



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА  
 ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(52) СПК

*E21B 43/27 (2023.01); E21B 43/16 (2023.01); E21B 49/00 (2023.01)*

(21)(22) Заявка: 2022122999, 26.08.2022

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:  
26.08.2022

Дата регистрации:  
31.05.2023

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 26.08.2022

(45) Опубликовано: 31.05.2023 Бюл. № 16

Адрес для переписки:

423462, Республика Татарстан, г. Альметьевск,  
ул. Тельмана, 88, Асылгараева Алия  
Шарифзяновна

(72) Автор(ы):

Абусалимов Эдуард Марсович (RU),  
Лутфуллин Азат Абузарович (RU),  
Хусайнов Руслан Фаргатович (RU),  
Ильин Александр Юрьевич (RU),  
Нурсаитов Азат Рабисович (RU)

(73) Патентообладатель(и):

Публичное акционерное общество  
"Татнефть" имени В.Д. Шашина (RU)

(56) Список документов, цитированных в отчете

о поиске: RU 2750171 C1, 22.06.2021. RU  
2708647 C1, 10.12.2019. RU 2750776 C1,  
02.07.2021. RU 2547850 C2, 10.04.2015. RU  
2705675 C1, 11.11.2019. US 5355958 A1,  
18.10.1994.

(54) Способ обработки прискважинной зоны

(57) Реферат:

Изобретение относится к нефтедобыче. Технический результат - повышение эффективности обработки прискважинной зоны. В способе обработки прискважинной зоны перед выполнением обработки не менее чем за сутки выполняют опрессовку колонны насосно-компрессорных труб НКТ с насосом скважинным приводом. Создают противодавление в колонне НКТ 8 МПа насосом для определения герметичности и исключения перетока кислотного состава через насос в НКТ. Закрывают трубное пространство сверху. Затем выполняют нагнетательный тест - закачивают в межтрубное пространство технологическую жидкость - пластовую воду с плотностью при 20°C 1,0-1,18 г/см<sup>3</sup>, содержащую 0,1-0,2% поверхностно-активного вещества ПАВ МЛ 81Б, в 2-х кратном объеме межтрубного пространства с расходом 0,1-2,0 м<sup>3</sup>/мин или эмульсию с расходом 0,1-0,25 м<sup>3</sup>/мин, в качестве которой используют водонефтяную эмульсию, содержащую нефть

товарную или нефть со скважины с содержанием воды не более 10%, эмульгатор МИА-пром марки В, пластовую минерализованную воду с плотностью при 20°C 1,16-1,18 г/см<sup>3</sup>, или безнефтяную эмульсию, содержащую эмульгатор ИТПС-013Г, который представляет собой комплекс поверхностно-активных веществ, основанных на углеводородном растворе алканоламиновых эфиров олеиновой кислоты, и минерализованную воду с удельным весом 1,07-1,18 г/см<sup>3</sup>. С учетом ранее выполненных обработок с низкими устьевыми давлениями в зависимости от удельного коэффициента приемистости выбирают объем закачки. При росте давления в процессе закачки выполняют остановку закачки и определяют за какое время упадет давление. Если давление падает более чем за 5 минут до 0 атм, производят перерасчет в сторону снижения объемов, расхода растворителя и кислотного состава и вязкости жидкостно-отклонителя. При отсутствии роста давления

приготавливают и закачивают весь объем без остановок до появления признаков стабильного роста давления, вносят полученные результаты нагнетательного теста в компьютерную программу и определяют объем и вязкость жидкости-отклонителя, градиент разрыва породы, проницаемость, оптимальное соотношение объема жидкости-отклонителя к объему кислотного состава и объем технологической жидкости. Затем вносят изменения в дизайн проекта. Выполняют по крайней мере один цикл закачки – последовательную закачку жидкости-отклонителя вязкостью 600-2000 сПз с расходом 0,1-0,25 м<sup>3</sup>/мин, растворителя с расходом 0,1-0,2 м<sup>3</sup>/мин, кислотного состава с расходом 0,1-2,0 м<sup>3</sup>/мин с удельным объемом 1-10 м<sup>3</sup> на 1 метр перфорированного интервала, причем растворитель закачивают в объеме не менее 4% от объема жидкости-отклонителя, а в качестве

жидкости-отклонителя применяют водонепфтную эмульсию, содержащую нефть товарную или нефть со скважины с содержанием воды не более 10%, эмульгатор МИА-пром марки В, пластовую минерализованную воду с плотностью при 20°С 1,16-1,18 г/см<sup>3</sup>, или безнефтяную эмульсию, содержащую эмульгатор ИТПС-013Г, который представляет собой комплекс поверхностно-активных веществ, основанных на углеводородном растворе алканоламиновых эфиров олеиновой кислоты, минерализованную воду с удельным весом 1,12-1,18 г/см<sup>3</sup>. Выполняют продавку технологической жидкостью в объеме равном объему межтрубного пространства с расходом 0,1-2,0 м<sup>3</sup>/мин. После реагирования скважину обвязывают с желобной системой, запускают скважину в работу и осваивают в желобную систему насосом в двойном объеме жидкости продавки до получения продукции скважины с рН более 4. 1 з.п. ф-лы, 7 табл.



