



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ,
ПАТЕНТАМ И ТОВАРНЫМ ЗНАКАМ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(21), (22) Заявка: 2003126277/03, 27.08.2003

(24) Дата начала действия патента: 27.08.2003

(45) Опубликовано: 10.01.2005 Бюл. № 1

(56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: RU 2122633 C1, 27.11.1998. RU 2187634 C2, 20.08.2002. RU 2042807 C1, 27.08.1995. RU 2106484 C1, 10.03.1998. SU 1652520 A1, 30.05. 1 991 . US 3630285 A, 28. 12.1 971 .

Адрес для переписки:
628616, Тюменская обл., г. Нижневартовск,
ул. Ленина, 2П, ООО НИИ "СибГеоТех"

(72) Автор(ы):
Канзафаров Ф.Я. (RU),
Леонов В.А. (RU),
Галлямов К.К. (RU),
Кирилов С.И. (RU),
Мовсесян М.Х. (RU),
Пазин А.Н. (RU),
Тен С.Н. (RU)

(73) Патентообладатель(ли):
Канзафаров Фидрат Яхьяевич (RU),
ООО Научно-исследовательский институт
"СибГеоТех" (RU)

(54) СПОСОБ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

(57) Реферат:

Изобретение относится к нефтегазодобывающей промышленности, в частности к области повышения производительности нефтегазодобывающих и нагнетательных скважин, вскрывших высокотемпературные низкопроницаемые коллекторы. Техническим результатом изобретения является повышение эффективности кислотной обработки за счет увеличения фазовой проницаемости для нефти и глубины обрабатываемой зоны низкопроницаемых коллекторов активной кислотой. В способе обработки призабойной зоны низкопроницаемых коллекторов, включающем нагнетание в пласт субстрата для фермента и отдельного фермента, создание условий для превращения субстрата в

кислоту под действием фермента, для каждого интервала призабойной зоны определяют его геолого-промысловые характеристики, по которым выделяют низкопроницаемые интервалы коллектора для обработки и выбирают свойства субстрата для фермента и отдельного фермента, а также режим их закачки, в качестве субстрата используют головную фракцию метил-, и/или этил-, и/или бутилацетатного производства с добавкой алифатических спиртов углеводородорастворимую, а в качестве фермента - кислотный состав, при этом субстрат закачивают одновременно и/или до, и/или после закачки фермента, затем закрывают скважину на определенное время, после чего ее осваивают и выводят на заданный технологический режим. Изобретение развито в зависимых пунктах. 24 з.п. ф-лы, 1 табл

Изобретение относится к нефтегазодобывающей промышленности, в частности к области повышения производительности нефтегазодобывающих и нагнетательных скважин, вскрывших высокотемпературные низкопроницаемые коллекторы.

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 глинокислоты в смеси со спиртом и вторую буферную жидкость, в качестве которой используют бензин, содержащий смесь предельных углеводородов от C₃ и выше, после чего скважину оставляют на реакцию и затем осваивают компрессором (патент РФ №2042807, Е 21 В 43/27, 1995).

Недостатком этого способа является низкая эффективность воздействия на низкопроницаемые коллекторы, так как используемые буферные жидкости на углеводородной основе незначительно улучшают условия фильтрации в пласт для кислотного состава, несущественно замедляют скорость реакции кислоты с породой при температурах от 90°C и выше и не позволяют эффективно удалять из обработанной зоны продукты реакции кислоты с породой.

Известен способ обработки призабойной зоны высокотемпературных низкопроницаемых песчано-глинистых коллекторов юрских отложений Широтного Приобья, включающий последовательно закачку в пласт буферной жидкости, реагента и буферной жидкости. В качестве буферной жидкости используют взаимный растворитель (патент РФ №2187634, Е 21 643/27, 2002).

Недостатком данного способа обработки является его низкая степень воздействия на пласт, связанная с ограниченной глубиной обрабатываемой зоны активной кислотой.

Наиболее близким по технической сущности к предлагаемому решению является способ кислотной обработки подземных пластов, заключающийся в нагнетании в пласт субстрата для фермента и отдельного фермента и превращении субстрата в органическую кислоту под действием фермента (патент РФ №2122633, Е 21 В 43/27, 37/06, С 12 N 9/20, 1998).

