



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ
СОБСТВЕННОСТИ,
ПАТЕНТАМ И ТОВАРНЫМ ЗНАКАМ
(РОСПАТЕНТ)

(19) **RU** (11) **2270913** (13)
C2

(51) МПК
E21B 43/22 (2006.01)

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ

к патенту Российской Федерации

Статус: по данным на 31.03.2006 - действует

(14) Дата публикации: **2006.02.27**

(21) Регистрационный номер заявки: **2004116889/03**

(22) Дата подачи заявки: **2004.06.03**

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
2004.06.03

(43) Дата публикации заявки: **2000.01.01**

(45) Опубликовано: **2006.02.27**

(56) Аналоги изобретения: **RU 2106484
C1, 10.03.1998.**

RU 2092686 C1, 10.10.1997.

RU 2191260 C2, 20.10.2002.

RU 2187634 C2, 20.08.2002.

RU 2042807 C1, 27.08.1995.

US 3819520 A, 25.06.1974.

(72) Имя изобретателя: **Апасов
Тимергалей Кабирович (RU);
Канзафаров Фидрат Яхьяевич
(RU); Леонов Василий
Александрович (RU); Апасов
Ренат Тимергалеевич (RU)**

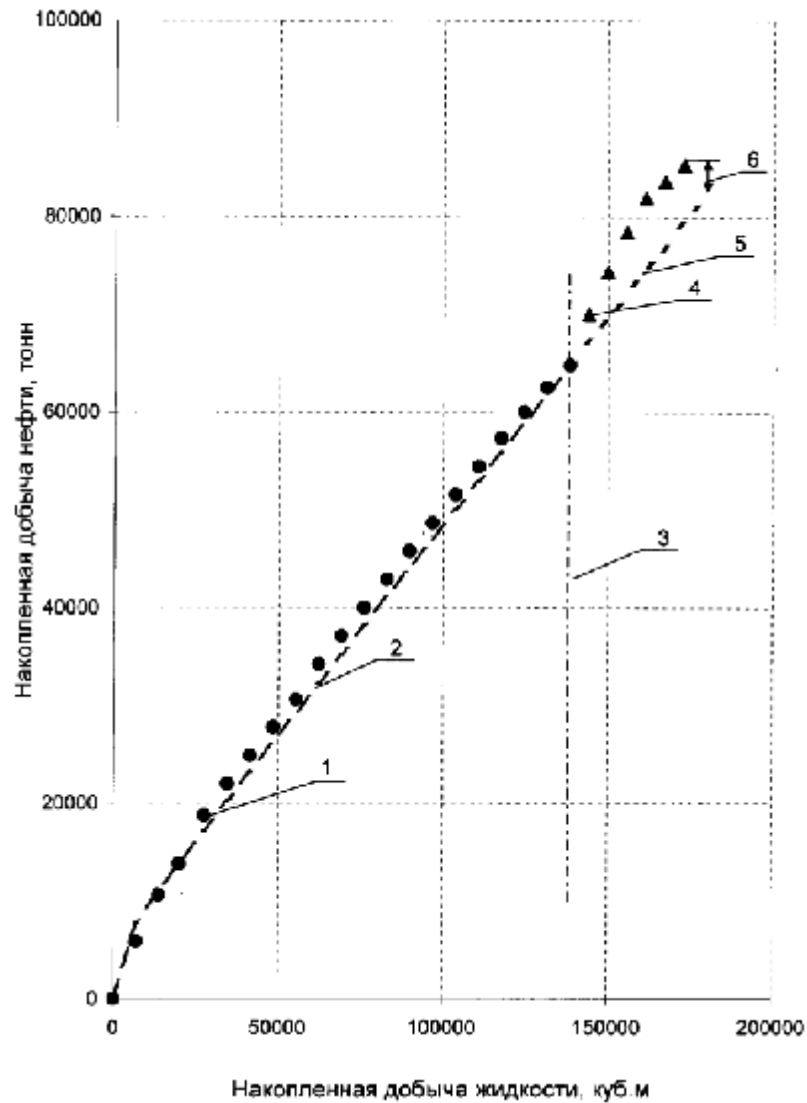
(73) Имя патентообладателя: **Апасов
Тимергалей Кабирович (RU)**

(98) Адрес для переписки: **628615,
Тюменская обл., г.
Нижневартовск, ул. Нефтяников,
91, кв.69, Т.К. Апасову**

(54) СПОСОБ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИНЫ

Изобретение относится к нефтегазодобывающей промышленности, в частности, к области интенсификации добычи нефти и газа или повышения приемистости нагнетательных скважин. Техническим результатом изобретения является повышение нефтеотдачи пластов и интенсификация добычи нефти за счет обработки призабойной зоны неоднородного коллектора, загрязненного кольматантом комплексного состава, за счет селективного воздействия на низкопроницаемые заглинизированные пропластки с временной изоляцией высокопроницаемых и обводненных пропластков. В способе обработки призабойной зоны скважины, включающем последовательную закачку в пласт технологических растворов с кислой, нейтральной и щелочной реакцией среды, взаимодействующих с кольматирующими образованиями природного и/или техногенного генезиса в перфорированной околоскважинной зоне, перед закачкой технологических растворов блокируют неоднородные по проницаемости нефтенасыщенные пропластки путем

последовательной закачки с заданным давлением и расходом обратной углеводородной эмульсии, водоизолирующего материала и взаимного органического растворителя, затем закачивают технологические растворы с заданным давлением и расходом, причем в раствор кислоты добавляют гидросульфат щелочного металла, в качестве нейтральной среды используют взаимный органический растворитель, а щелочной раствор задавливают в пласт заданным объемом углеводородного растворителя, после чего проводят технологическую выдержку, удаляют продукты реакции и осуществляют вызов притока из пласта до появления флюида постоянного состава. Изобретение развито в зависимых пунктах. 24 з.п. ф-лы, 1 табл., 1 ил.



ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ

Изобретение относится к нефтегазодобывающей промышленности, в частности, к области интенсификации добычи нефти и газа или повышения приемистости нагнетательных скважин.

Известен способ обработки призабойной зоны пласта, в котором в пласт последовательно закачивают буферную жидкость на углеводородной основе, представляющую собой смесь бензина и изопропилового спирта, водный раствор соляной кислоты или глиноуксусной кислоты в смеси со спиртом, и вторую буферную жидкость, в качестве которой используют бензин, содержащий смесь предельных углеводородов от C_3 и выше, после чего скважину оставляют на реакцию и затем осваивают компрессором (патент РФ №2042807, Е 21 В 43/27, 1995).

Данный способ позволяет удалять только органические кольяматы, например, асфальтено-смоло-парафиновые отложения (АСПО), но не удаляет неорганические (глина, мехпримеси, оксиды железа).

Известен способ обработки призабойной зоны скважины в многопластовой нефтяной залежи, включающий последовательную закачку в пласты нефтяной эмульсии, материала, растворяющего нефтяную составляющую нефтяной эмульсии, и затем поинтервально раствора кислоты в нефтяные пласты (патент РФ №2092686, Е 21 В 43/27, Е 21 В 43/14, 1997).

Недостатком данного способа обработки призабойной зоны скважины в многопластовой нефтяной залежи является то, что вследствие разобщенности пластов производят их поинтервальную обработку с применением пакерного оборудования. Для неоднородного заглинизированного коллектора при наличии как высоко-, так и низкопроницаемых пропластков в однопластовой нефтяной залежи данный способ неэффективен.

Наиболее близким по технической сущности к предлагаемому решению является способ реагентной обработки скважины, включающий последовательную закачку в пласт технологических растворов с кислой, нейтральной и щелочной реакцией среды, взаимодействующих с кольяматирующими образованиями природного и/или техногенного генезиса в перфорированной околоскважинной зоне (патент РФ №2106484, Е 21 В 43/22, 1998).

Этот способ позволяет воздействовать на различные виды неорганических кольяматов, но не снимает проблемы с АСПО, а также не разрушает техногенно образованные водонефтяные эмульсии. Кроме того, применение данного способа увеличивает проницаемость лишь высокопроницаемых дренированных пропластков, поскольку технологические растворы фильтруются преимущественно в них и не проникают в низкопроницаемые интервалы, поэтому данный способ малоэффективен при удалении кольяматов комплексного состава и при обработке низкопроницаемых заглинизированных коллекторов в скважинах, содержащих одновременно высоко- и низкопроницаемые пропластки.

Техническим результатом настоящего изобретения является повышение нефтеотдачи пластов и интенсификация добычи нефти за счет эффективной обработки призабойной зоны неоднородного коллектора, загрязненного кольяматом комплексного состава, за счет селективного воздействия на низкопроницаемые заглинизированные пропластки с временной изоляцией высокопроницаемых и обводненных пропластков.

В способе обработки призабойной зоны скважины, включающем последовательную закачку в пласт технологических растворов с кислой, нейтральной и щелочной реакцией среды, взаимодействующих с кольяматирующими образованиями природного и/или техногенного генезиса в перфорированной околоскважинной зоне, перед закачкой технологических растворов блокируют неоднородные по проницаемости нефтенасыщенные пропластки путем последовательной закачки с заданным давлением и расходом обратной углеводородной эмульсии, водоизолирующего материала и взаимного органического растворителя, затем закачивают технологические растворы с заданным давлением и расходом, причем в раствор кислоты добавляют гидросульфат щелочного металла, в качестве нейтральной среды используют взаимный органический растворитель, а щелочной раствор задавливают в пласт заданным объемом углеводородного

растворителя, после чего проводят технологическую выдержку, удаляют продукты реакции и осуществляют вызов притока из пласта до появления флюида постоянного состава.

Данный способ может иметь несколько частных технических решений.

В углеводородной эмульсии внутренней фазой является водный раствор гидросульфата щелочного металла, причем в качестве гидросульфата щелочного металла может применяться гидросульфат натрия или калия.

В качестве внешней фазы обратной углеводородной эмульсии используют углеводородные растворители, например такие как: дизтопливо или нефрас, или нефтяной сольвент, или газоконденсат.

В качестве водоизолирующего материала используют составы на водной основе - силикат натрия или полимеры, или вязкоупругие или гелеобразующие, или осадкообразующие системы.

В качестве взаимного органического растворителя используют изопропанол или бутилцеллозольв, или метилацетаты, или этилацетаты.

В качестве кислотного раствора для обработки терригенных коллекторов используют глиноокислоту.

В качестве кислотного раствора для обработки карбонатных коллекторов используют соляную кислоту.

Закачивают в пласт кислотный раствор в объеме, равном объему пор обрабатываемой низкопроницаемой части заглинизированной призабойной зоны, которую определяют по результатам гидродинамических исследований и/или профилю притока или приемистости.

В качестве щелочного раствора используют карбонаты натрия или калия.

Закачивают в пласт щелочной раствор в объеме, равном 0,3-1,2 м³ на один метр, вскрытой мощности обрабатываемого пласта.

В технологические растворы добавляют поверхностно-активное вещество ПАВ, причем в качестве ПАВ используют водорастворимое ПАВ в количестве 0,1-1,5% от объема кислотного и/или щелочного раствора или используют нефтерастворимое ПАВ в количестве 0,1-1% от объема взаимного органического растворителя.

Закачку в пласт углеводородной эмульсии и кислотного раствора осуществляют без подъема подземного оборудования и привлечения ремонтных бригад.

Блокируют неоднородные по проницаемости нефтенасыщенные пропластки путем последовательной порционной закачки обратной углеводородной эмульсии с заданными реологическими свойствами при заданном давлении и расходе, причем выбирают объем оторочек в зависимости от ширины и требуемого радиуса кольматирования.