FEDERAL SERVICE  
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(51) Int. Cl.  
*E21B 43/27* (2006.01)  
*E21B 43/22* (2006.01)  
*E21B 49/00* (2006.01)

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(52) CPC

*E21B 43/27 (2023.01); E21B 43/16 (2023.01); E21B 49/00 (2023.01)*(21)(22) Application: **2022122999, 26.08.2022**(24) Effective date for property rights:  
**26.08.2022**Registration date:  
**31.05.2023**

Priority:

(22) Date of filing: **26.08.2022**(45) Date of publication: **31.05.2023** Bull. № 16

Mail address:

**423462, Respublika Tatarstan, g. Almetevsk, ul.  
Telmana, 88, Asylgaraeva Aliya Sharifzyanovna**

(72) Inventor(s):

**Abusalimov Eduard Marsovich (RU),  
Lutfullin Azat Abuzarovich (RU),  
Khusainov Ruslan Fargatovich (RU),  
Ilin Aleksandr Iurevich (RU),  
Nursaitov Azat Rabisovich (RU)**

(73) Proprietor(s):

**Publichnoe aktsionerное obshchestvo «Tatneft»  
imeni V.D. Shashina (RU)**(54) **METHOD OF TREATMENT OF THE NEAR-WELLBORE ZONE**

(57) Abstract:

FIELD: oil production.

SUBSTANCE: in the method of treatment of the near-wellbore zone, before treatment is performed, pressure testing of the tubing string of tubing with a downhole pump is performed at least a day before. A back pressure of 8 MPa is created in the tubing string with a pump to determine the tightness and prevent the acid composition from flowing through the pump into the tubing. The pipe space is closed off from above. Then, an injection test is performed, a process fluid is pumped into the annular space, the fluid being formation water with a density of 1.0-1.18 g/cm<sup>3</sup> at 20°C containing 0.1-0.2% surfactant ML 81B, in double the volume of the annular space with a flow rate of 0.1-2.0 m<sup>3</sup>/min or an emulsion with a flow rate of 0.1-0.25 m<sup>3</sup>/min, being a water-oil emulsion containing commercial oil or oil from a well with a water content of not more than 10%, emulsifier MIA-prom grade B, reservoir mineralized water with density at 20°C 1.16-1.18 g/cm<sup>3</sup>, or an oil-free emulsion containing the ITPS-013G emulsifier, which is a complex of surfactants based on a hydrocarbon solution of alkanolamine esters

of oleic acid, and mineralized water with specific weight of 1.07-1.18 g/cm<sup>3</sup>. Taking into account the previously performed treatments with low wellhead pressures, depending on the specific injectivity coefficient, the injection volume is selected. When the pressure rises during the injection process, the injection is stopped and the time it takes for the pressure to drop is determined. If the pressure drops to 0 atm in more than 5 minutes, recalculation is carried out to reduce the volumes, solvent consumption and acid composition, and the viscosity of the diverter fluid. If there is no increase in pressure, the entire volume is prepared and pumped without stopping until signs of a stable increase in pressure appear, the results of the injection test are entered into the computer program and the volume and viscosity of the diverter fluid, the rock fracture gradient, permeability, the optimal ratio of the diverter fluid volume to the acid composition volume, and volume of the process fluid are determined. Then changes are made to the design of the project. At least one pumping cycle is performed - sequential injection of a diverter fluid with a viscosity of 600-2000 cps with a flow rate of 0.1-0.25 m<sup>3</sup>/min, a solvent with a flow rate of 0.1-

0.2 m<sup>3</sup>/min, an acid composition with a flow rate of 0.1-2.0 m<sup>3</sup>/min with a specific volume of 1-10 m<sup>3</sup> per 1 meter of the perforated interval, and the solvent is pumped in a volume of at least 4% of the volume of the diverter fluid, and a water-oil emulsion is used as the diverter fluid containing commercial oil or oil from a well with a water content of not more than 10%, emulsifier MIA-prom grade B, reservoir mineralized water with a density at 20°C 1.16-1.18 g/cm<sup>3</sup>, or an oil-free emulsion containing the ITPS-013G emulsifier, which is a complex of surfactants based on a

hydrocarbon solution of alkanolamine esters of oleic acid, mineralized water with a specific gravity of 1.12-1.18 g/cm<sup>3</sup>. Squeezing is carried out with process fluid in a volume equal to the volume of the annular space at a flow rate of 0.1-2.0 m<sup>3</sup>/min. After the response, the well is tied with a trough system, the well is put into operation and worked into the trough system by pumping in a double volume of displacement fluid until a well product with a pH of more than 4 is obtained.