Недостатком данного способа кислотной обработки является то, что субстрат и фермент растворимы в воде и не растворимы в углеводородах. Поэтому при нагнетании их в пласт в виде водных растворов они фильтруются, преимущественно, в водонасыщенный пропласток, что приводит, в конечном итоге, к повышению фазовой проницаемости по воде, а фазовая проницаемость по нефти при этом практически не меняется. Таким образом, данный способ обработки позволяет интенсифицировать работу в большей степени нагнетательных скважин, нежели добывающих.

Техническим результатом настоящего изобретения является повышение эффективности кислотной обработки за счет увеличения фазовой проницаемости для нефти и глубины обрабатываемой зоны низкопроницаемых коллекторов активной кислотой.

Технический результат достигается тем, что в способе обработки призабойной зоны низкопроницаемых коллекторов, включающем нагнетание в пласт субстрата для фермента и отдельного фермента, создание условий для превращения субстрата в кислоту под действием фермента, для каждого интервала призабойной зоны определяют его геолого-промысловые характеристики, по которым выделяют низкопроницаемые интервалы коллектора для обработки и выбирают свойства субстрата для фермента и отдельного фермента, а также режим их закачки, в качестве субстрата используют головную фракцию метил-, и/или этил-, и/или бутилацетатного производства с добавкой алифатических спиртов углеводородорастворимую, а в качестве фермента - кислотный состав, при этом субстрат закачивают одновременно и/или до, и/или после закачки фермента, затем закрывают скважину на определенное время, после чего ее осваивают и выводят на заданный технологический режим.

Для повышения эффективности способа кроме основного указанного решения могут быть дополнительно использованы одно или несколько из следующих технических решений.

По результатам геофизических, и/или гидродинамических, и/или физико-химических

исследований определяют геолого-промысловые характеристики интервалов призабойных зон - мощность, насыщенность, фазовые проницаемости для пластовых флюидов и изменение проницаемости по радиусу зон, тип колматантов - сульфиды железа (FeS), асфальто-смоло-парафинистые отложения (АСПО), окисленные и загущенные нефтепродукты (O_2H), частицы породы (SiO_2 ; $CaCO_3$; $Na_4Al_2Si_2O_9$), окислы железа (Fe_2O_3 ; Fe_3O_4), продукты биозаражения (СВБ).

Выбирают интервалы с пониженной техногенным путем фазовой проницаемостью для добываемых углеводородов и/или для закачиваемой воды и/или интервалы с повышенной насыщенностью углеводородами, изолируя при этом другие интервалы пакерами, и/или буферными жидкостями, и/или блокирующим составом, оптимизируя профиль притока или приемистости.

В качестве свойств углеводородорастворимого субстрата для фермента и отдельного фермента используют их компонентный состав, объем и концентрацию, обеспечивающие наибольшую деколматацию низкопроницаемых интервалов в пластовых условиях, и/или повышение фазовой проницаемости углеводородов добывающих скважин, и/или повышение фазовой проницаемости для воды, закачиваемой в нагнетательные скважины.

Выбирают и регулируют свойства углеводородорастворимого субстрата и термобарический режим его закачки в зону с пониженной проницаемостью в зависимости от геолого-физических свойств пласта, физико-химических свойств пластовых флюидов, типа колматанта и динамики изменения технологического режима скважины.

Определяют режим закачки и время реагирования субстрата для фермента и отдельного фермента по скорости образования органической кислоты в пласте с учетом температуры пласта и концентрации кислотного состава.

Головная фракция метил-, и/или этил-, и/или бутилацетатного производства содержит сложные эфиры карбоновых кислот, простые эфиры и альдегиды, причем сложными эфирами карбоновых кислот являются метил- и этилформиат, метил-, и/или этил-, и/или бутилацетат.

В качестве алифатических спиртов используют метанол, и/или этанол, и/или изопропанол.

Используют смесь головной фракции метил-, и/или этил-, и/или бутилацетатного производства и алифатических спиртов в соотношении 5,5-6:1.