Углеводородный растворитель содержит деэмульгатор, в качестве которого используют дипроксамин-157, диссольван.

Задают давление и расход при закачке щелочного раствора таким образом, чтобы обеспечить смешивание кислотного и щелочного растворов в заданный промежуток времени в заданном участке пласта с учетом гидропроводности низкопроницаемого интервала, фазовых проницаемостей для раствора кислоты в нефтенасыщенный коллектор и для раствора щелочи в нефтенасыщенный коллектор, насыщенный кислотой.

При закачке органического растворителя постепенно непрерывно или дискретно увеличивают давление, начиная с 10% и до 90% от давления закачки эмульсии, регистрируя при этом расход

растворителя, обеспечивая заданную приемистость для каждого заглинизированного интервала с разной проницаемостью.

При низкой приемистости пласта - менее $10 \text{ м}^3/\text{сут}$ на 1 метр интервала перфорации или менее $100 \text{ м}^3/\text{сут}$ при максимально возможном устьевом давлении, перед обработкой производят воздействие на пласт закачкой соляной кислоты.

Проводят технологическую выдержку во времени, достаточную для завершения химической реакции кислоты и щелочи не менее чем на 90%, причем определяют скорость и полноту реакции в зависимости от обрабатываемого объема пласта, его геолого-физических свойств, физико-химических свойств его пластовых флюидов и от пропорций закачанных технологических растворов.

Удаляют продукты реакции и осуществляют вызов притока из пласта путем спущенной в скважину насосной установкой или свабированием, гидроволновой, имплозионной очисткой с последующим освоением струйным насосом или компрессированием инертным газом.

При освоении скважины изменяют депрессию на обрабатываемый интервал пласта в зависимости от вида кольматанта - создают мгновенную или регулируемую депрессию для удаления техногенной блокады из водонефтяной эмульсии или плавно увеличивают депрессию при выносе мехпримесей.

Продолжают процесс освоения скважины и пласта до выноса всех продуктов реакции - всех кольматантов и до стабилизации компонентного состава пластовых флюидов - минерализации пластовой воды, плотности и вязкости нефти, постоянство газового фактора и содержание мехпримесей в добываемой продукции.

Продолжают процесс обработки призабойной зоны до достижения гидропроводности в окоскважинной зоне не меньшей, чем в удаленной зоне пласта (до устранения скрин-фактора).

Эксплуатация добывающих скважин с неоднородным коллектором осложняется обводнением добываемой продукции водой, поступающей, как правило, по наиболее проницаемым пропласткам, при этом снижается поступление углеводорода в скважину из нефтенасыщенных малопроницаемых и менее обводненных пропластков. А если и имеется по ним фильтрация пластовых флюидов, то при этом происходит их кольматация АСПО, глинистыми образованиями, водоуглеводородными эмульсиями и прочими кольматантами природного и/или техногенного генезиса. В нагнетательных скважинах происходит прорыв рабочего агента по высокопроницаемым пропласткам, а низкопроницаемые пропластки остаются при этом не охвачены воздействием (заводнением).

Приток нефти из пласта к забою добывающих скважин затруднен из-за образования в призабойной части техногенной радиальной зоны повышенной водонасыщенности, блокирующей приток нефти. Образование этой зоны повышенной водонасыщенности связано с проникновением в пласт воды при бурении скважины, при вскрытии пласта и при глушении его для проведения различных технологических или ремонтных операций в скважине, а также при поступлении воды в скважину из водоносных горизонтов по высокопроницаемым зонам пласта. Вода фильтруется в пласт из глинистого бурового раствора или из жидкости глушения, а также оттесняет нефть из призабойной части вглубь пласта и удерживается в порах капиллярными силами. В дальнейшем при освоении скважин при недостаточной депрессии нефть зачастую оказывается не в состоянии преодолеть капиллярное давление, удерживающее воду в низкопроницаемой части пласта, и фильтруется только по высокопроницаемой зоне пласта, а низкопроницаемая так и остается неохваченной заводнением. Это особенно актуально в гидрофильной породе, где давление, возникающее на границе раздела нефть-вода в порах, удерживает воду в пористой среде. Но если поверхность твердого тела, т.е. частиц породы, обработать гидрофобизирующими веществами, она приобретает водоотталкивающее свойство и капиллярное давление меняет свой знак на обратный, т.е. оно теперь вытесняет воду из капилляра. Это значит, что в призабойной зоне пласта вода вытесняется нефтью из мелких пор в крупные, из которых она в дальнейшем при освоении скважин легко может быть отобрана даже при малых депрессиях.

При определенных физико-химических и термобарических условиях в призабойной зоне может образовываться блокада из стойкой водонефтяной эмульсии, существенно снижающей приток нефти.

Особенности пород песчано-глинистых коллекторов вносят существенные ограничения при применении методов кислотного воздействия, связанных с использованием жидкостей на водной основе. Так, коллекторы содержат низкий процент растворимых в кислотах компонентов, а их высокая глинистость создает предпосылки для снижения проницаемости вследствие набухания глин в водной среде. Высокая водоудерживающая способность приводит к тому, что при попадании воды в призабойную зону пласта образуется устойчивый барьер, который резко снижает фазовую проницаемость породы для нефти. В целом, отрицательное влияние воды существенно снижает эффективность проводимых работ, а в отдельных случаях сводит эту эффективность к нулю.

При фильтрации нефтей, содержащих высокомолекулярные соединения, происходит адсорбция асфальтенов и смол на порах коллектора в призабойной зоне добывающих скважин, при этом значительно сокращается ее проницаемость и снижается продуктивность скважины, прежде всего по нефти.

При наличии в коллекторе железосодержащих минералов происходит вынос оксида железа, что приводит к механической закупорке призабойной зоны скважины.