EFFECT: increase in efficiency of treatment of the near-wellbore zone.

2 cl, 7 tbl

R U 2 7 9 7 1 6 0 C 1

R U 2 7 9 7 1 6 0 C 1

Изобретение относится к способам интенсификации добычи нефти из продуктивных пластов с применением селективных кислотных методов воздействия на прискважинную зону пласта, сложенного карбонатными породами при обработке пластов с выполнением работ по закачке по межтрубному пространству без подхода бригады по ремонту скважин и без спуско-подъемных операций с глубинно-насосным оборудованием (ГНО), в том числе на скважинах с одновременно-раздельной добычей (ОРД), низким пластовым давлением и с осложненными конструкциями скважин (наличие аварийного забоя и риска прихвата инструмента в интервале продуктивных пластов, открытый ствол скважины, непрохождение инструмента по эксплуатационной колонне).

Известен способ большеобъемной селективной кислотной обработки (патент РФ № 2456444, опубл. 10.02.2012), включающий закачку в скважину оторочки кислотного состава с определенным расходом, закачку нелинейно-вязкой отклоняющей жидкости-отклонителя перед и/или после оторочки кислотного состава, кислотный состав закачивают с удельным объемом 1,5-3 м<sup>3</sup> на 1 м нефтенасыщенного интервала.

Известный способ недостаточно эффективен для карбонатных коллекторов, в нем не оптимизированы расходы закачки кислотного состава и отклонителя.

Известен способ селективной кислотной обработки неоднородного карбонатного пласта (патент RU № 2704668, опубл. 30.10.2019), включающий определение коэффициента удельной приемистости интервала обработки, циклическую последовательную закачку в него буферной жидкости, порций вязкоупругого состава (ВУС) и кислотного состава в виде водного раствора соляной кислоты, содержащего вещества, улучшающие фильтрационные характеристики, с последующей продавкой жидкостью, сохраняющей коллекторские свойства пласта. ВУС готовят из компонентов в следующем соотношении, мас. %: талловый амидопропилдиметиламиноксид 3,0-4,0; гидроксид натрия 5,0-15,0; хлорид натрия 6,0; вода - остальное. При этом в ВУС добавляют волокна лактида с дозировкой 10,0-30,0 кг/м<sup>3</sup>. Объемы порций ВУС и дозировку волокна определяют в зависимости от величины коэффициента удельной приемистости на основе опытных работ. Перед закачкой порции ВУС с волокнами лактида закачивают буферную жидкость в виде пластовой или пресной воды с поверхностно-активным веществом ПАВ в объеме 0,5-1,0 м<sup>3</sup>, после чего порцию ВУС с волокнами лактида продавливают в пласт через порцию пластовой или пресной воды с ПАВ кислотным составом в объеме 0,5-2,0 м<sup>3</sup> на погонный метр интервала обработки для вертикальных скважин или 0,05-0,2 м<sup>3</sup> - для горизонтальных скважин. Количество циклов последовательной закачки пластовой или пресной воды с ПАВ, порций ВУС с волокнами лактида, пластовой или пресной воды с ПАВ и кислотного состава составляет 2-3 в зависимости от радиуса распространения кислоты. Объем порции кислотного состава увеличивают на 10-30% с каждым последующим циклом, после чего составы продавливают жидкостью, сохраняющей коллекторские свойства пласта, в объеме полости насосно-компрессорных труб плюс 3-8 м<sup>3</sup> с последующим закрытием скважины на время 6-8 ч для реагирования кислотного состава и деструкции волокна лактида.

Недостатком способа является то, что нет стадий с растворителем – плохой контакт с породой кислотного состава. Применение высоковязких неньютоновских жидкостей накладывает ограничения на фильтрационные характеристики закачиваемых составов – технология неприменима в качестве первичной матричной кислотной обработки.

Наличие волокна в составе жидкости приведет к нежелательной кольматации и снижению фильтрации, что снизит качество образованных каналов растворения, непродолжительному эффекту, а следовательно, к снижению дебита. Недостатком также является неконтролируемое образование каналов растворения, т.к. режим 5 фильтрации кислотных составов предварительно не исследуется, следовательно, качество растворенных каналов фильтрации, их глубина и форма неизвестны.