Субстрат образует муравьиную и/или уксусную кислоту в низкопроницаемой и/или в заколматированной части призабойной зоны.

В качестве кислотного состава для обработки низкопроницаемых карбонатных коллекторов используют соляную кислоту, а для обработки низкопроницаемых терригенных коллекторов используют глинокислоту.

Кислотный состав закачивают в пласт с субстратом в соотношении 1:10-15 при концентрации кислоты 16-24%.

Закачивают субстрат и фермент через вертикальный или горизонтальный ствол скважины в пласт или в определенные интервалы пласта, которые в последнем случае изолируются друг от друга пакерными секциями и/или инертными буферными жидкостями.

В пласт предварительно закачивают состав, блокирующий высокопроницаемые интервалы, при этом в качестве такого состава используют водонефтяную эмульсию.

В скважину предварительно закачивают инертную буферную жидкость с плотностью большей или меньшей плотности углеводородорастворимого субстрата.

Скважину закрывают на 2-24 часа под давлением на реагирование в соответствии со скоростью образования органических кислот и областью воздействия по простиранию призабойной зоны пласта.

Скважину осваивают непосредственно после обработки без промежуточного глушения для смены компоновки и выводят ее на заданный технологический режим, создавая оптимальные условия для выноса из пласта или вытеснения в глубь пласта колматанта из обработанной субстратом и ферментом зоны.

При освоении выбирают забойное давление и темп его изменения, регистрируя

динамику буферного и затрубного давления и изменение динамического уровня и физико-химических свойств добываемых флюидов, постепенно или резко уменьшая забойное давление до наиболее полного выноса продуктов кольтации из призабойной зоны, после чего устанавливают и поддерживают технологический режим работы скважины на уровне, предупреждающем техногенное снижение проницаемости призабойной зоны и/или максимизирующем добычу углеводородов за заданный промежуток времени.

Устанавливают заданный технологический режим скважины, регистрируют динамику параметров технологического режима и физико-химических свойств добываемых флюидов и при отклонении их значений за пределы установленных границ повторно производят обработку призабойной зоны и/или изменяют технологический режим скважин таким образом, чтобы обеспечить максимальную добычу углеводородов.

Устанавливают заданный режим закачки воды в нагнетательные скважины, регистрируют динамику параметров технологических режимов закачки и при отклонении их значений за пределы установленных границ повторно производят обработку призабойной зоны и/или изменяют технологический режим скважин таким образом, чтобы обеспечить заданное пластовое давление и/или заданную приемистость, и/или максимальный охват пласта заводнением.

Процесс закачки субстрата и фермента продолжают и/или повторяют до обеспечения требуемой приемистости зоны воздействия по субстрату и ферменту и/или по нефти при заданных термобарических условиях.

Непосредственно в момент закачки субстрата и фермента в призабойную зону низкопроницаемого интервала пласта воздействуют на другие интервалы этой скважины и/или максимально снижают забойное давление во взаимодействующих добывающих скважинах, и/или прекращают на время обработки закачку воды в нагнетательные скважины.

В процессе и/или после закачки субстрата и фермента в пласт на него воздействуют теплом, и/или депрессиями, и/или репрессиями, и/или акустическими, и/или электромагнитными, и/или виброрейсическими колебаниями.

Геолого-промысловые характеристики (проницаемость) каждого интервала призабойной зоны определяют по результатам потокометрии и/или термометрии.

Приток нефти из пласта к забою добывающих скважин затруднен из-за образования в призабойной части техногенной радиальной зоны повышенной водонасыщенности, блокирующей поток нефти. Образование этой зоны повышенной водонасыщенности связано с проникновением в пласт воды при бурении и цементировании 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 и по высокопроницаемым зонам пласта. Вода фильтруется в пласт из глинистого бурового раствора или из жидкости глушения, оттесняет нефть из призабойной части вглубь пласта и удерживается в порах капиллярными силами. В дальнейшем при освоении скважин 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.

В гидрофильной породе 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 удалена.

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.