Задача повышения продуктивности заглинизированных низкопроницаемых пропластков в условиях обводненности добываемой продукции и повышение приемистости низкопроницаемых пропластков при наличии зон поглощения в нагнетательных скважинах решается в данном изобретении.

Сущность изобретения заключается в следующем.

Первоначально проводят закачку в неоднородный пласт обратной углеводородной эмульсии, внутренней фазой которой является водный раствор гидросульфата щелочного металла, а внешней фазой - углеводородный растворитель, например, дизтопливо или нефрас, или нефтяной сольвент, газоконденсат и другие.

При этом пропласток, имеющий более высокую проницаемость, оказывается в большей мере заблокирован проникающей (прежде всего) в него эмульсией, нежели низкопроницаемый пропласток, и таким образом создается временный экран с заданными реологическими свойствами в каждом пропластке (интервале пласта).

Под заданными реологическими свойствами, прежде всего, подразумевается выбранный статический предельный (критический) градиент напряжения сдвига, создаваемый экраном из искусственной водонефтяной эмульсии в каждом интервале по мощности пласта. Выбор градиента напряжения сдвига производят из условия прорыва через установившийся радиус (радиальную толщину) каждого интервала блокирующего экрана растворителя и/или раствора кислоты, закачиваемого вслед за эмульсией. Радиальная толщина экрана выбирается и создается по соотношению проницаемостей неоднородных интервалов таким образом, чтобы обеспечить поочередный прорыв через созданные искусственные экраны в порядке, обратном пропорциональному проницаемостям этих интервалов. За счет этого происходит дифференцированное воздействие на низкопроницаемые интервалы, причем воздействие тем большее, чем меньше проницаемость. После этого проводят обработку пласта водоизолирующим материалом на водной основе, например, силикатом натрия (жидкое стекло), который проникает, прежде всего, в водонасыщенные интервалы пласта и блокирует их.

Затем закачивают взаимный органический растворитель, в качестве которого используют головную фракцию этил- и/или бутилацетатного производства (ГФЭП и/или ГФБП) с добавкой алифатических спиртов. ГФЭП и ГФБП растворим в углеводородах и ограниченно растворим в воде. При нагнетании в пласт добывающей скважины он фильтруется, преимущественно, в нефтенасыщенный пропласток (из-за более высокой фазовой проницаемости последнего по нефти, а также из-за меньшей толщины искусственной экран - блокады из водонефтяной эмульсии), очищая при этом обрабатываемые поры и каналы фильтрации от коагулирующей эмульсии, пленочной нефти и смолистых отложений.

Взаимный органический растворитель закачивают с постепенным дискретным увеличением давления, начиная с 10% и заканчивая 90% по сравнению с давлением закачки эмульсии, регистрируя при этом расход растворителя и обеспечивая заданную приемистость для каждого низкопроницаемого интервала пласта.

Водорастворимый алифатический спирт, содержащийся в ГФЭП или ГФБП, удаляет воду, удерживаемую капиллярными силами из пористой среды, и снижает водонасыщенность в низкопроницаемой части пласта, блокирующий приток нефти.

Использование ГФЭП или ГФБП снижает межфазное поверхностное натяжение водных растворов на границе с углеводородами вплоть до нуля, что способствует созданию гомогенной системы при контакте и смешивании пластовых и закачиваемых флюидов и приводит к разрушению коагулирующей ПЗП водонефтяной эмульсии, блокирующей каналы фильтрации.

Кроме того, ГФЭП и ГФБП позволяет предупредить образование водной блокады, поскольку он обладает гидрофобизирующими свойствами по отношению к породе пласта. При их контакте с породой пласта за счет реакции между карбоксильной группой сложных эфиров карбоновых кислот и гидроксильными группами минералов происходит их адсорбция к поверхности породы и образуется на поверхности жестко связанная мономолекулярная пленка, обладающая водоотталкивающими свойствами.

Все вышеперечисленные факторы при нагнетании ГФЭП или ГФБП в пласт приводят к повышению фазовой проницаемости для нефти и улучшает условия фильтрации в низкопроницаемые зоны пласта раствора кислоты, закачиваемого вслед за ГФЭП и/или ГФБП.

Высокопроницаемые обводненные пропластки с большим содержанием в них технологической эмульсии и силиката натрия (большой радиальной толщиной искусственного экрана, а значит с большим статическим предельным градиентом сдвига) практически при заданных (выбранных) давлениях закачки не освобождаются от водоизолирующего агента.

После этого для увеличения гидропроводности низкопроницаемого пропластка закачивают раствор кислоты с добавкой гидросульфата щелочного металла и поверхностно-активного вещества. Гидросульфат щелочного металла является разглинизирующим агентом, а ПАВ добавляется для снижения поверхностного натяжения на границе с твердой породой пласта. Кислотный раствор воздействует на кислоторастворимые минералы коллектора и глинистые коагулирующие образования, диспергируя их и частично растворяя (от 5 до 15%).

Темп закачки (давление и расход) кислотного раствора устанавливают в зависимости от темпа закачки растворителя, обеспечивая при этом управляемое, дифференцируемое воздействие на каждый из низкопроницаемых интервалов пласта.

Затем вновь закачивают взаимный органический растворитель, в качестве которого также используют головную фракцию этил- и/или бутилацетатного производства (ГФЭП и/или ГФБП) с добавкой алифатических спиртов или бутилцеллозольв или метил-этилацетат, с помощью которого кислотный раствор оттесняется вглубь низкопроницаемого пропластка, а также предназначен для недопущения преждевременного смешивания кислотного и последующего за ним щелочного растворов и их реакции нейтрализации, и, кроме того, служит для растворения асфальтенов и смол.

После закачки органического растворителя закачивают щелочной раствор, что приводит к растворению щелочнорастворимых минералов, цемента коллектора, остатков бурового раствора, отмывает от пород тяжелые углеводороды, снижает вязкость нефти за счет омыления нафтеновых кислот нефти.