Известен способ обработки призабойной зоны скважины, включающий анализ на совместимость кислотного состава с пластовым флюидом обрабатываемой скважины, закрытие задвижки на линии сбора нефти, закачку кислотного состава и продавочной 10 жидкости, технологическую выдержку, удаление продуктов реакции (патент RU № 2708647, опубл. 10.12.2019). Перед закачкой кислотного состава закачивают технологическую жидкость по межтрубному пространству, вытесняя через колонну насосно-компрессорных труб скважинную жидкость в выкидную линию, связанную с колонной насосно-компрессорных труб, в качестве технологической жидкости 15 используют воду с ингибитором коррозии. Затем закачивают в затрубное пространство кислотный состав Rex 1 с вытеснением технологической жидкости в выкидную линию. Отключают установку глубинного насоса. Перекрывают колонну насосно-компрессорных труб струнной и линейной задвижками, установленными на устьевой арматуре. Последовательно закачивают в затрубное пространство кислотный состав 20 Rex 1 и продавочную жидкость, продавливают кислотный состав в зону продуктивного пласта, выполняют выдержку в течение 8-16 часов. Объем закачки определяют исходя из объема затрубного пространства, которое зависит от глубины скважины, удельного расхода кислотного состава на погонный метр продуктивного пласта. После выдержки собирают систему для сбора продуктов реакции в автоцистерну. В качестве кислотного 25 состава используют эмульсию обратного типа Rex 1, содержащую соляную кислоту, углеводородный растворитель и поверхностно-активные вещества (ПАВ).

Недостатками способа, влияющими на снижение эффективности, являются:

- закачка кислотного состава в объеме затрубного пространства, который зависит от глубины скважины, удельного расхода кислотного состава на погонный метр 30 продуктивного пласта, без учета проницаемости и приемистости и результатов анализа ранее проведенных обработок и компьютерной программы моделирования процесса закачки, без проверки герметичности оборудования, не позволяет оптимизировать расходы закачки, снижает глубину воздействия к низкопроницаемым участкам пласта и интенсификацию продуктивности скважины;
- 35 - выполнение операций закачки технологической жидкости с ингибитором коррозии ведет к дополнительным расходам материала и затратам времени;
- без отклонения закачиваемого кислотного состава, без учета литолого-минералогических и фильтрационно-емкостных характеристик пласта-коллектора снижается зона охвата воздействием;
- 40 - закачка в затрубное пространство кислотного состава Rex 1 с вытеснением технологической жидкости в выкидную линию приводит к агрессивному воздействию на глубинно-насосное оборудование;
- узкая область применения из-за сложности применения на скважинах с одновременно-раздельной добычей, низким пластовым давлением и с осложненными 45 конструкциями скважин.

Известен способ большеобъемной селективной кислотной обработки призабойной зоны пласта в карбонатных коллекторах, включающий отбор керна, определение геолого-физических характеристик пласта, особенностей пустотного пространства,

проведение фильтрационных исследований керна прокачкой через образцы керна используемых химреагентов для определения типа и концентрации кислотного состава, типов растворителя, отклонителя и модифицирующих добавок, проектирование дизайна кислотной обработки скважины посредством компьютерной программы, закачку в скважину растворителя, кислотного состава и жидкости-отклонителя с оптимальным расходом и оптимальным соотношением объема отклонителя к объему кислотного состава (патент RU № 2750776, опубл. 02.07.2021). В способе проектируют дизайн большеобъемной селективной кислотной обработки призабойной зоны пласта посредством компьютерной программы и осуществляют кислотную обработку путем закачки в любой последовательности с расходом 0,3-2,0 м<sup>3</sup>/мин растворителя, кислотного состава с удельным объемом 3-20 м<sup>3</sup> на 1 метр перфорированного интервала и жидкости - отклонителя, причем в качестве растворителя берут взаимный растворитель или углеводородный растворитель, в качестве кислотного состава - кислоту соляную ингибированную синтетическую для нефтегазодобычи марок а, б, в, г, кислоту соляную синтетическую ингибированную модифицированную ТАТОН/ТАТОН®-НСI марок НСI-8/12/2500; НСI-8/12/5000; НСI-24/2500; НСI-24/5000 и соляно-кислотный состав ТАТОН/ТАТОН - СКС марок НСI-15/2500, НСI-15/5000, НСI-24/2500, НСI-24/5000, а в качестве отклонителя - ЗКС-М 1-3 марок Чт ЗКС-1М(а) и ЗКС-1М(б).

Оптимальное соотношение объема отклонителя к объему кислотного состава определяют на основании параметра скин-фактора не более 0 и глубины проникновения химических составов более 2,5-7 м и изменения забойного давления.

Для обработки скважины важно контролируемое определение и подбор типа реагентов, их объемов и концентрации на основании ранее проведенных обработок и компьютерной программы моделирования процесса закачки с учетом геолого-физических характеристик пласта, особенностей пустотного пространства, фильтрационных исследований керна и режимов ранее выполненной кислотной обработки пластов.

