for terrigenous formations a clay-acid composition is used containing, % vol.: hydrochloric acid 30 % – 48–60, hydrofluoric acid – 1–4, diethylene glycol – 6–12, acetic acid – 1–3, corrosion inhibitor – 1.5–2, technical water – the rest, as highly stable oil-in-water emulsion is used a composition with the following composition, % vol.: diesel fuel or treated oil from the point of oil treatment and pumping – 10–20, emulsifier – 1–2.5, colloidal solution of silica dioxide nanoparticles with a particle size of 9 to 100 nanometers – 0.5–1.5, technical water is the rest. Other variant of the method for enhancing the oil recovery factor, including successive stages of formation treatment: injection of

inverted emulsion with a volume of 3–5 m³/m with a subsequent squeeze with a non-ionic surfactant, which is used as a composite mixture of Neonol BS-1 with a volume of 2–3 m³/m, injection of a highly stable oil-in-water emulsion with a content of silicon dioxide nanoparticles with a volume of 3–7 m³/m with a subsequent squeeze of liquid from the reservoir pressure maintenance system, where as a water-in-oil emulsion is used a composition with the following composition, % vol.: diesel fuel or treated oil from the point of oil treatment and pumping – 25–35, emulsifier – 1.5–3,

technical water – the rest, where as a highly stable oil-in-water emulsion is used a composition with the following composition, % vol.: diesel fuel or treated oil from the point of oil treatment and pumping – 10–20, emulsifier – 1–2.5, colloidal solution of silica dioxide nanoparticles with a particle size of 9 to 100 nanometers – 0.5–1.5, technical water is the rest.

EFFECT: technical result is enhanced oil recovery and an increase in the efficiency of oil and gas field development.

4 cl, 8 dwg, 8 ex

R U 2 6 7 0 8 0 8 C 9

R U 2 6 7 0 8 0 8 C 9

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности, а именно к технологиям воздействия на нефтегазоносные пласты с целью увеличения коэффициента извлечения нефти.

Ухудшение геолого-физических условий разработки нефтегазовых месторождений и необходимость поддержания объемов добычи нефти на максимальных уровнях приводят к внедрению интенсивных систем разработки с применением поддержания пластового давления закачкой воды в пласты. При интенсивной системе выработки запасов нефти недропользователи сталкиваются с проблемой прорыва вытесняющего нефть агента по более проницаемым интервалам пластов, что приводит к резкому обводнению добывающего фонда скважин и снижению экономической эффективности эксплуатации высокообводненных скважин.

Все нефтегазоносные пласты характеризуются различной степенью изменения параметров микро- и макронеоднородностей по площади и объему залежи. Геолого-физическая макронеоднородность нефтегазоносных пластов является основной характеристикой фильтрационно-емкостных свойств горных пород, а макронеоднородность - одним из основных осложняющих факторов при применении систем разработки нефтегазоносных объектов. Естественная геолого-физическая неоднородность нефтегазоносных объектов приводит к неравномерному распределению нефтевытесняющих агентов, закачиваемых в пласт. В результате основные объемы агентов, закачиваемых в пласт, поглощаются интервалами пластов с наиболее высокими фильтрационно-емкостными характеристиками.

К увеличению естественной неоднородности фильтрационно-емкостных свойств горных пород приводит внедрение способов интенсификации добычи нефти. Одним из способов интенсификации добычи нефти, наиболее значительно влияющих на фильтрационно-емкостные характеристики пластов, является способ гидравлического разрыва пласта. Гидравлический разрыв пласта приводит к увеличению проницаемости естественных трещин пласта, а в некоторых случаях к созданию новой системы высокопроницаемых трещин. Таким образом, в большинстве случаев гидравлический разрыв пласта приводит к непродолжительной интенсификации добычи нефти и ускорению процессов обводнения нефтегазоносных пластов.

Наиболее широко применяемым агентом для вытеснения нефти из нефтегазонасыщенных пластов является вода. Одной из основных причин прорыва воды к добывающим скважинам является различие в подвижности пластовых флюидов и закачиваемого с поверхности вытесняющего агента - воды. Как в поверхностных, так и в пластовых условиях вода движется в сторону меньшего сопротивления, т.е. в случае подземного пласта по интервалам с наиболее высокими фильтрационно-емкостными характеристиками. Таким образом, вода неравномерно распределяется по толщинам нефтенасыщенных пластов и вовлекает в процессы фильтрации лишь малую часть нефтенасыщенных интервалов. Также вода является жидкостью с низкой способностью отмыва нефти, что объясняется ее полярностью. При фильтрации воды в нефтенасыщенных интервалах пластов извлекается лишь малая часть запасов нефти, т.к. ввиду разной полярности воды и углеводородов часть запасов нефти остается неизвлеченной в виде пленок, которые обволакивают стенки каналов фильтрации. В таких условиях конечный коэффициент извлечения нефти не превышает 20%.

В связи с этим специалистами отрасли разработаны способы увеличения нефтеотдачи пластов. Основной задачей этих способов является воздействие на нефтегазоносные пласты для увеличения охвата пластов воздействием и выравнивания фронта вытеснения нефти к добывающим скважинам. Целью способов является увеличение коэффициента

извлечения нефти. Основная задача способов решается посредством закачки в пласты нефтевытесняющего агента с пониженной подвижностью.

Снижение подвижности нефтевытесняющих агентов приводит к более равномерному их распределению по площади и объему пласта. Более равномерное распределение нефтевытесняющих агентов по площади и объему пласта приводит к перераспределению фильтрационных потоков и увеличению охвата пластов воздействием посредством вовлечения в процессы фильтрации менее проницаемых интервалов пластов.

В настоящее время наиболее широко применяемым способом увеличения нефтеотдачи пластов является полимерное заводнение. Опыт разработки нефтегазовых месторождений показывает, что способы увеличения нефтеотдачи пластов на основе водных растворов полимеров недостаточно эффективны при наличии в пластах высоко- и среднепроницаемых трещин. Применяемые в промышленности полимерные составы основаны на поочередной закачке в пласт низкоконцентрированного водного раствора полимера и агента сшивателя. Учитывая тот факт, что при создании репрессии на пласт подвижность полимерных растворов на основе воды не обеспечивает достаточное сопротивление движению данной пачки в высоко- и среднепроницаемых трещинах, водный полимерный раствор также, как и вода, полностью поглощается наиболее проницаемыми интервалами пластов, не успев вступить в реакцию со сшивателем, закачиваемым следом.

Основным преимуществом применения полимерного заводнения является наличие вязкоупругих свойств у структурированной полимерной пачки. Вязкоупругие свойства полимерной пачки позволяют сдерживать закачиваемую в пласт воду на больших площадях, снижая риск прорыва воды. К основным недостаткам относятся: низкая экологичность полимерных композиций, многокомпонентность и неселективность, которая приводит к необратимой кольматации каналов фильтрации в пластовых системах.