Субстрат - головная фракция метил-, и/или этил-, и/или бутилацетатного производства (алкилацетаты) с добавкой алифатических спиртов в соотношении 5,5-6:1 (об.) растворим в углеводородах и ограниченно растворим в воде. При нагнетании в пласт добывающей скважины субстрат фильтруется, преимущественно, в нефтенасыщенный пропласток, очищая при этом обрабатываемые поры и каналы фильтрации от высокомолекулярных соединений (пленочной нефти и смолистых, асфальтенистых, парафинистых отложений). Водорастворимый алифатический спирт, содержащийся в субстрате, удаляет воду, удерживаемую капиллярными силами из пористой среды и снижает водонасыщенность в низкопроницаемой части пласта, блокирующей приток нефти.

Использование субстрата 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, т.е. предотвращает образование водонефтяных эмульсий, блокирующих каналы фильтрации.

Кроме того, субстрат обладает гидрофобизирующими свойствами по отношению к породе пласта. При контакте субстрата с породой пласта за счет реакции между карбоксильной группой сложных эфиров карбоновых кислот и гидроксильными группами минералов происходит адсорбция субстрата к поверхности породы и образуется на поверхности жестко связанная мономолекулярная пленка, обладающая водоотталкивающими свойствами.

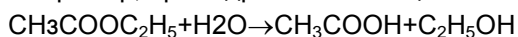
Все вышеперечисленные факторы при нагнетании субстрата в пласт приводят к повышению фазовой проницаемости для нефти и улучшают условия фильтрации в низкопроницаемые зоны пласта кислотного состава, закачиваемого вслед за субстратом.

Субстрат закачивают с ферментом одновременно и/или до, и/или после закачки фермента, смесь растворима в углеводородах и ограниченно растворима в воде, поэтому фильтруется, преимущественно, в нефтенасыщенные пропластки, как и предварительно закаченный субстрат. Помимо отмеченного выше позитивного действия субстрата, в смеси с субстратом снижается активность кислоты и скорость взаимодействия кислоты с породой. Это позволяет, во-первых, продавить активную кислоту на большее расстояние от ствола скважины, то есть увеличить глубину обрабатываемой зоны, и во-вторых, замедлить вторичные осадко- и гелеобразование продуктов реакции. Это особенно важно в условиях температуры более 80°C, при которых соляная, а особенно, плавиковая кислота в обычных водных растворах расходуется на взаимодействие с породой в течение нескольких минут с начала контакта.

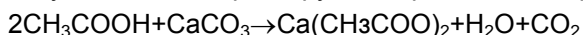
Известно, что для достижения значительных улучшений продуктивности скважины необходимо увеличить проницаемость коллектора, простирающегося, по крайней мере, на 3 метра от ствола скважины, чего невозможно достигнуть только замедлением скорости реакции кислоты с породой.

В предлагаемом изобретении в состав субстрата входят сложные эфиры карбоновых кислот: метилформиат, этилформиат, этилацетат, бутилацетат. В пластовых условиях в присутствии кислот происходит их гидролиз с образованием водорастворимых органических кислот (муравьиная, уксусная) и спиртов (метанол, этанол, бутанол).

Например, при гидролизе этилацетата образуется уксусная кислота и этанол по реакции:



Уксусная кислота реагирует с карбонатной породой:



Образующиеся кислоты (муравьиная, уксусная) растворяют также железосодержащие отложения и продукты коррозии (окиси и гидроокиси железа).

Побочным продуктом превращения сложного эфира являются спирты, которые уменьшают поверхностное натяжение между нефтью и водой и снижают гидратированность глинистого материала, тем самым способствуя их выносу из пласта при вызове притока и ускоряя очистку скважины от мехпримесей (т.е. происходит разглинизация пласта).

Кислотный состав с субстратом глубоко проникает в пласт до начала образования кислоты. Органические кислоты начинают образовываться в течение времени от нескольких часов до нескольких дней, причем скорость образования кислот зависит от концентрации кислотного состава и температуры пласта, с увеличением концентрации кислотного состава и температуры пласта скорость образования органических кислот повышается.

Для обработки песчано-глинистых коллекторов в качестве кислотного состава используется глинокислота, растворяющая силикатный цементирующий материал породы пласта (глины, аргиллит, аморфная кремнекислота).