Недостатками способа являются невозможность прогнозирования выполнения процесса, вязкость состава не может варьироваться и выполняется в один этап без достижения отклонения кислотного состава.

Наиболее близким по технической сущности является способ большеобъемной селективной кислотной обработки призабойной зоны пласта в карбонатных коллекторах, включающий определение типа и концентрации кислотного состава, типа растворителя, типа жидкости-отклонителя и модифицирующих добавок анализом фильтрационных исследований керна – прокачки через ранее отобранные образцы керна химреагентов, анализ на совместимость кислотного состава с пластовым флюидом обрабатываемой скважины, проектирование дизайна кислотной обработки прискважинной зоны посредством компьютерной программы с учетом геолого-физических характеристик пласта, особенностей пустотного пространства, результатов предварительно проведенных анализа фильтрационных исследований керна, анализа на совместимость кислотного состава с пластовым флюидом обрабатываемой скважины и режимов ранее выполненной кислотной обработки пластов, закачку кислотного состава, растворителя, жидкости-отклонителя (патент RU № 2750171, 22.06.2021). Кислотную обработку осуществляют путем закачки в любой последовательности с расходом 0,3-2,0 м<sup>3</sup>/мин растворителя, кислотного состава с удельным объемом 3-20 м<sup>3</sup> на 1 метр перфорированного интервала и жидкости - отклонителя, причем в качестве растворителя берут взаимный растворитель или углеводородный растворитель, в

качестве кислотного состава - кислоту соляную ингибированную синтетическую для нефтегазодобычи марок а, б, в, г, кислоту соляную синтетическую ингибированную модифицированную TATOL/TATOL®-HCl марок HCl-8/12/2500; HCl-8/12/5000; HCl-24/2500; HCl-24/5000 и соляно-кислотный состав TATOL/TATOL - SKC марок HCl-15/2500, HCl-15/5000, HCl-24/2500, HCl-24/5000, а в качестве отклонителя - ЗКС-М 1-3 марок ЗКС-1М(а) и ЗКС-1М(б).

Оптимальное соотношение объема отклонителя к объему кислотного состава определяют на основании параметра скин-фактора не более 0 и глубины проникновения химических составов более 2,5-7 м и изменения забойного давления.

Недостатками способа являются снижение точности прогнозируемого расчета по объемам, расходам и давлению в процессе выполнения закачки без учета показателей нагнетательного теста и точного прогнозирования закачиваемых объемов реагентов, вязкости жидкости-отклонителя, что снижает эффективность воздействия кислоты на породу, высокие затраты, связанные с необходимостью подхода бригады ремонта к скважине и выполнения спуско-подъемных операций, с высоким расходом закачки химических реагентов и с коррозионным влиянием на ГНО, низкое качество временного блокирования интервалов пластов с высоким коэффициентом удельной приемистости, и как следствие снижение дебита нефти.

Техническими задачами предложения являются повышение эффективности обработки прискважинной зоны в добывающих и нагнетательных скважинах за счет повышения качества обработки и снижения времени проведения операций при снижении потерь на трение при закачке эмульсии, повышении точности подбора объема и вязкости жидкости-отклонителя, увеличения площади смачивания продуктивного пласта растворителем и эффективности удаления кольматирующей пленки, сокращения времени приготовления безнефтяной эмульсии, исключения риска прорыва кислотных составов и получения межпластовой и заколонной циркуляции, временного блокирования интервалов пластов с высоким коэффициентом удельной приемистости, повышения эффективности воздействия кислоты на карбонатный пласт за счет улучшения фильтрационно-емкостных свойств и увеличения глубины, площади каналов растворения, а также повышение дебита за счет увеличения области притока флюидов к прискважинной зоне, сокращение затрат на выполнение селективной кислотной обработки, исключение агрессивного воздействия на глубинно-насосное оборудование. Также способ позволяет расширить арсенал технологических возможностей обработки прискважинной зоны карбонатного пласта с повышением эффективности получения прогнозируемого результата.

Технические задачи решаются способом обработки прискважинной зоны, включающим определение типа и концентрации кислотного состава, типа растворителя, типа жидкости-отклонителя и модифицирующих добавок анализом фильтрационных исследований керн – прокачки через ранее отобранные образцы керн химреагентов, анализ на совместимость кислотного состава с пластовым флюидом обрабатываемой скважины, проектирование дизайна кислотной обработки прискважинной зоны посредством компьютерной программы с учетом геолого-физических характеристик пласта, особенностей пустотного пространства, результатов предварительно проведенных анализа фильтрационных исследований керн, анализа на совместимость кислотного состава с пластовым флюидом обрабатываемой скважины и режимов ранее выполненной кислотной обработки пластов, закачку кислотного состава, растворителя, жидкости-отклонителя.