Кроме этого, применение водных растворов полимеров и осадкообразующих составов не позволяет регулировать смачиваемость фильтрационных каналов пласта. Смачиваемость поверхности горных пород (характеризуется краевым углом избирательного смачивания, порода может быть преимущественно гидрофильной или гидрофобной) в пластовых условиях при движении жидкости по узким капиллярным каналам является одним из основных параметров, влияющих на способность горных пород фильтровать жидкости и газы.

Из уровня техники известен способ увеличения нефтеотдачи пластов, включающий следующие последовательные этапы обработки пластов: закачку множественной микроэмульсии на основе анионоактивных веществ с последующей продавкой водой, и закачку множественной микроэмульсии на основе солей ПАВ или обратной эмульсии или прямой эмульсии (а.с. СССР на изобретение №1624132, МПК E21B 43/22, опубликовано 30.01.1991). В известном способе для блокирования водонасыщенных интервалов пласта применяются щелочные соли органических кислот ($R-COOMe^+$), т.е. принцип блокирования основан на осадкообразовании за счет выпадения хлопьевидных твердых частиц солей. Образование твердых частиц солей является необратимым процессом и их применение в методах воздействия на всю площадь пласта приводит к необратимой кольматации поровых каналов и нарушению системы фильтрации пластовых флюидов, что является недостатком известного способа.

Кроме того, из уровня техники известна композиция для повышения нефтеотдачи пласта, включающая анионное поверхностно-активное вещество (АПАВ) и неионогенное поверхностно-активное вещество (НПАВ), где в качестве АПАВ она

содержит нефтяные или синтетические сульфонаты с эквивалентной массой от 330 до 580, а в качестве НПАВ -оксиэтилированные алкил фенолы со степенью оксиэтилирования от 8 до 16, и дополнительно содержит растворитель (патент РФ №2065946, МПК E21B 43/22, E21B 33/138, опубликован 27.08.1996). В известном решении
5 решена задача повышения стабильности композиции ПАВ для ее применения в высокотемпературных пластах с высокой минерализацией пластовых вод. Целью композиции является повышение нефтевытеснения за счет доотмыва нефти с помощью ПАВ, а не выравнивание фронта вытеснения нефти. В связи с этим, недостатком композиции является невозможность блокирования высокопроницаемых интервалов
10 пласта и невозможность создания нефтевытесняющей пачки, что приводит к низкому охвату пласта воздействием.

Также из уровня техники известен способ регулирования процесса разработки и повышения нефтеотдачи неоднородных по проницаемости пластов, заключающийся в последовательно чередующейся закачке оторочек изолирующего состава в
15 добывающую и/или нагнетательную скважины, при этом в качестве растворителя используют СФПК с концентрацией 5-20 мас. %, в качестве изолирующего состава используют тампонажные составы на основе кремнийорганических соединений или прямые и обратные эмульсионные растворы или др. (патент РФ на изобретение №2257463, МПК E21B 43/22, опубликован 27.07.2005). В известном решении
20 предусмотрены этапы блокировки высокопроницаемых интервалов пласта за счет применения изолирующего состава и последующего доотмыва пленочной нефти за счет закачки водных растворов щелочей и растворителя. Недостатком известного способа является отсутствие нефтевытесняющей пачки, которая обеспечивает повышение коэффициента охвата пласта воздействием и выравнивание фронта вытеснения нефти
25 рабочей жидкостью.

Для решения указанных проблем разработки нефтегазовых месторождений предлагается способ увеличения нефтеотдачи пластов, основанный на поэтапной обработке пластов эмульсионными системами и нефтеотмывающими агентами.

Сущность изобретения заключается в том, что согласно первому варианту способ
30 увеличения нефтеотдачи пластов включает следующие последовательные этапы обработки пластов: закачку обратной эмульсии объемом 3-5 м³/м перфорированной мощности пласта (м³/м) с последующей продавкой кислотным составом объемом 2-3 м³/м, закачку высокостабильной прямой эмульсии с содержанием наночастиц двуокиси
35 кремния объемом 3-7 м³/м с последующей продавкой жидкостью из системы поддержания пластового давления. При этом в качестве обратной эмульсии можно использовать композицию следующего состава, % об.: дизельное топливо или подготовленную нефть с пункта подготовки и перекачки нефти - 25-35, эмульгатор - 1.5-3, техническая вода - остальное. В качестве технической воды можно использовать
40 раствор хлорида кальция или раствор хлорида калия. Для карбонатных пластов в качестве кислотного состава для продавки используют солянокислотный состав, содержащий, в частности, 30%-ную соляную кислоту, уксусную кислоту, диэтиленгликоль, ингибитор коррозии и техническую воду. Конкретнее, солянокислотный состав может содержать, % об.: 30%-ную соляную кислоту - 50-63,
45 уксусную кислоту - 1-3, диэтиленгликоль - 6-12, ингибитор коррозии - 1.5-2, техническую воду - остальное. Для терригенных пластов в качестве кислотного состава для продавки используют глинокислотный состав, содержащий, в частности, 30%-ную соляную кислоту, плавиковую кислоту, диэтиленгликоль, уксусную кислоту, ингибитор коррозии,

техническую воду. Конкретнее, глинокислотный состав может содержать, % об.: 30%-ную соляную кислоту - 48-60, плавиковую кислоту - 1-4, диэтиленгликоль - 6-12, уксусную кислоту - 1-3, ингибитор коррозии - 1.5-2, техническую воду - остальное. В качестве прямой эмульсии можно использовать композицию следующего состава, % об.:

5 дизельное топливо или подготовленную нефть с пункта подготовки и перекачки нефти - 10-20, эмульгатор - 1-2.5, коллоидный раствор наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 9 до 100 нанометров - 0.5-1.5, техническую воду - остальное.

Кроме того, согласно второму варианту, способ увеличения нефтеотдачи пластов включает следующие последовательные этапы обработки пластов: закачку обратной
10 эмульсии объемом 3-5 м³/м с последующей продавкой неионогенным поверхностно-активным веществом, в качестве которого используют композиционную смесь Неонол БС-1 объемом 2-3 м³/м, закачку высокостабильной прямой эмульсии с содержанием наночастиц двуокиси кремния объемом 3-7 м³/м с последующей продавкой жидкостью
15 из системы поддержания пластового давления. При этом в качестве обратной эмульсии можно использовать композицию следующего состава, % об.: дизельное топливо или подготовленную нефть с пункта подготовки и перекачки нефти - 25-35, эмульгатор - 1.5-3, техническая вода - остальное. В качестве технической воды можно использовать раствор хлорида кальция или раствор хлорида калия. В качестве прямой эмульсии
20 можно использовать композицию следующего состава, % об.: дизельное топливо или подготовленную нефть с пункта подготовки и перекачки нефти - 10-20, эмульгатор - 1-2.5, коллоидный раствор наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 9 до 100 нанометров - 0.5-1.5, техническую воду - остальное.