Причем темп закачки щелочного раствора подбирают таким образом, чтобы обеспечить смешивание кислотного и щелочного растворов в заданный промежуток времени в заданном участке пласта. Это достигается выбором соотношения давлений и объемов закачки кислотного и щелочного растворов, обеспечивая их смешение на равном расстоянии от скважины в зависимости от соотношения гидропроводности низкопроницаемого интервала, на который производят воздействие, и в зависимости от фазовых проницаемостей раствора кислоты в нефтенасыщенный коллектор и раствора щелочи в нефтенасыщенный коллектор, обработанной

кислотой. При смешении кислотного и щелочного растворов (карбоната щелочного металла) происходит их взаимодействие, сопровождающееся образованием растворимых солей и двууглекислого газа, являющегося агентом, повышающим нефтеотдачу пласта (отмывающим и вытесняющим нефть из пласта). Кроме того, щелочной раствор, взаимодействуя с кислым раствором гидросульфата натрия или калия, являющегося внутренней фазой технологической эмульсии, разрушает ее.

Продавливание щелочного раствора в пласт производят углеводородным растворителем в объеме, равном 0,1-0,5 м³ на 1 метр вскрытой мощности пласта с добавкой деэмульгатора. При этом в радиальном потоке от скважины происходит поршневое вытеснение щелочного раствора в пласт, и этот процесс сопровождается процессами фильтрационной дисперсии, обусловленной макро- и микронеоднородностью пород, что приводит к образованию зон взаимного смешения растворов с кислой и щелочной реакцией через буферную жидкость. Добавка деэмульгатора предназначена для предотвращения образования водонефтяных эмульсий в призабойной зоне пласта.

Затем проводят технологическую выдержку под давлением, удаляют продукты реакции при заданном изменении депрессии и осуществляют вызов притока из пласта до появления флюида постоянного состава.

Для эффективного выполнения предложенной технологии могут выполняться отдельные вспомогательные операции. В частности, если приемистость скважины по воде до обработки ПЗП низкая (ниже 1 м³/сут на 1 метр интервала перфорации на 0,5 МПа репрессии, или ниже 10 м³/сут на 1 метр интервала перфорации, или ниже 100 м³/сут), то с целью повышения приемистости пласта до закачки углеводородной эмульсии проводят его обработку водным раствором соляной кислоты с добавкой гидросульфата щелочного металла.

Таким образом, в добывающих скважинах за счет интенсификации нефтенасыщенных интервалов увеличивается добыча нефти, снижается обводненность продукции.

В нагнетательных скважинах за счет удаления кольматантов из низкопроницаемых интервалов увеличивается поступление воды (рабочего агента) в нефтяные пропластки, выравнивается профиль приемистости и, как следствие, увеличивается нефтеотдача залежи.

Все реагенты, используемые в заявляемом способе, выпускаются отечественной промышленностью:

головная фракция этил- и/или бутилацетатного производства;

соляная кислота техническая	ТУ 6-01-714-77
плавиковая кислота	ГОСТ 48-5-184-78
метанол	ГОСТ 6995-77
этанол	ГОСТ 18300-72
изо-пропанол	ТУ 6-09-402-75
гидросульфат натрия	ТУ 2141-012-05762306-2001

Эффективность предложенного способа подтверждается многочисленными (более 30 скважино-операциями) опытно-промысловыми работами на Ван-Еганском, Нивагальском, Самотлорском, Хохряковском, Кошильском, Пермьяковском, Тевлино-Русском месторождениях.

Пример 1.

Скважина №640 Ван-Еганского месторождения пробурена на пласт до глубины 2300 м. Пластовое давление ниже первоначального на 25%. Эффективная перфорлируемая мощность всего пласта равна 7 м, мощность обрабатываемого низкопроницаемого заглинизированного пропластка равна 3 м (выделена по профилю притока), радиальный размер закольматированной зоны составляет 2,2 м (скин-фактор определен по гидродинамическим исследованиям). Таким образом, общий объем обрабатываемых пор составляет 20 м³, а объем низкопроницаемых заглинизированных пор из них составляет 6 м³. Дебит скважины перед обработкой составлял по жидкости 16 м³/сут, по нефти 13 т/сут, обводненность 5%. По истории эксплуатации в 2001 году проводился на скважине гидроразрыв пласта (ГРП), при этом было закачено 6 тонн пропанта. В процессе эксплуатации скважины после ГРП произошло снижение дебита почти в 3 раза. При ремонтах выявлены наличие отложений на насосном оборудовании карбонатных солей и при очистке забоя гидровакуумными желонками - наличие глинистой фракции с АСПО. Содержание механических примесей составляло до 960 мг/л, в основном (80%) оксид железа. Перед обработкой спущено подземное оборудование ЭЦН-50-1550 на глубину 1798 м. Скважина работала в периодическом режиме, 2 часа работает, 8 часов - стоит в накоплении. Обработка пласта по предлагаемой комплексной технологии проводилась без поднятия оборудования (без привлечения бригады ПРС), остановка насоса проводилась только на время обработки и на технологическую выдержку - время реакции.

На устье готовились следующие технологические растворы:

1. Первый состав - обратная углеводородная эмульсия в объеме 3 м³, внутренней фазой является водный раствор гидросульфата натрия, внешней фазой углеводородный растворитель - дизтопливо, стабилизатор эмульсии - нефтенол НЗ.
2. Второй состав водоизолирующий материал - силикат натрия 2 м³.
3. Третий состав - органический взаимный растворитель этилированная головная фракция этилацетатного производства (ГФЭП) в объеме 2 м³.
4. Четвертый состав - кислотный раствор, состоящий из 5 м³ соляной кислоты 8% концентрации, плавиковой 0,04 м³ и 1,0 м³ раствора гидросульфата натрия 8% концентрации с добавками ПАВ 0,1%.
5. Пятый состав - щелочной раствор карбоната натрия 10% концентрации в объеме 7 м³.
6. Шестой состав - углеводородный растворитель дизтопливо + нефрас в объеме 1,5 м³ с добавкой деэмульгатора диссольван.