Новым является то, что перед выполнением обработки прискважинной зоны на

скважине не менее чем за сутки выполняют опрессовку колонны насосно-компрессорных труб НКТ с насосом скважинным приводом, создают противодействие в колонне НКТ 8 МПа насосом для определения герметичности и исключения перетока кислотного состава через насос в НКТ, закрывают трубное пространство сверху, затем выполняют

5 нагнетательный тест – закачивают в межтрубное пространство технологическую жидкость – пластовую воду с плотностью при 20°С 1,0-1,18 г/см<sup>3</sup>, содержащую 0,1-0,2 % поверхностно-активного вещества ПАВ МЛ 81Б, в 2-х кратном объеме межтрубного пространства с расходом 0,1-2,0 м<sup>3</sup>/мин или эмульсию с расходом 0,1-0,25 м<sup>3</sup>/мин, в

10 качестве которой используют водонефтяную эмульсию, содержащую нефть товарную или нефть со скважины с содержанием воды не более 10%, эмульгатор МИА-пром марки В, пластовую минерализованную воду с плотностью при 20°С 1,16-1,18 г/см<sup>3</sup>, или безнефтяную эмульсию, содержащую эмульгатор ИТПС-013Г, который представляет собой комплекс поверхностно-активных веществ, основанных на углеводородном

15 растворе алканоламиновых эфиров олеиновой кислоты, и минерализованную воду с удельным весом 1,07-1,18 г/см<sup>3</sup>, с учетом ранее выполненных обработок с низкими устьевыми давлениями при удельном коэффициенте приемистости от 0,5 до 1,0 м<sup>3</sup>/

(МПа·ч) объем закачки равен 2-3 м<sup>3</sup>, при удельном коэффициенте приемистости от 1,1 до 1,5 м<sup>3</sup>/

20 (МПа·ч) объем закачки равен 4-5 м<sup>3</sup>, при удельном коэффициенте приемистости от 1,6 до 2,0 м<sup>3</sup>/

(МПа·ч) объем закачки равен 6-8 м<sup>3</sup>, при удельном коэффициенте приемистости от 2,1 до 3,0 м<sup>3</sup>/

(МПа·ч) объем закачки равен 8,1-10 м<sup>3</sup>, при удельном коэффициенте приемистости от 3,1 до 4,0 м<sup>3</sup>/

25 (МПа·ч) объем закачки равен 10-14 м<sup>3</sup>, при удельном коэффициенте приемистости от 4,1 до 6,0 м<sup>3</sup>/

(МПа·ч) объем закачки равен 14-18 м<sup>3</sup>, при удельном коэффициенте приемистости более 6,0 м<sup>3</sup>/

(МПа·ч) объем закачки равен более 20 м<sup>3</sup>, при росте давления в процессе закачки выполняют остановку закачки и определяют за какое время упадет давление, если давление падает более чем за 5

30 минут до 0 атм, производят перерасчет в сторону снижения объемов, расхода растворителя и кислотного состава и вязкости жидкости-отклонителя, при отсутствии роста давления приготавливают и закачивают весь объем без остановок до появления признаков стабильного роста давления, вносят полученные результаты нагнетательного теста в компьютерную программу и определяют объем и вязкость жидкости-

35 отклонителя, градиент разрыва породы, проницаемость, оптимальное соотношение объема жидкости-отклонителя к объему кислотного состава и объем технологической жидкости, затем вносят изменения в дизайн проекта в части разрешенного оптимального давления на продуктивные пласты, но не более разрешенного на эксплуатационную колонну, оптимальных расходов и объемов закачки, количества циклов закачки, далее

40 выполняют по крайней мере один цикл закачки – последовательную закачку жидкости-отклонителя вязкостью 600-2000 сПз с расходом 0,1-0,25 м<sup>3</sup>/мин, растворителя с расходом 0,1-0,2 м<sup>3</sup>/мин, кислотного состава с расходом 0,1-2,0 м<sup>3</sup>/мин с удельным

объемом 1-10 м<sup>3</sup> на 1 метр перфорированного интервала, причем растворитель

45 закачивают в объеме не менее 4% от объема жидкости-отклонителя, а в качестве жидкости-отклонителя применяют водонефтяную эмульсию, содержащую нефть товарную или нефть со скважины с содержанием воды не более 10%, эмульгатор МИА-пром марки В, пластовую минерализованную воду с плотностью при 20°С 1,16-1,18 г/

см<sup>3</sup>, или безнефтяную эмульсию, содержащую эмульгатор ИТПС-013Г, который представляет собой комплекс поверхностно-активных веществ, основанных на углеводородном растворе алканоламиновых эфиров олеиновой кислоты,

5 минерализованную воду с удельным весом 1,12-1,18 г/см<sup>3</sup>, выполняющую продавку технологической жидкостью в объеме равном объему межтрубного пространства с расходом 0,1-2,0 м<sup>3</sup>/мин, после реагирования скважину обвязывают с желобной системой, запускают скважину в работу и осваивают в желобную систему насосом в двойном объеме жидкости продавки до получения продукции скважины с рН более 4.