Таким образом, кислотный состав с субстратом можно глубоко закачивать в пласт вокруг ствола скважины до начала образования органических кислот и растворения карбонатной или песчано-глинистой породы, приводящий, в конечном итоге, к увеличению проницаемости обрабатываемого пласта в намного более широкой зоне вокруг ствола скважины и вдоль трещин, чем соляная или глинокислота, в том числе, с замедленной скоростью реакции, которые расходуются непосредственно вблизи ствола скважины или поверхности трещины.

Кислотный состав с субстратом - не коррозионно-активный по сравнению с соляной или глинокислотой, образующиеся муравьиная и уксусная кислоты не корродируют стальное, хромистое и алюминиевое оборудование.

Для интенсификации горизонтальных скважин соляной или глинокислотой требуется использование специальных методов во избежание коррозии подземного оборудования и предотвращения расхода кислоты до достижения ею дальнего конца горизонтальной скважины.

Предлагаемая последовательная закачка в пласт не коррозионно-активных субстрата и кислотного состава с субстратом позволяет повысить продуктивность горизонтальных скважин путем удаления бурового шлама и отложений, а также за счет образования кислот по всей длине горизонтальной скважины.

Последующая закачка субстрата после кислотного состава с субстратом способствует удалению воды, внесенной в призабойную зону кислотным составом, что особенно важно в низкопроницаемых заглинизированных гидрофильных коллекторах. Кроме того, благодаря снижению поверхностного натяжения на границе пластовых флюидов и закаченных в пласт реагентов улучшается условия выноса из зоны обработки отработанных реагентов, рыхлосвязанной пластовой воды, а также продуктов реакции и мелких твердых частиц.

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;
- изопропанол ТУ 6-09-402-75.

В условиях скважины способ осуществляется следующим образом. Выявляются низкопроницаемые интервалы коллектора поданным потокометрии и/или термометрии и прежде всего интервалы, снизившие свою проницаемость по техногенным причинам. Для этого сравниваются проницаемости для удаленной и приближенной к скважине зоны пласта, полученные, например, на основе гидродинамических исследований (кривые восстановления давления, индикаторные кривые).

Затем через спущенные до интервала перфорации насосно-компрессорные трубы с

пакером или без пакера в низкопроницаемый интервал (интервалы) призабойной зоны пласта закачивают субстрат из расчета 0,5-1 м³ на 1 м перфорированного интервала пласта. Следом за ним в призабойную зону закачивают кислотный состав с субстратом из расчета 0,3-0,5 м на 1 м интервала перфорации, который продавливают в пласт субстратом из расчета 0,5-1 м³ на 1 м перфорированного интервала. Закрывают скважину на реагирование на 2-24 часа и осваивают скважину свабом, фонтаном, газлифтом или насосом отбирают из нее жидкость в объеме, превышающем в 2-3 раза объем закаченных в пласт субстрата и фермента.

Данный способ может быть использован также при бесподходной технологии для интенсификации как добывающих, так и нагнетательных скважин, в частности, для выравнивания профиля притока и приемистости. Поскольку закачивают реагент на нефтяной основе его фазовая проницаемость в более высокопроницаемые интервалы, промытые водой, не пропорциональна абсолютной проницаемости, и удельная доля нефтенасыщенных (на поздней стадии разработки низкопроницаемых коллекторов неохваченных воздействием) коллекторов в приемистости в будет больше, чем аналогичных водонасыщенных коллекторов. Эта селективная способность реагента, с одной стороны, позволяет увеличить фазовую проницаемость для углеводородов в добывающих скважинах, с другой стороны, приводит к увеличению приемистости не охваченных заводнением интервалов пласта в нагнетательной скважине.

Эффективность предложенного способа подтверждается лабораторными исследованиями.

Пример 1.