Порядок обработки.

Отключили насос. На циркуляцию через затрубное пространство заполнили скважину технологическими растворами последовательно:

- обратная углеводородная эмульсия в $V=3 \text{ м}^3$,
- водоизолирующий материал $V=2 \text{ м}^3$,
- органический взаимный растворитель этилированный ГВЭП в объеме 1 м³,
- глинокислотный состав с гидросульфатом в объеме 6,04 м³,
- органический взаимный растворитель в объеме 1 м³,
- щелочной раствор в объеме 4 м³.

Затем закрыли буферную задвижку и продавили в пласт остаток щелочного раствора в объеме 3 м³, углеводородного растворителя в объеме 1,5 м³. Для продавки всей композиции использовали нефть в объеме 20 м³, давлением на устье 5,5 МПа.

При продавке технологических растворов в пласт для каждого технологического раствора выбирали оптимальное давление закачки (нагнетания). Закачка обратной углеводородной эмульсии производилась поочередно с производительностью 90 и 140 м³/сут, при давлениях 5 МПа и 7 МПа. Водоизолирующий материал закачали с давлением на устье 6 МПа. При этом же давлении закачали и взаимный растворитель этилированный ГФЭП. Закачка глинокислотного состава с гидросульфатом производилась с приемистостью 280 м³/сут, при давлении на устье 7 МПа. Закачали буфер из органического взаимного растворителя с расходом 180-200 м³/сут при давлении 5-6 МПа. Щелочной раствор закачали при давлении на устье 6 МПа с расходом 200 м³/сут. Продавка углеводородного растворителя проводилась с расходом 180-200 м³/сут при давлении не выше 6 МПа. Оставили скважину на реакцию в течение 3 часов. После чего запустили насос в работу. Скважина вышла через сутки на постоянный режим работы с дебитом по жидкости 74 м³/сут, по нефти 57 т/сут при обводненности 10% с Н_{дин}=266 м. В итоге после обработки по скважине получили прирост нефти 44 т/сут.

Пример 2.

Скважина №1538 Ван-Еганского месторождения пробурена на пласт до глубины 2150 м. Пластовое давление ниже первоначального на 20%. Эффективная нефтенасыщенная мощность пласта 4,3 м, мощность обрабатываемого низкопроницаемого заглинизированного пропластка равна 2 м (по данным геофизики), радиальный размер закольматированной зоны составляет 2,5 м. Общий объем обрабатываемых пор составляет 18,5 м³, а объем низкопроницаемых заглинизированных пор из них составляет 4,8 м³. Ранее в 2000 году проведен ГРП с закачкой проппанта в объеме 6 тонн. В скважине был спущен электроцентробежный насос Э-20-1800 на глубину 1750 метров, дебит перед обработкой по жидкости 3 м³/сут, по нефти 1 т/сут, обводненность 68%, режим работы периодический. Работы по обработке пласта производились при подземном ремонте скважин (ПРС). Подняли насосное оборудование и нормализовали забой гидровакуумной желонкой. В депрессионной камере выявлено наличие кольматантов (глинистая фракция, смолы, асфальтены, мехпримеси в виде оксида железа). Спустили в скважину на НКТ компоновку, состоящую из имплозионной установки (патент РФ №2160825), фильтра и пакера. Первоначально компоновку с имплозионной установкой разгрузили на забой, в результате срабатывания ее, механически очистили пласт от мехпримесей в интервале перфорации. Обратной промывкой жидкостью очистили депрессионную камеру от грязи и шлама. Приподняли подвеску НКТ и воронку установили над интервалом перфорации на глубину 2030 м.

На устье подготовили следующие технологические растворы:

1. Первый состав - обратная углеводородная эмульсия в объеме (V) 2 м³, внутренней фазой является водный раствор гидросульфата натрия, внешней фазой углеводородный растворитель - дизтопливо, стабилизатор эмульсии - нефтенол НЗ.
2. Второй состав водоизолирующий материал - силикат натрия, V=2 м³.
3. Третий состав - органический взаимный растворитель этилированный ГФЭП в объеме V=2 м³.
4. Четвертый состав - кислотный раствор, состоящий из 4 м³ соляной кислоты 8% концентрации, плавиковой 0,04 м³ и 1,0 м³ раствора гидросульфата натрия 8% концентрации с добавками ПАВ 0,1%.
5. Пятый состав - щелочной раствор карбоната натрия 10% концентрации в объеме 6 м³.
6. Шестой состав - углеводородный растворитель дизтопливо + нефрас в объеме 1 м³ с добавкой дезэмульгатора диссольван.

Порядок обработки.

На циркуляцию по трубному пространству последовательно закачали:

- обратную углеводородную эмульсию, $V=2 \text{ м}^3$;
- водоизолирующий материал, $V=2 \text{ м}^3$;
- органический взаимный растворитель этилированный ГФЭП, $V=1 \text{ м}^3$.

Затем закрыли затрубную задвижку, посадили пакер и продавили содержимое в пласт, глинокислотным составом с гидросульфатом, $V=5 \text{ м}^3$;

- далее закачали органический взаимный растворитель в объеме 1 м^3 ;
- щелочной раствор в объеме 6 м^3 ;
- углеводородный растворитель в объеме 1 м^3 .

Для продавки всей композиции использовали нефть в объеме $5,7 \text{ м}^3$, давлением на устье 7 МПа .