Техническим результатом изобретения является увеличение нефтеотдачи пластов и
25 повышение эффективности разработки нефтегазовых месторождений за счет увеличения охвата пласта воздействием, доотмыва нефти и выравнивания фронта вытеснения нефти.

Процессы фильтрации и вытеснения флюидов из пористой среды определяются явлениями, происходящими как на границах раздела между технологическими
30 жидкостями, нефтью, водой, газом, так и на контакте технологических жидкостей и флюидов с горной породой. В связи с этим, предлагаемый способ увеличения нефтеотдачи пластов разработан на основе физико-химических свойств технологических жидкостей, закачиваемых в нефтегазоносные пласты, изменять и эффективно регулировать поверхностно-молекулярные свойства пластовых систем.

35 Для обеспечения наиболее полного охвата пластов воздействием по площади и объему в предлагаемом способе предусмотрены три этапа обработки со следующими целями:

1 этап - изменение смачиваемости и блокировка наиболее проницаемых, промытых водой интервалов пластов обратной эмульсией - эмульсионной системой типа «вода в
40 нефти».

Как правило, промытые водой интервалы пласта являются гидрофильными, что создает дополнительное сопротивление продвижению обратной эмульсии по более проницаемым каналам и снижает риск поглощения обратной эмульсии промытыми
45 водой каналами фильтрации. Также, при продвижении обратной эмульсии (дисперсионная среда - углеводороды) по каналу фильтрации происходит изменение краевого угла смачивания горной породы.

2 этап - продавка обратной эмульсии и увеличение фильтрационных параметров менее проницаемых интервалов пластов активной композицией.

Изменение краевого угла смачиваемости горных пород в результате закачки обратной эмульсии на первом этапе обработки приводит к дополнительному сопротивлению для движения по этим каналам активной композиции на водной основе (кислотные композиции или композиции с поверхностно-активным веществом - ПАВ) таким образом, активная композиция будет фильтроваться в менее проницаемые интервалы пласта.

Активные композиции позволяют увеличить фильтрационные параметры менее проницаемых интервалов пластов, обеспечивая перераспределение потоков жидкостей, поступающих в призабойную зону пласта (ПЗП). В случае применения кислотных композиций в качестве активной композиции происходит частичное растворение ряда кольматантов и минералов, составляющих горную породу пласта. В случае применения композиций с ПАВ в качестве активной композиции происходит преимущественно доотмыв адсорбционных слоев со стенок поровых каналов.

Наличие адсорбционных слоев способствует интенсивному отложению асфальтосмолопарафинистых веществ в поровых каналах, что приводит к снижению фильтрационных параметров горных пород. Отрицательное влияние отложений на проницаемость горных пород увеличивается в пластах с низкой проницаемостью и высоким содержанием высокомолекулярных соединений в составе пластовой нефти. Отрицательное действие отложений на проницаемость горных пород связано с тем, что при интенсивном отложении асфальтосмолопарафинистых веществ на адсорбционных слоях сужается проходное сечение поровых каналов. В некоторых случаях это приводит к полной блокировке каналов и затуханию процессов фильтрации флюидов в пластовых условиях.

3 этап - закачка пачки высокостабильной эмульсии прямого типа - эмульсионной системы типа «нефть в воде», с содержанием коллоидного раствора наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 9 до 100 нанометров. Высокостабильная прямая эмульсия является пачкой, сдерживающей фронт вытеснения нефти от прорыва вытесняющего агента.

При движении эмульсионных систем в пористой среде их эффективная вязкость зависит от объемного водосодержания в системе и скорости фильтрации эмульсии в пористой среде, увеличиваясь с уменьшением скорости фильтрации и ростом объемного водосодержания. Это приводит к тому, что при движении в неоднородном по разрезу пласте происходит саморегулирование скорости фильтрации и выравнивание как профиля закачки в ПЗП, так и фронта вытеснения нефти.

Полярность дисперсионной среды высокостабильной прямой эмульсии обеспечивает:

- фильтрацию эмульсионной системы в преимущественно гидрофильные менее проницаемые интервалы пластов;
- изменение фазовой проницаемости менее проницаемых нефтенасыщенных каналов фильтрации;
- доотмыв остаточной нефти в результате солубилизации взвешенных в эмульсии глобул углеводородов и четок углеводородов в нефтенасыщенных каналах фильтрации;
- пачку, сдерживающую прорыв воды по стимулированным активной композицией фильтрационным каналам.

Опыт применения классических обратных эмульсий в качестве блокирующих пачек показывает, что граничная стабильность обратной эмульсии в пластовых условиях находится в интервале 4...6 мес., т.е. высокопроницаемые промытые каналы фильтрации, заблокированные пачкой первого этапа обработки (обратной эмульсией), будут ограниченно вовлечены в процесс вытеснения в течение этого периода времени. Этот

временной интервал обеспечит достаточное удаление от ПЗП пачки третьего этапа (высокостабильная прямая эмульсия), которая формирует фронт вытеснения нефти. Фронт вытеснения нефти в данный период образовывается за счет фильтрации вытесняющего агента по менее проницаемым нефтенасыщенным интервалам пластов.

5 В ходе фильтрации некоторый объем остаточной нефти, вытесненной из менее проницаемых интервалов, мигрирует в более проницаемые каналы фильтрации, которые активно работали до обработки. Следовательно, по истечению 4...6 мес. постепенное подключение в процесс вытеснения нефти интервалов пластов, которые были активно вовлечены в процессы фильтрации до блокировки обратной эмульсией (пачка первого
10 этапа обработки), увеличит охват пластов воздействием по площади и объему.

Разница в проницаемости различных каналов фильтрации при общем перепаде давления в ПЗП приводит к тому, что в интервалах с большей проницаемостью скорость фильтрации выше и, следовательно, фронт движения вытесняющего агента (воды) по более проницаемым интервалам пластов догонит фронт вытеснения нефти, который
15 был сформирован за счет движения пачки высокостабильной прямой эмульсии по менее проницаемым интервалам пластов. Эти явления обеспечивают выравнивание фронта вытеснения нефти на подходе к добывающим скважинам.