Через вертикальную колонку с кварцевым песком фракции 0,315-0,630 мм профильтровали пластовую воду с объемной скоростью 0,362 л/час, затем керосин, объемная скорость которого составила 0,0232 л/час. После этого последовательно профильтровали 1,5 удерживаемых поровых объема (V пор.) субстрата головной фракции этилацетатного производства ГФЭП с добавкой этанола (этилированной ГФЭП) в соотношении 5,5:1 (об.), субстрата (ГФЭП с добавкой этанола) и глинокислоты в соотношении 10:1 (об.) и вновь указанный субстрат с объемной скоростью 0,80 л/час. Затем через колонку пропустили снова керосин, объемная скорость фильтрации которого составила 0,427 л/час. Сравнивая значения объемных скоростей фильтрации керосина до и после закачки указанного субстрата, видно, что после закачки указанного субстрата скорость фильтрации керосина увеличилась в 18,4 раза.

Пример 2.

Аналогично примеру 1 в такой же последовательности закачали пластовую воду, керосин и 0,5 V пор. ГФЭП с добавкой этанола, ГФЭП с добавкой этанола и глинокислоту, ГФЭП с добавкой этанола и вновь керосин. Объемная скорость фильтрации керосина после закачки указанного субстрата увеличилась в 6,4 раза.

Пример 3.

Аналогично примеру 1 в такой же последовательности закачали пластовую воду, керосин и 0,16 V пор. ГФЭП с добавкой этанола, ГФЭП с добавкой этанола и глинокислоту, ГФЭП с добавкой этанола и вновь керосин. Объемная скорость фильтрации керосина после закачки указанного субстрата увеличилась в 3,2 раза, однако при прокачке 0,5 V пор. керосина после указанного субстрата его объемная скорость фильтрации снизилась до первоначального значения.

Аналогично примеру 1 были проведены исследования по фильтрации субстрата - ГФЭП с добавкой метанола и изопропанола, а также субстрата - головной фракции бутилацетатного производства (ГФБП) с добавкой различных спиртов. Результаты исследований приведены в таблице

Таблица				
Субстрат	Спирт	Фермент	V пор.закачки спиртового субстрата с ферментом	Кратность увеличения объемной скорости фильтрации керосина

	ГФЭП	метанол	глинокиспота	1,5	19,2
		-«-		0,5	6,9
		-«-		0,16	3,3
		этанол		1,5	18,4
		-«-		0,5	6,4
5		-«-		0,16	3,2
		изопропанол		1,5	16,5
		-«-		0,5	6,0
		-«-		0,16	2,7
	ГФБП	метанол	глинокиспота	1,5	14,7
		-«-		0,5	5,3
10		-«-		0,16	2,9
		этанол		1,5	14,2
		-«-		0,5	4,9
		-«-		0,16	2,3
		изопропанол		1,5	12,0
		-«-		0,5	3,7
15		-«-		0,16	1,9

Для реализации способа могут использоваться также следующие случаи закачки субстрата:

- 1) с ферментом одновременно и после закачки фермента с субстратом;
- 2) с ферментом одновременно;
- 3) после закачки фермента;
- 4) до и после закачки фермента;
- 5) до закачки фермента.

Эффективность этих случаев по кратности увеличения объемной скорости фильтрации керосина составила соответственно для случаев 5,1; 5,3; 4,6; 5,7; 4,9. При этом в качестве субстрата использовалась головная фракция этилацетатного производства с добавкой метанола, а в качестве фермента - глинокиспота, причем поровый объем закачки субстрата с ферментом составлял 0,5.

Эффективность обработки призабойной зоны пласта ОПЗ с помощью технологии по предлагаемому изобретению проверена также для двух конкретных скважин Нивагальского месторождения, вскрывающих низкопроницаемый пласт ЮВ-1. Скважина № 2248 с первоначальным дебитом жидкости 8 м³/сут, обводненностью 29%, после ОПЗ дебит жидкости увеличился до 18 м³/сут, а обводненность снизилась до 20%. Скважина № 2113 с первоначальным дебитом жидкости 6 м³/сут, обводненностью 43%, после ОПЗ дебит жидкости увеличился до 13 м³/сут, а обводненность снизилась до 36%.