При продавке технологических растворов в пласт для каждого технологического раствора выбирали оптимальное давление закачки. Закачка обратной углеводородной эмульсии производилась поочередно с производительностью 100 и $180 \text{ м}^3/\text{сут}$, при устьевых давлениях 7 МПа и 9 МПа . Водоизолирующий материал закачали с давлением на устье 8 МПа . При этом же давлении закачали и взаимный растворитель этилированный ГФЭП. Закачка глинокислотного состава с гидросульфатом производилась с приемистостью $285 \text{ м}^3/\text{сут}$, при давлении на устье 7 МПа . Закачали буфер из органического взаимного растворителя с расходом $200 \text{ м}^3/\text{сут}$ при давлении 7 МПа . Щелочной раствор закачали при давлении на устье $6,5 \text{ МПа}$ с расходом $250 \text{ м}^3/\text{сут}$. Продавка углеводородного растворителя проводилась с расходом $250 \text{ м}^3/\text{сут}$ при давлении не выше 6 МПа . Выдержали 3 часа на реакцию.

Освоение с извлечением продуктов реакции произвели методом свабирования. Извлекли со скважины при посаженном пакере 30 м^3 жидкости и получили стабильный приток при динамическом уровне 450 м . Спустили насос ЭЦН-50-1300 на глубину 1705 м , получили дебит по жидкости $38 \text{ м}^3/\text{сут}$, обводненности 42% , при динамическом уровне 971 м . Прирост по нефти составил $17 \text{ т}/\text{сут}$.

На чертеже представлена оценка технологической эффективности обработки призабойной зоны с помощью технологии по предлагаемому изобретению для конкретной скважины. Эффективность геолого-технических мероприятий оценивается по методу характеристики вытеснения нефти водой (кривой обводнения), то есть по зависимости накопленной добычи нефти от накопленной добычи жидкости. А именно, вначале по фактическим месячным данным о накопленной добыче нефти с начала разработки (круглые точки 1) путем интерполяции была построена (пунктирная линия 2) модель (Леонов В.А. Способ адаптивной оптимизации пластового давления. НПК "Новейшие методы увеличения нефтеотдачи пластов - теория и практика их применения". Казань, 2001 г.). Эта модель была апробирована авторами на многочисленных промысловых данных многих месторождений. Результаты сравнения предложенной В.А.Леоновым зависимости, аппроксимирующей характеристики вытеснения, с другими известными моделями показали, что она имеет наименьшую погрешность во всем диапазоне обводненностей. После обработки призабойной зоны по предлагаемому изобретению (штрихпунктирная линия 3) были замерены фактические данные по накопленной добыче нефти (треугольники 4) и сделан прогноз базового уровня накопленной добычи нефти (пунктирная линия 5) путем экстраполяции полученной модели - зависимости 2. Как видно из чертежа, за полгода эксплуатации скважины, несмотря на то, что накопленная добыча жидкости снизилась на 7 тыс. м^3 , но при этом накопленная добыча нефти после обработки призабойной зоны по предлагаемому изобретению увеличилась по сравнению с базовым уровнем на $2,8 \text{ тыс. тонн}$ (интервал 6).

В таблице представлены сведения об остальных примерах реализации настоящего изобретения на Ван - Еганском месторождении.

Таблица -

Данные по обработке и разглинизации скважин

№ п/п	Характеристики скважин	Пример 3 - ОПЗ без ПРС	Пример 4 - ОПЗ с ПРС	Пример 5 - ОПЗ без ПРС
1	Номер скважины	3105	635	829
2	Эффективная перфорируемая толщина, м	9	5	9
3	Дебит до обработки, т/сут	9	8,7	12
4	Обрабатываемая зона, м	2	3	2
5	Объем обрабатываемой зоны, м ³ (заглиниз.)	18,5 (4,8)	16,2 (3,9)	19 (5)
6	Объемы, концентрация и состав растворов			
6.1	Обратная углеводородная эмульсия	Нефтенол НЗ, дизтопливо, NaHSO ₄ - 3 м ³	Нефтенол НЗ, дизтопливо, NaHSO ₄ - 2 м ³	Нефтенол НЗ, дизтопливо, NaHSO ₄ - 3 м ³
6.2	Водоизолирующий состав	2 м ³ , NaSiO ₃	2 м ³ , NaSiO ₃	2 м ³ , NaSiO ₃
6.3	Органический взаимный растворитель	этилированный ГФЭП - 1 м ³	этилированный ГФЭП - 1 м ³	этилированный ГФЭП - 1 м ³
6.4	Технологический кислотный раствор	5 м ³ , HCl+HF+NaHSO ₄ , 8%+ПАВ, 1,5%	4 м ³ . HCl+HF+NaHSO ₄ , 8% +ПАВ, 1,5%	5 м ³ , HCl+HF+NaHSO ₄ , 8% +ПАВ, 1,5%
6.5	Органический взаимный растворитель	этилированный ГФЭП - 1 м ³	этилированный ГФЭП - 1 м ³	этилированный ГФЭП - 1 м ³
6.6	Технологический щелочной раствор	8 м ³ 10% Na ₂ CO ₃ +ПАВ	6 м ³ 10% Na ₂ CO ₃ +ПАВ	8 м ³ 10% Na ₂ CO ₃ +ПАВ
6.7	Углеводородный растворитель	дизтопливо + нефрас 2 м ³	дизтопливо + нефрас 1 м ³	дизтопливо + нефрас 2 м ³
7	Выдержки на реакции, час	3	3	4
8	Дебит после обработки, т/сут	31	32	20
9	Прирост дебита, т/сут	22	23	8

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ обработки призабойной зоны скважины, включающий последовательную закачку в пласт технологических растворов с кислой, нейтральной и щелочной реакцией среды, взаимодействующих с кольматирующими образованиями природного и/или техногенного генезиса в перфорированной околоскважинной зоне, отличающийся тем, что перед закачкой технологических растворов блокируют неоднородные по проницаемости нефтенасыщенные пропластки путем последовательной закачки с заданным давлением и расходом обратной углеводородной эмульсии, водоизолирующего материала и взаимного органического растворителя, затем закачивают технологические растворы с заданным давлением и расходом,

причем в раствор кислоты добавляют гидросульфат щелочного металла, в качестве нейтральной среды используют взаимный органический растворитель, а щелочной раствор задавливают в пласт заданным объемом углеводородного растворителя, после чего проводят технологическую выдержку, удаляют продукты реакции и осуществляют вызов притока из пласта до появления флюида постоянного состава.