Явления происходящие на границах раздела фаз, проявляющиеся как на границах раздела между нефтью, водой и газом, так и на контакте пластовых флюидов с горной
20 породой в значительной степени влияют на процессы фильтрации флюидов в пористой среде. Также существенное влияние оказывают капиллярные явления. В гидрофильной пористой среде вследствие микронеоднородности пористой среды на границе водонефтяного контакта капиллярные силы оказываются больше в поровых каналах меньшего размера. В результате по мелким поровым каналам вода продвигается в
25 нефтенасыщенную часть, а нефть по крупным порам оттесняется частично в водонасыщенную область. Вследствие этого граница раздела приобретает изрезанный, фрактальный вид.

При вытеснении нефти из преимущественно трещиноватых пластов под действием перепада давления вода быстро прорывается по высокопроницаемым трещинам к
30 добывающим скважинам. После этого происходит медленное капиллярное впитывание (пропитка) воды в нефтенасыщенные блоки и вытеснение из них нефти. Это способствует доизвлечению нефти и увеличению нефтеотдачи пласта.

В неоднородных пластах при больших скоростях вытеснения вода не успевает под действием капиллярных сил вытеснить нефть из низкопроницаемых участков пласта.
35 В связи с этим за фронтом вытеснения остаются целики нефти. Поэтому нефтеотдача с ростом скорости вытеснения будет снижаться как в гидрофобных, так и в гидрофильных неоднородных пластах. Таким образом, в зависимости от тех или иных сочетаний геолого-физических условий пластовой системы, поверхностные явления оказывают значительное влияние на нефтеотдачу пластов.

40 Основная характеристика процесса вытеснения нефти из пористой среды - степень вытеснения, которая напрямую определяет нефтеотдачу пластов. Полнота вытеснения обуславливается гидродинамическими факторами, свойствами жидкостей и геолого-физическими свойствами пластовой системы. Степень вытеснения характеризуется устойчивостью фронта вытеснения одной жидкости другой и остаточной насыщенностью
45 горных пород вытесняемой жидкостью за фронтом вытеснения. Остаточная насыщенность за фронтом вытеснения определяется фазовой проницаемостью и соответствует тому значению, при котором фаза теряет подвижность. Эта величина может регулироваться изменением смачиваемости горных пород вытесняющей

жидкостью за счет добавок поверхностно-активных веществ.

Для определения стабильностей обратной эмульсии и модифицированной наночастицами прямой эмульсии проведены сравнительные эксперименты по измерению агрегативной устойчивости эмульсий.

5 Агрегативная устойчивость это способность эмульсий сохранять степень дисперсности внутренней фазы.

Оценку проводили по показателю электростабильности - значений электрического напряжения, соответствующего моменту разрушения эмульсии, заключенной между электродами измерительной ячейки прибора.

10 Эксперименты проводились на приборе марки FANN при комнатной температуре (20°C). Плотность дисперсионной среды (водный раствор хлорида калия) прямой эмульсии - 1120 кг/м³.

В результате сравнительных экспериментов определено, что наличие в составе эмульсии коллоидного раствора наночастиц двуокиси кремния увеличивает стабильность эмульсии. Оптимальная концентрация коллоидного раствора наночастиц двуокиси кремния в составе эмульсии находится в интервале 0,5-1,5% об. Результаты экспериментов представлены на фиг. 1-4.

Для проведения технологических операций по предлагаемому способу необходимы спецтехника и оборудование, представленные ниже.

20 Способ увеличения нефтеотдачи пластов основан на последовательной закачке через нагнетательные скважины или блочную кустовую насосную станцию (БКНС) в пласт оторочек эмульсионных систем и активных композиций, каждая из которых выполняет определенную задачу в контексте общей цели достижения максимально селективного блокирующего и стимулирующего воздействия в различных интервалах пласта.

25 Приготовление эмульсионных систем рекомендуется производить на лопастных мешалках при скорости вращения вала 1200-1500 об./мин или на коллоидных мельницах растворного узла (при его наличии на промысле). Допускается применение установки приготовления химических реагентов с насосом-дозатором и емкостью "УСИД" в комплекте с блоком напорно-силового насоса СИН-44.02. Технические характеристики установки представлены на фиг. 5.

30 Установка "УСИД" позволяет приготовить растворы из жидких (до 5-и наименований) и порошкообразных химреагентов. В зависимости от технологии производить дозирование химреагентов через эжектор в основную емкость, смешивание и подачу в насосный агрегат, обвязываемый приемом дозирочного насоса с емкостью, предназначенной для данного вида реагента. Установка состоит из: расходомера, эжектора с воронкой (для ввода хим. реагентов), активатора, емкости, электродвигателей, валов со шнеками, уровнемера, электромонтажного блока управления, пробоотборника и манометра.

40 При осуществлении технологического процесса закачки применяются стандартные спецтехника и оборудование, применяемое при капитальном ремонте скважин. В частности, рукава высокого давления резиновые с металлической оплеткой и концевой присоединительной арматурой, предназначенные для гидросистем различных машин и оборудования. На фиг. 6 представлены технические характеристики и условия эксплуатации рукавов высокого давления. На фиг. 7 представлен примерный перечень спецтехники и ее назначение. Количество единиц оборудования и спецтехники может отличаться в зависимости от объема закачиваемых составов.

Техническое состояние оборудования должно обеспечивать возможность контроля технологических процессов. В точках контроля должны быть врезаны исправные

пробоотборники. Расстояние между шнеком дозатора агентов и приемной воронкой эжектора должно позволять подставлять и наполнять емкость, соответствующую минутному расходу агента.

5 Следует отметить, что линии нагнетания обеспечиваются обратным клапаном, стравливающим клапаном. Линия водоснабжения обеспечивается редуцирующей задвижкой. Эжектирующее устройство должно быть исправным, проходить очистку и проверку после каждой операции, и оснащено резиновым шлангом.

Закачка эмульсионных систем и активной композиции в пласт может осуществляться по одному из двух вариантов:

- 10 - через нагнетательную скважину;
- через БКНС.

При закачке пачек через нагнетательную скважину в качестве активной композиции применяют кислотный состав. В данном случае обработка производится индивидуально по каждой отдельной скважине посредством технологического подсоединения линий (рукавов высокого давления) насосных агрегатов к устьевой арматуре нагнетательной скважины.