10 Также новым является то, что циклы закачки жидкости-отклонителя, растворителя, кислотного состава повторяют до получения полнообъемного охвата пласта воздействием.

Для выполнения нагнетательного теста используют:

- в качестве технологической жидкости используют пластовую воду с плотностью

15 при 20°С 1,0-1,18 г/см<sup>3</sup>, в качестве ПАВ используют 0,1-0,2% МЛ 81Б;

- в качестве эмульсии используют:

водонефтяную эмульсию (ВНЭ), содержащую нефть товарную ГОСТ Р-51858-2002 или нефть со скважины с содержанием воды не более 10%, эмульгатор МИА-пром марки В (ТУ 4852-01127913102-2001), пластовую минерализованную воду с плотностью 20 при 20°С 1,16-1,18 г/см<sup>3</sup> с добавлением);

или безнефтяную эмульсию (БНЭ), содержащую эмульгатор ИТПС-013Г (ТУ 20.59.42-043-27913102), который представляет собой комплекс поверхностно-активных веществ, основанных на углеводородном растворе алканоламиновых эфиров олеиновой кислоты,

25 минерализованную воду с удельным весом 1,07-1,18 г/см<sup>3</sup>. По внешнему виду эмульгатор представляет собой жидкость от бесцветного до коричневого цвета с допуском опалесценции, температура застывания реагента не выше минус 50°С, плотность при 20°С не менее 0,80 г/см<sup>3</sup> (патент RU № 2705675).

Для выполнения кислотной обработки используют:

30 - в качестве жидкости-отклонителя применяют водонефтяную эмульсию или БНЭ: водонефтяную эмульсию, содержащую нефть товарную ГОСТ Р-51858-2002 или нефть со скважины с содержанием воды не более 10%, эмульгатор МИА-пром марки В (ТУ 4852-01127913102-2001), пластовую минерализованную воду с плотностью при

35 20°С 1,16-1,18 г/см<sup>3</sup> с добавлением МИА-пром марки В (ТУ 4852-01127913102-2001);

или БНЭ, содержащую эмульгатор ИТПС-013Г (ТУ 20.59.42-043-27913102), который представляет собой комплекс поверхностно-активных веществ, основанных на углеводородном растворе алканоламиновых эфиров олеиновой кислоты,

40 минерализованную воду с удельным весом 1,12-1,18 г/см<sup>3</sup>. По внешнему виду эмульгатор представляет собой жидкость от бесцветного до коричневого цвета с допуском опалесценции, температура застывания реагента не выше минус 50°С, плотность при 20°С не менее 0,80 г/см<sup>3</sup> (патент RU № 2705675);

45 - в качестве растворителя применяют растворитель парафинов нефтяной (РПН), углеводородный растворитель на основе легких фракций парафиновых углеводородов, полученный в процессе подготовки нефти термическими методами, представляющий жидкость светло-коричневого цвета, плотностью 640-700 г/см<sup>3</sup>, начальная температура кипения 20°С, упругость паров при 20°С 395 мм рт.ст., вязкость 0,51 сПз, температура самовоспламенения 255°С, например ТУ 0251-062-00151638-2015 и ТУ 0251-062-00151638-

2006;

- в качестве кислотного состава применяют:

кислоту соляную ингибированную синтетическую (марок а, б, в, г) по ТУ 2458-001-78685855-2016 для нефтегазодобычи, содержащую добавки, улучшающие

5 фильтрационные характеристики;

или ПАКС, представляющий собой водный раствор 20-24%-ной ингибированной соляной кислоты с добавками ПАВ (0,5-2%), изопропилового спирта (3-5%), уксусной кислоты (3-5%), деэмульгатора (2-4%). Состав обладает улучшенными физико-химическими и технологическими свойствами, и параметрами по растворению

10 карбонатной породы и цемента, по динамической вязкости, ингибированию осаждения железосодержащих осадков и эмульсиеобразования по ТУ 20.59.42-006-13004554-2018;

или состав соляной кислоты ИТПС РС марки А по ТУ 2458-193-83459339-2009;

или соляная кислота ингибированная 15-24 %-ной концентрации с добавлением облагораживающего ПАВ, например МЛ 81Б с концентрацией 1 %. Состав обладает

15 поверхностно-активными свойствами для обработки терригенных пород с содержанием карбонатного цемента по ТУ 2458-526-05763441-2010.

Для выполнения продавки используют облагороженную технологическую жидкость с ПАВ с плотностью при 20°C 1,0-1,18 г/см<sup>3</sup> при необходимости с утяжелением удельного

20 веса с учетом температурного режима и пластового давления. В качестве ПАВ используют МЛ-81Б, представляющую собой водные растворы смеси анионных, неогенных поверхностно активных веществ и этиленгликоля согласно ТУ 2481-007-48482528-99.