Оценка технологической эффективности обработки призабойной зоны пласта ОПЗ с помощью технологии по предлагаемому изобретению проводилась путем сравнения фактической и базовой характеристик вытеснения нефти водой (зависимость накопленной добычи нефти от накопленной добычи жидкости). При этом базовая характеристика вытеснения была получена по наиболее точной и универсальной четырехпараметрической модели (Леонов В. А. Способ адаптивной оптимизации пластового давления. НПК "Новейшие методы увеличения нефтеотдачи пластов - теория и практика их применения". Казань, 2001 г.). В результате по сравнению с базовым уровнем за полгода после обработки призабойной зоны по предлагаемому изобретению накопленная добыча жидкости увеличилась на 2,7 тыс. тонн, а накопленная добыча нефти увеличилась на 1,9 тыс. тонн.

Формула изобретения

1. Способ обработки призабойной зоны низкопроницаемых коллекторов, включающий нагнетание в пласт субстрата для фермента и отдельного фермента, создание условий для превращения субстрата в кислоту под действием фермента, отличающийся тем, что для каждого интервала призабойной зоны определяют его геолого-промысловые

характеристики, по которым выделяют низкопроницаемые интервалы коллектора для обработки и выбирают свойства субстрата для фермента и отдельного фермента, а также режим их закачки, в качестве субстрата используют головную фракцию метил-, и/или этил-, и/или бутилацетатного производства с добавкой алифатических спиртов
5 углеводородорастворимую, а в качестве фермента - кислотный состав, при этом субстрат закачивают одновременно и/или до, и/или после закачки фермента, затем закрывают скважину на определенное время, после чего ее осваивают и выводят на заданный технологический режим.

2. Способ по п.1, отличающийся тем, что по результатам геофизических, и/или
10 гидродинамических, и/или физико-химических исследований определяют геолого-промысловые характеристики интервалов призабойных зон - мощность, насыщенность, фазовые проницаемости для пластовых флюидов и изменение проницаемости по радиусу зон, тип кольматантов - сульфиды железа, асфальтосмолопарафинистые отложения АСПО, окисленные и загущенные нефтепродукты
15 ОЗН, частицы породы, окислы железа Fe_2O_3 , Fe_3O_4 , продукты биозаражения.

3. Способ по п.1, отличающийся тем, что выбирают интервалы с пониженной техногенным путем фазовой проницаемостью для добываемых углеводородов и/или для
закачиваемой воды и/или интервалы с повышенной насыщенностью углеводородами, изолируя при этом другие интервалы пакерами, и/или буферными жидкостями, и/или
20 блокирующим составом, оптимизируя профиль притока или приемистости.

4. Способ по п.1, отличающийся тем, что в качестве свойств углеводородорастворимого субстрата для фермента и отдельного фермента используют их компонентный состав, объем и концентрацию, обеспечивающие наибольшую декольматацию низкопроницаемых интервалов в пластовых условиях, и/или повышение фазовой проницаемости
25 углеводородов добывающих скважин, и/или повышение фазовой проницаемости для воды, закачиваемой в нагнетательные скважины.

5. Способ по п.1, отличающийся тем, что выбирают и регулируют свойства углеводородорастворимого субстрата и термобарический режим его закачки в зону с
пониженной проницаемостью в зависимости от геолого-физических свойств пласта, физико-химических свойств пластовых флюидов, типа кольматанта и динамики изменения
30 технологического режима скважины.

6. Способ по п.1, отличающийся тем, что определяют режим закачки и время реагирования субстрата для фермента и отдельного фермента по скорости образования органической кислоты в пласте с учетом температуры пласта и концентрации кислотного
35 состава.

7. Способ по п.1, отличающийся тем, что головная фракция метил-, и/или этил-, и/или бутилацетатного производства содержит сложные эфиры карбоновых кислот, простые эфиры и альдегиды.

8. Способ по п.1 или 7, отличающийся тем, что сложными эфирами карбоновых кислот
40 являются метил- и этилформиат, метил-, и/или этил-, и/или бутилацетат.

9. Способ по п.1, отличающийся тем, что в качестве алифатических спиртов используют метанол, и/или этанол, и/или изопропанол.

10. Способ по п.1, отличающийся тем, что используют смесь головной фракции метил-, и/или этил-, и/или бутилацетатного производства и алифатических спиртов в соотношении 5,5-
45 6:1.