А именно, для осуществления способа согласно первому варианту производят закачку обратной эмульсии объемом 3-5 м³/м с последующей продавкой кислотным составом 20 объемом 2-3 м³/м, а затем закачку высокостабильной прямой эмульсии с содержанием коллоидного раствора наночастиц двуокиси кремния объемом 3-7 м³/м с последующей продавкой жидкостью из системы поддержания пластового давления. При этом в качестве обратной эмульсии можно использовать композицию следующего состава, % об.: дизельное топливо или подготовленную нефть с пункта подготовки и перекачки 25 нефти - 25-35, эмульгатор - 1.5-3, техническая вода - остальное. В качестве технической воды можно использовать раствор хлорида кальция или раствор хлорида калия. Для карбонатных пластов в качестве кислотного состава для продавки используют солянокислотный состав, содержащий, в частности, 30%-ную соляную кислоту, уксусную кислоту, диэтиленгликоль, ингибитор коррозии и техническую воду. Конкретнее, 30 солянокислотный состав может содержать, % об.: 30%-ную соляную кислоту - 50-63, уксусную кислоту - 1-3, диэтиленгликоль - 6-12, ингибитор коррозии - 1.5-2, техническую воду - остальное. Для терригенных пластов в качестве кислотного состава для продавки используют глинокислотный состав, содержащий, в частности, 30%-ную соляную 35 кислоту, плавиковую кислоту, диэтиленгликоль, уксусную кислоту, ингибитор коррозии, техническую воду. Конкретнее, глинокислотный состав может содержать, % об.: 30%-ную соляную кислоту - 48-60, плавиковую кислоту - 1-4, диэтиленгликоль - 6-12, уксусную кислоту - 1-3, ингибитор коррозии - 1.5-2, техническую воду - остальное. В качестве 40 прямой эмульсии можно использовать композицию следующего состава, % об.: дизельное топливо или подготовленную нефть с пункта подготовки и перекачки нефти - 10-20, эмульгатор - 1-2.5, коллоидный раствор наночастиц двуокиси кремния размером от 9 до 100 нанометров - 0,5-1.5, техническую воду - остальное.

При закачке пачек через БКНС в качестве активной композиции применяют композицию ПАВ. В данном случае производится обработка группы скважин, которые подсоединены к линии БКНС. Применение кислотных составов при закачке рабочих 45 пачек через БКНС запрещено ввиду низкой защиты линий БКНС от коррозионной агрессивности кислотных составов.

А именно, для осуществления способа согласно второму варианту производят закачку обратной эмульсии объемом 3-5 м³/м с последующей продавкой неионогенным

поверхностно-активным веществом (НПАВ), в качестве которого используют композиционную смесь Неонол БС-1 объемом 2-3 м³/м, и закачку высокостабильной прямой эмульсии с содержанием наночастиц двуокиси кремния объемом 3-7 м³/м с последующей продавкой жидкостью из системы поддержания пластового давления.

Неонол БС-1 (ТУ 2483-005-48482528-99) представляет собой композиционную смесь НПАВ, полигликоля и воды, и предназначен для использования в процессах интенсификации нефтедобычи для обработки призабойных зон нагнетательных и добывающих скважин, а также как улучшающая добавка в сшитые полимерные составы, применяемые для выравнивания профилей приемистости нагнетательных скважин и снижения обводненности на участке воздействия. В качестве обратной эмульсии можно использовать композицию следующего состава, % об.: дизельное топливо или подготовленную нефть с пункта подготовки и перекачки нефти - 25-35, эмульгатор - 1.5-3, техническая вода - остальное. В качестве технической воды можно использовать раствор хлорида кальция или раствор хлорида калия. В качестве прямой эмульсии можно использовать композицию следующего состава, % об.: дизельное топливо или подготовленную нефть с пункта подготовки и перекачки нефти - 10-20, эмульгатор - 1-2.5, коллоидный раствор наночастиц двуокиси кремния размером от 9 до 100 нанометров - 0.5-1.5, техническую воду - остальное.

Для выбора скважин и определения технологических параметров закачки эмульсионных систем производится следующий комплекс промыслово-исследовательских работ:

- анализ геолого-промысловых данных по скважинам и определение характера обводнения скважин;
- отбор проб жидкости для определения обводненности добываемой продукции и типа воды, поступающей в скважину;
- определение реагирующих добывающих скважин для оценки эффективности применения технологии;
- исследование герметичности эксплуатационной колонны;
- оценка состояния цементного кольца в интервале продуктивных пластов;
- определение приемистости скважины и профиля приемистости перфорированной мощности пласта;
- снятие кривых восстановления давления и индикаторных кривых.

Конкретный объем исследований определяется для каждой скважины индивидуальным планом работ.

Ниже приведены примеры осуществления способа по первому и второму вариантам.

Пример 1.

Обработка нагнетательной скважины в карбонатном пласте. Приемистость до обработки - 267 м³/сут. Мощность перфорированного интервала, подлежащего обработке - 20 м.

Произвели расстановку и обвязку оборудования согласно типовой схемы. Закачку рабочих жидкостей производили последовательно в три этапа. Время выдержки не предусматривали. На первом этапе произвели закачку обратной эмульсии следующего состава, % об.: дизельное топливо - 25%, эмульгатор - 1.5%, водный раствор хлорида калия - остальное, в объеме 3.6 м³/м. На втором этапе произвели закачку кислотного (солянокислотного) состава, % об.: 30-ти процентная соляная кислота - 57, диэтиленгликоль - 8, уксусная кислота - 1.5, гидрофобизатор на основе амидов - 2, ингибитор коррозии - 1.5, техническая вода - остальное, в объеме 3 м³/м. На третьем

этапе произвели закачку высокостабильной эмульсии прямого типа с содержанием коллоидного раствора наночастиц двуокиси кремния, % об.: дизельное топливо - 10%, эмульгатор - 1%, коллоидный раствор наночастиц двуокиси кремния - 0,5%, техническая вода - остальное, в объеме 4,2 м³/м. Далее скважина была запущена в работу.

По прошествии 8 месяцев произвели оценку технологической эффективности обработки. Дополнительная добыча нефти по реагирующим добывающим скважинам составила 1,2 тыс.т на скважину. На момент оценки эффект продолжался.

Пример 2.

Обработка нагнетательной скважины в карбонатном пласте. Приемистость до обработки - 310 м³/сут. Мощность перфорированного интервала, подлежащего обработке - 38 м.

Произвели расстановку и обвязку оборудования согласно типовой схемы. Закачку рабочих жидкостей производили последовательно в три этапа. Время выдержки не предусматривали. На первом этапе произвели закачку обратной эмульсии следующего состава, % об.: дизельное топливо - 27%, эмульгатор - 1.5%, водный раствор хлорида калия - остальное, в объеме 4.3 м³/м. На втором этапе произвели закачку кислотного (солянокислотного) состава, % об.: 30-ти процентная соляная кислота - 57, диэтиленгликоль - 8, уксусная кислота - 1.5, ингибитор коррозии - 1,5, техническая вода - остальное, в объеме 2.5 м³/м. На третьем этапе произвели закачку высокостабильной эмульсии прямого типа с содержанием коллоидного раствора наночастиц двуокиси кремния, % об.: дизельное топливо - 15%, эмульгатор - 1.5%, коллоидный раствор наночастиц двуокиси кремния - 1.5%, техническая вода - остальное, в объеме 5.6 м³/м. Далее скважина была запущена в работу.