2. Способ по п.1, отличающийся тем, что в углеводородной эмульсии внутренней фазой является водный раствор гидросульфата щелочного металла.

3. Способ по п.1 или 2, отличающийся тем, что в качестве гидросульфата щелочного металла применяют гидросульфат натрия или калия.

4. Способ по п.1, отличающийся тем, что в качестве внешней фазы обратной углеводородной эмульсии используют углеводородные растворители - дизтопливо, или нефрас, или нефтяной сольвент, или газоконденсат.

5. Способ по п.1, отличающийся тем, что в качестве водоизолирующего материала используют составы на водной основе - силикат натрия, или полимеры, или вязкоупругие или гелеобразующие, или осадкообразующие системы.

6. Способ по п.1, отличающийся тем, что в качестве взаимного органического растворителя используют изопропанол, или бутилцеллозольв, или метилацетаты, или этилацетаты.

7. Способ по п.1, отличающийся тем, что в качестве кислотного раствора для обработки терригенных коллекторов используют глинокислоту.

8. Способ по п.1, отличающийся тем, что в качестве кислотного раствора для обработки карбонатных коллекторов используют соляную кислоту.

9. Способ по п.1, отличающийся тем, что закачивают в пласт кислотный раствор в объеме, равном объему пор обрабатываемой низкопроницаемой части заглинизированной призабойной зоны.

10. Способ по п.1, отличающийся тем, что в качестве щелочного раствора используют карбонаты натрия или калия.

11. Способ по п.1, отличающийся тем, что закачивают в пласт щелочной раствор в объеме, равном $0,3-1,2 \text{ м}^3$ на один метр вскрытой мощности обрабатываемого пласта.

12. Способ по п.1, отличающийся тем, что в технологические растворы добавляют поверхностно-активное вещество ПАВ.

13. Способ по п.12, отличающийся тем, что в качестве ПАВ используют водорастворимое ПАВ в количестве 0,1-1,5% от объема кислотного и/или щелочного раствора.

14. Способ по п.12, отличающийся тем, что в качестве ПАВ используют нефтерастворимое ПАВ в количестве 0,1-1% от объема взаимного органического растворителя.

15. Способ по п.1, отличающийся тем, что закачку в пласт углеводородной эмульсии и кислотного раствора осуществляют без подъема подземного оборудования и привлечения ремонтных бригад.

16. Способ по п.1, отличающийся тем, что блокируют неоднородные по проницаемости нефтенасыщенные пропластки путем последовательной порционной закачки обратной углеводородной эмульсии с заданными реологическими свойствами при заданных давлении и расходе, причем выбирают объем оторочек в зависимости от ширины и требуемого радиуса кольматирования.

17. Способ по п.1, отличающийся тем, что углеводородный растворитель содержит дезэмульгатор, в качестве которого используют дипроксамин-157, диссольван.

18. Способ по п.1, отличающийся тем, что задают давление и расход при закачке щелочного раствора таким образом, чтобы обеспечить смешивание кислотного и щелочного растворов в заданный промежуток времени в заданном участке пласта с учетом гидропроводности низкопроницаемого интервала, фазовых проницаемостей для раствора кислоты в нефтенасыщенный коллектор и для раствора щелочи в нефтенасыщенный коллектор, насыщенный кислотой.

19. Способ по п.1, отличающийся тем, что при закачке органического растворителя постепенно непрерывно или дискретно увеличивают давление, начиная с 10 и до 90% от давления закачки эмульсии, регистрируя при этом расход растворителя, обеспечивая заданную приемистость для каждого заглинизированного интервала с разной проницаемостью.

20. Способ по п.1, отличающийся тем, что при низкой приемистости пласта менее $10 \text{ м}^3/\text{сут}$ на 1 м интервала перфорации или менее $100 \text{ м}^3/\text{сут}$ при максимально возможном устьевом давлении, перед обработкой производят воздействие на пласт закачкой соляной кислоты.

21. Способ по п.1, отличающийся тем, что проводят технологическую выдержку во времени, достаточную для завершения химической реакции кислоты и щелочи не менее чем на 90%, причем определяют скорость и полноту реакции в зависимости от обрабатываемого объема пласта, его геолого-физических свойств, физико-химических свойств его пластовых флюидов и от пропорций закачанных технологических растворов.

22. Способ по п.1, отличающийся тем, что удаляют продукты реакции и осуществляют вызов притока из пласта спущенной в скважину насосной установкой или свабированием, гидроволновой, имплозионной очисткой с последующим освоением струйным насосом или компрессированием инертным газом.

23. Способ по п.1, отличающийся тем, что при освоении скважины изменяют депрессию на обрабатываемый интервал пласта в зависимости от вида кольматанта - создают мгновенную или регулируемую депрессию для удаления техногенной блокады из водонефтяной эмульсии или плавно увеличивают депрессию при выносе мехпримесей.

24. Способ по п.1, отличающийся тем, что продолжают процесс освоения скважины и пласта до выноса всех продуктов реакции - всех кольматантов и до стабилизации компонентного состава пластовых флюидов - минерализации пластовой воды, плотности и вязкости нефти, постоянства газового фактора и содержания мехпримесей в добываемой продукции.

25. Способ по п.1, отличающийся тем, что продолжают процесс обработки призабойной зоны до достижения гидропроводности в околоскважинной зоне, не меньшей, чем в удаленной зоне пласта