11. Способ по п.1, отличающийся тем, что субстрат образует муравьиную и/или уксусную кислоту в низкопроницаемой и/или в закольматированной части призабойной зоны.

12. Способ по п.1, отличающийся тем, что в качестве кислотного состава для обработки низкопроницаемых карбонатных коллекторов используют соляную кислоту, а для обработки
50 низкопроницаемых терригенных коллекторов используют глинокислоту.

13. Способ по пп. 1 и 11, отличающийся тем, что кислотный состав закачивают в пласт с субстратом в соотношении 1:10-15 при концентрации кислоты 16-24%.

14. Способ по п.1, отличающийся тем, что закачивают субстрат и фермент через

вертикальный или горизонтальный ствол скважины в пласт или в определенные интервалы пласта, которые в последнем случае изолируются друг от друга пакерными секциями и/или инертными буферными жидкостями.

5 15. Способ по п.1 или 13, отличающийся тем, что в пласт предварительно закачивают состав, блокирующий высокопроницаемые интервалы, при этом в качестве такого состава используют водонефтяную эмульсию.

16. Способ по п.1 или 14, отличающийся тем, что в скважину предварительно закачивают инертную буферную жидкость с плотностью, большей или меньшей плотности углеводородорастворимого субстрата.

10 17. Способ по п.1, отличающийся тем, что скважину закрывают на 2-24 ч под давлением на реагирование в соответствие со скоростью образования органических кислот и областью воздействия по простираню призабойной зоны пласта.

15 18. Способ по п.1, отличающийся тем, что скважину осваивают непосредственно после обработки без промежуточного глушения для смены компоновки и выводят ее на заданный технологический режим, создавая оптимальные условия для выноса из пласта или вытеснения в глубь пласта кольматанта из обработанной субстратом и ферментом зоны.

20 19. Способ по п.1, отличающийся тем, что при освоении выбирают забойное давление и темп его изменения, регистрируя динамику буферного и затрубного давления и изменение динамического уровня и физико-химических свойств добываемых флюидов, постепенно или резко уменьшая забойное давление для наиболее полного выноса продуктов кольматации из призабойной зоны, после чего устанавливают и поддерживают технологический режим работы скважины на уровне, предупреждающем техногенное снижение проницаемости призабойной зоны и/или максимизирующем добычу углеводородов за заданный промежуток времени.

25 20. Способ по п.1, отличающийся тем, что устанавливают заданный технологический режим скважины, регистрируют динамику параметров технологического режима и физико-химических свойств добываемых флюидов и при отклонении их значений за пределы установленных границ повторно производят обработку призабойной зоны и/или изменяют технологический режим скважин таким образом, чтобы обеспечить
30 максимальную добычу углеводородов.

35 21. Способ по п.1, отличающийся тем, что устанавливают заданный режим закачки воды в нагнетательные скважины, регистрируют динамику параметров технологических режимов закачки и при отклонении их значений за пределы установленных границ повторно производят обработку призабойной зоны и/или изменяют технологический режим скважин
таким образом, чтобы обеспечить заданное пластовое давление, и/или заданную
приемистость, и/или максимальный охват пласта заводнением.

22. Способ по п.1, отличающийся тем, что процесс закачки субстрата и фермента продолжают и/или повторяют до обеспечения требуемой приемистости зоны воздействия по субстрату и ферменту и/или по нефти при заданных термобарических условиях.

40 23. Способ по п.1, отличающийся тем, что непосредственно в момент закачки субстрата и фермента в призабойную зону низкопроницаемого интервала пласта воздействуют на другие интервалы этой скважины, и/или максимально снижают забойное давление во взаимодействующих добывающих скважинах, и/или прекращают на время обработки
закачку воды в нагнетательные скважины.

45 24. Способ по п.1, отличающийся тем, что в процессе и/или после закачки субстрата и фермента в пласт на него воздействуют теплом, и/или депрессиями, и/или репрессиями, и/или акустическими, и/или электромагнитными, и/или вибротермическими колебаниями.

50 25. Способ по п.1, отличающийся тем, что определяют геолого-промысловые характеристики каждого интервала призабойной зоны по результатам потокометрии и/или термометрии.