По прошествии 8 месяцев произвели оценку технологической эффективности обработки. Дополнительная добыча нефти по реагирующим добывающим скважинам составила 1.43 тыс.т на скважину. На момент оценки эффект продолжался.

Пример 3.

Обработка нагнетательной скважины в карбонатном пласте. Приемистость до обработки - 169 м³/сут. Мощность перфорированного интервала, подлежащего обработке - 18 м.

Произвели расстановку и обвязку оборудования согласно типовой схемы. Закачку рабочих жидкостей производили последовательно в три этапа. Время выдержки не предусматривали. На первом этапе произвели закачку обратной эмульсии следующего состава, % об.: дизельное топливо - 30%, эмульгатор - 2%, водный раствор хлорида калия - остальное, в объеме 3 м³/м. На втором этапе произвели закачку кислотного (солянокислотного) состава, % об.: 30-ти процентная соляная кислота - 50, диэтиленгликоль - 6, уксусная кислота - 2, ингибитор коррозии - 1.5, техническая вода - остальное, в объеме 2 м³/м. На третьем этапе произвели закачку высокостабильной эмульсии прямого типа с содержанием коллоидного раствора наночастиц двуокиси кремния, % об.: дизельное топливо - 17%, эмульгатор - 2%, коллоидный раствор наночастиц двуокиси кремния - 1%, техническая вода - остальное, в объеме 3,4 м³/м. Далее скважина была запущена в работу.

По прошествии 8 месяцев произвели оценку технологической эффективности обработки. Дополнительная добыча нефти по реагирующим добывающим скважинам составила 1,04 тыс.т на скважину. На момент оценки эффект продолжался.

Пример 4.

Обработка нагнетательной скважины в карбонатном пласте. Приемистость до обработки - 390 м³/сут. Мощность перфорированного интервала, подлежащего обработке - 41 м.

5 Произвели расстановку и обвязку оборудования согласно типовой схемы. Закачку рабочих жидкостей производили последовательно в три этапа. Время выдержки не предусматривали. На первом этапе произвели закачку обратной эмульсии следующего состава, % об.: дизельное топливо - 35%, эмульгатор - 3%, водный раствор хлорида
10 калия - остальное, в объеме 5 м³/м. На втором этапе произвели закачку кислотного (солянокислотного) состава, % об.: 30-ти процентная соляная кислота - 60, диэтиленгликоль - 10, уксусная кислота - 3, ингибитор коррозии - 2, техническая вода - остальное, в объеме 2,5 м³/м. На третьем этапе произвели закачку высокостабильной эмульсии прямого типа с содержанием коллоидного раствора наночастиц двуокиси
15 кремния, % об.: дизельное топливо - 20%, эмульгатор - 2.5%, коллоидный раствор наночастиц двуокиси кремния SiO₂ - 1.5%, техническая вода - остальное, в объеме 6,2 м³/м. Далее скважина была запущена в работу.

По прошествии 8 месяцев произвели оценку технологической эффективности обработки. Дополнительная добыча нефти по реагирующим добывающим скважинам
20 составила 1,58 тыс.т на скважину. На момент оценки эффект продолжался.

Пример 5.

Обработка нагнетательной скважины в терригенном пласте. Приемистость до обработки - 177 м³/сут. Мощность перфорированного интервала, подлежащего
25 обработке - 33 м.

Произвели расстановку и обвязку оборудования согласно типовой схемы. Закачку рабочих жидкостей производили последовательно в три этапа. Время выдержки не предусматривали. На первом этапе произвели закачку обратной эмульсии следующего
30 состава, % об.: подготовленная нефть с пункта подготовки и перекачки нефти - 32%, эмульгатор - 3%, водный раствор хлорида кальция - остальное, в объеме 3 м³/м. На втором этапе произвели закачку кислотного (глинокислотного) состава, % об.: 30-ти процентная соляная кислота - 48, плавиковая кислота - 2, диэтиленгликоль - 6, уксусная кислота - 1.5, ингибитор коррозии - 1.5, техническая вода - остальное, в объеме 2.4 м³/м.
35 На третьем этапе произвели закачку высокостабильной эмульсии прямого типа с содержанием коллоидного раствора наночастиц двуокиси кремния, % об.: подготовленная нефть с пункта подготовки и перекачки нефти - 20%, эмульгатор - 2.5%, коллоидный раствор наночастиц двуокиси кремния - 1.5%, техническая вода - остальное, в объеме 3 м³/м. Далее скважина была запущена в работу.

40 По прошествии 8 месяцев произвели оценку технологической эффективности обработки. Дополнительная добыча нефти по реагирующим добывающим скважинам составила 0,92 тыс.т на скважину. На момент оценки эффект продолжался.

Пример 6.

Обработка нагнетательной скважины в терригенном пласте. Приемистость до обработки - 240 м³/сут. Мощность перфорированного интервала, подлежащего
45 обработке - 58 м.

Произвели расстановку и обвязку оборудования согласно типовой схемы. Закачку рабочих жидкостей производили последовательно в три этапа. Время выдержки не

предусматривали. На первом этапе произвели закачку обратной эмульсии следующего состава, % об.: подготовленная нефть с пункта подготовки и перекачки нефти - 35%, эмульгатор - 3%, водный раствор хлорида кальция - остальное, в объеме 3.9 м³/м. На втором этапе произвели закачку кислотного (глинокислотного) состава, % об.: 30-ти процентная соляная кислота - 48, плавиковая кислота - 2, диэтиленгликоль - 6, уксусная кислота - 1.5, ингибитор коррозии - 1.5, техническая вода - остальное, в объеме 2.8 м³/м. На третьем этапе произвели закачку высокостабильной эмульсии прямого типа с содержанием коллоидного раствора наночастиц двуокиси кремния, % об.: подготовленная нефть с пункта подготовки и перекачки нефти - 17%, эмульгатор - 2.2%, коллоидный раствор наночастиц двуокиси кремния - 1.5%, техническая вода - остальное, в объеме 4,2 м³/м. Далее скважина была запущена в работу.

По прошествии 8 месяцев произвели оценку технологической эффективности обработки. Дополнительная добыча нефти по реагирующим добывающим скважинам составила 1.22 тыс.т на скважину. На момент оценки эффект продолжался.

Пример 7.

Обработка нагнетательной скважины в терригенном пласте. Приемистость до обработки - 182 м³/сут. Мощность перфорированного интервала, подлежащего обработке - 36 м.

Произвели расстановку и обвязку оборудования согласно типовой схемы. Закачку рабочих жидкостей производили последовательно в три этапа. Время выдержки не предусматривали. На первом этапе произвели закачку обратной эмульсии следующего состава, % об.: подготовленная нефть с пункта подготовки и перекачки нефти - 28%, эмульгатор - 2.5%, водный раствор хлорида кальция - остальное, в объеме 3.2 м³/м. На втором этапе произвели закачку кислотного (глинокислотного) состава, % об.: 30-ти процентная соляная кислота - 48, плавиковая кислота - 2, диэтиленгликоль - 6, уксусная кислота - 1.5, ингибитор коррозии - 1.5, техническая вода - остальное, в объеме 2,5 м³/м. На третьем этапе произвели закачку высокостабильной эмульсии прямого типа с содержанием коллоидного раствора наночастиц двуокиси кремния, % об.: подготовленная нефть с пункта подготовки и перекачки нефти - 10%, эмульгатор - 1%, коллоидный раствор наночастиц двуокиси кремния - 0.7%, техническая вода - остальное, в объеме 3 м³/м. Далее скважина была запущена в работу.

По прошествии 8 месяцев произвели оценку технологической эффективности обработки. Дополнительная добыча нефти по реагирующим добывающим скважинам составила 0,94 тыс.т на скважину. На момент оценки эффект продолжался.

Пример 8.

Обработка группы нагнетательных скважин в терригенном пласте, закачкой технологических жидкостей через БКНС. Основные технологические параметры скважин и объемы закачки представлены на фиг. 8.

Произвели расстановку и обвязку оборудования согласно типовой схемы. Закачку рабочих жидкостей производили последовательно в три этапа. Время выдержки не предусматривали. На первом этапе произвели закачку обратной эмульсии следующего состава, % об.: подготовленная нефть с пункта подготовки и перекачки нефти - 25%, эмульгатор - 2.5%, водный раствор хлорида калия - остальное, в объеме 4,05 м /м (среднее на 12 скважин). Общий объем обратной эмульсии на 12 скважин составил 1689,5 м³. На втором этапе произвели закачку композиции неионогенных ПАВ, спиртов,

гликолей и воды (Неонол БС-1) в объеме 2,28 м³/м (среднее на 12 скважин). Общий объем Неонол БС-1 на 12 скважин составил 951,1 м³. На третьем этапе произвели закачку высокостабильной эмульсии прямого типа с содержанием коллоидного раствора наночастиц двуокиси кремния, % об.: подготовленная нефть с пункта подготовки и перекачки нефти - 20%, эмульгатор - 2.5%, коллоидный раствор наночастиц двуокиси кремния - 1.5%, техническая вода - остальное, в объеме 4,97 м³/м (среднее на 12 скважин).
 5 Общий объем высокостабильной эмульсии на 12 скважин составил 2078,2 м³. Произвели отсоединение линий насосных агрегатов. После чего БКНС продолжила работу в соответствии с установленным технологическим режимом работы.
 10

По прошествии 8 месяцев произвели оценку технологической эффективности обработки. Дополнительная добыча нефти по реагирующим добывающим скважинам составила 12, 6 тыс.т. На момент оценки эффект продолжался.

Таким образом, изобретение позволяет увеличить нефтеотдачу пластов и повысить эффективность разработки нефтегазовых месторождений за счет:

- увеличения охвата пластов воздействием;
- выравнивания фронта вытеснения нефти;
- изменения краевого угла избирательной смачиваемости горных пород;
- селективной блокировки наиболее проницаемых интервалов пластов;
- 20 - увеличения фильтрационных характеристик менее проницаемых интервалов пластов и доотмыва нефти;
- применения эмульсионных систем, не содержащих веществ, образующих нерастворимые осадки.

25 (57) Формула изобретения

1. Способ увеличения нефтеотдачи пластов, включающий следующие последовательные этапы обработки пластов:

- закачку обратной эмульсии объемом 3-5 м³/м с последующей продавкой кислотным составом объемом 2-3 м³/м,

- закачку высокостабильной прямой эмульсии с содержанием наночастиц двуокиси кремния объемом 3-7 м³/м с последующей продавкой жидкостью из системы поддержания пластового давления,

при этом в качестве обратной эмульсии используют композицию следующего состава,
 35 % об.: дизельное топливо или подготовленная нефть с пункта подготовки и перекачки нефти - 25-35, эмульгатор - 1.5-3, техническая вода - остальное,

в качестве кислотного состава для карбонатных пластов используют солянокислотный состав, содержащий, % об.: 30%-ную соляную кислоту - 50-63, уксусную кислоту - 1-3, диэтиленгликоль - 6-12, ингибитор коррозии - 1.5-2, техническую
 40 воду - остальное,

в качестве кислотного состава для терригенных пластов используют глинокислотный состав, содержащий, % об.: 30%-ную соляную кислоту - 48-60, плавиковую кислоту - 1-4, диэтиленгликоль - 6-12, уксусную кислоту - 1-3, ингибитор коррозии - 1.5-2, техническую воду - остальное,

45 в качестве высокостабильной прямой эмульсии используют композицию следующего состава, % об.: дизельное топливо или подготовленная нефть с пункта подготовки и перекачки нефти - 10-20, эмульгатор - 1-2.5, коллоидный раствор наночастиц двуокиси кремния с размером частиц от 9 до 100 нанометров - 0.5-1.5, техническая вода -

остальное.

2. Способ по п. 1, отличающийся тем, что в качестве технической воды используют раствор хлорида кальция или раствор хлорида калия.

3. Способ увеличения нефтеотдачи пластов, включающий следующие
5 последовательные этапы обработки пластов:

- закачку обратной эмульсии объемом 3-5 м³/м с последующей продавкой
неионогенным поверхностно-активным веществом, в качестве которого используют
композиционную смесь Неонол БС-1 объемом 2-3 м³/м,

10 - закачку высокостабильной прямой эмульсии с содержанием наночастиц двуокиси
кремния объемом 3-7 м³/м с последующей продавкой жидкостью из системы
поддержания пластового давления,

при этом в качестве обратной эмульсии используют композицию следующего состава,
% об.: дизельное топливо или подготовленная нефть с пункта подготовки и перекачки
15 нефти - 25-35, эмульгатор - 1.5-3, техническая вода - остальное,

в качестве высокостабильной прямой эмульсии используют композицию следующего
состава, % об.: дизельное топливо или подготовленная нефть с пункта подготовки и
перекачки нефти - 10-20, эмульгатор - 1-2.5, коллоидный раствор наночастиц двуокиси
кремния с размером частиц от 9 до 100 нанометров - 0.5-1.5, техническая вода -
20 остальное.

4. Способ по п. 3, отличающийся тем, что в качестве технической воды используют
раствор хлорида кальция или раствор хлорида калия.

25

30

35

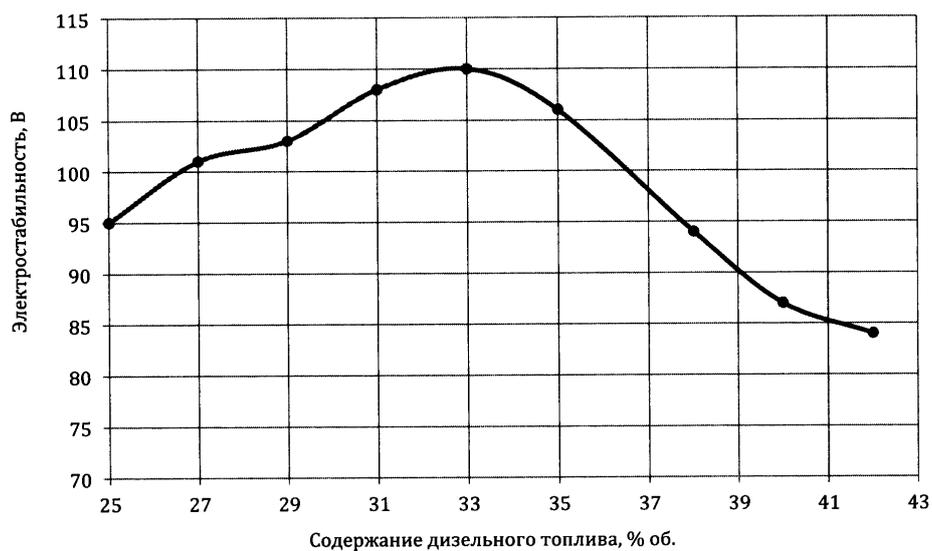
40

45

СПОСОБ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ (ВАРИАНТЫ)

Состав обратной эмульсии, об.%			Среднее значение электростабильности, В
Диз. топливо	Эмульгатор	Водный раствор хлорида калия	
25	2	73	95
27	2	71	101
29	2.5	68.5	103
31	2.5	66.5	108
33	3	64	110
35	3	62	106
38	3	59	92
40	3	57	81
42	3	55	74

Фиг. 1

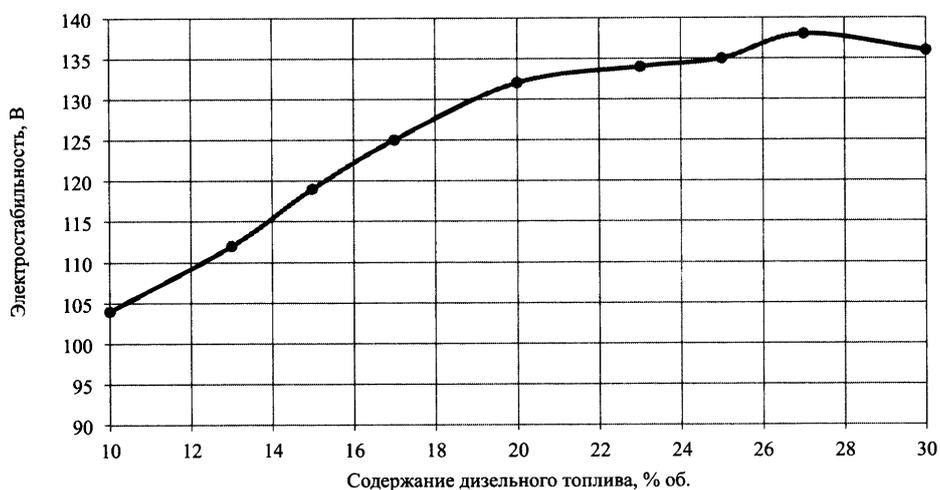


Фиг. 2

СПОСОБ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ (ВАРИАНТЫ)

Состав высокостабильной прямой эмульсии, об. %				Среднее значение электростабильности, В
Диз. топливо	Эмульгатор	Коллоидный раствор наночастиц	Водный раствор хлорида калия	
10	1	0.5	89.5	104
13	1	0.7	85.3	112
15	1.5	1	83	119
17	2	1.2	79.8	125
20	2	1.5	76.5	132
23	2.5	2	73	134
25	2.5	2.2	71	135
27	2.5	2.5	69	138
30	2.5	2.5	66	136

Фиг. 3



Фиг. 4

СПОСОБ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ (ВАРИАНТЫ)

Показатели установки	Технические характеристики
Объем емкости, м ³	10-20
Длина активаторной линии, м	2
Двигатель мощность, кВт	7,5
Установленная мощность, кВт	15
Давление на входе, МПа	7,5

Фиг. 5

Показатели рукавов высокого давления	Технические характеристики	Условия эксплуатации
Размер внутреннего диаметра, мм	50	Температура рабочей жидкости от минус 40 ⁰ С до плюс 100 ⁰ С и при температуре окружающего воздуха от минус 50 ⁰ С до плюс 70 ⁰ С
Присоединительная арматура (диаметр и шаг резьбы), мм	НКТ (ш) 1960 x 2,5	
Номинальное рабочее давление, атм	0 - 250	
Минимально допустимый радиус изгиба при монтаже на изделии и при эксплуатации, мм	630	

Фиг. 6

Наименование спецтехники	Назначение
Кислотовоз СИН-32, СИН-31	Завоз, приготовление и закачка щелочей, кислот
Насосный агрегат ЦА – 320	Приготовление закачка и определение приёмности
Эжекторы	Смешение компонентов растворов
Автоцистерна АЦ – 10	Завоз хим. реагентов
Самосвал	Завоз х/р и вывоз мусора
Вахтовый автомобиль	Перевозка персонала
ППУ (в зимнее время)	Пропарочные работы

Фиг. 7

СПОСОБ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ (ВАРИАНТЫ)

Скважина	Приемистость, м ³ /сут	Перфорированная мощность, м	Объем закачки для 1 этапа, м ³ /скв	Объем закачки для 2 этапа, м ³ /м	Объем закачки для 3 этапа, м ³ /м
1	178	24	72	48	84
2	254	30	108	75	120
3	386	52	260	156	312
4	319	41	176,3	90,2	229,6
5	180	22	66	44	77
6	212	24	86,4	48	96
7	377	37	170,2	81,4	210,9
8	409	31	130,2	65,1	170,5
9	376	29	116	58	150,8
10	223	34	149,6	74,8	187
11	190	33	138,6	72,6	178,2
12	311	46	216,2	138	262,2
Итого объем закачки по этапам:			1689,5	951,1	2078,2

Фиг. 8