Сущность способа заключается в следующем.

Способ обработки прискважинной зоны включает определение типа и концентрации

25 кислотного состава, типа растворителя, жидкости-отклонителя и модифицирующих добавок прокачкой через ранее отобранные образцы керна используемых химреагентов и проведение керновых исследований. Собирают и обрабатывают данные по результатам

ранее выполненного отбора керна, фильтрационных исследований керна, определения геолого-физических характеристик пласта, особенностей пустотного пространства,

30 режимов ранее выполненных кислотных обработок скважины. Проводят анализ на совместимость кислотного состава с пластовым флюидом обрабатываемой скважины.

Проектируют дизайн кислотной обработки прискважинной зоны посредством компьютерной программы с учетом полученных результатов анализа, с учетом геолого-

35 физических характеристик пласта, особенностей пустотного пространства, фильтрационных исследований керна и режимов ранее выполненной кислотной

обработки пластов. Определяют оптимальный расход реагентов, количество оторочек жидкости-отклонителя, растворителя, кислотного состава и модифицирующих добавок, последовательности оторочек, удельного объема и оценки подобранного по

40 предыдущим исследованиям типа кислотного состава и типа жидкости-отклонителя. Результатом построения дизайна кислотной обработки прискважинной зоны является

расчет изменяющегося в динамике скин-фактора, глубины проникновения химических составов, изменения забойного давления в процессе обработки прискважинной зоны.

Проектирование дизайна кислотной обработки прискважинной зоны осуществляют,

45 например с использованием программного продукта STIMPRO<sup>TM</sup>.

Перед выполнением обработки прискважинной зоны на скважине не менее чем за сутки выполняют опрессовку колонны НКТ с насосом на давление Р – 4 МПа скважинным приводом. При герметичности оборудования выполняют подход техники на скважину. Создают противодействие в НКТ 8 МПа насосным агрегатом для

исключения перетока при закачке кислотного состава через насос в НКТ и систему нефтесбора. Закрывают трубное пространство сверху.

Выполняют нагнетательный тест закачкой по межтрубному пространству в 2-х кратном объеме межтрубного пространства технологической жидкости с ПАВ с расходом 0,1-2,0 м<sup>3</sup>/мин или эмульсии с расходом 0,1-0,25 м<sup>3</sup>/мин (расход до 0,25, при расходе выше есть риск прорыва отклонителя в пластах в обводненные участки или получение заколонной циркуляции), с учетом ранее выполненных обработок с низкими устьевыми давлениями, зависимости от удельного коэффициента приемистости с технологической жидкостью (таблица 1).

Таблица 1

Удельный коэффициент приемистости, м <sup>3</sup> /(МПа·ч)	Объем эмульсии, м <sup>3</sup>
От 0,5 до 1,0	2-3
От 1,1 до 1,5	4-5
От 1,51 до 2,0	6-8
От 2,1 до 3,0	8,1-10
От 3,1 до 4,0	10-14
От 4,1 до 6,0	14-18
6,1 и более	более 20

Вносят полученные результаты теста в компьютерную программу и определяют объем и вязкость жидкости-отклонителя, градиент разрыва породы, проницаемость, затем вносят изменения в проект в части разрешенного оптимального давления на продуктивные пласты, но не более разрешенного на эксплуатационную колонну, оптимальных расходов и объемов закачки, количества циклов закачки. По результатам нагнетательного теста определяют приготовление жидкости-отклонителя в необходимом объеме на скважине, определяют оптимальное соотношение объема жидкости-отклонителя к объему кислотного состава и объема технологической жидкости на продавку.

Далее выполняют последовательную закачку жидкости-отклонителя с вязкостью 600-2000 сПз с расходом 0,1-0,25 м<sup>3</sup>/мин, растворителя с расходом 0,1-0,2 м<sup>3</sup>/мин, кислотного состава с расходом 0,1-2,0 м<sup>3</sup>/мин с удельным объемом 1-10 м<sup>3</sup> на 1 метр перфорированного интервала, что соответствует одному циклу закачки, на основании предварительно выбранных объемов реагентов, количества циклов закачки в зависимости от проницаемости или приемистости, полученной в результате выполненной тестовой закачки и компьютерной обработки. Выполняют продавку технологической жидкостью в объеме равном объему межтрубного пространства с расходом 0,1-2,0 м<sup>3</sup>/мин.

После реагирования скважину обвязывают с желобной системой, запускают скважину в работу и осваивают в желобную систему насосом в двойном объеме жидкости продавки до получения продукции с рН более 4.

Цикл закачки жидкости-отклонителя, растворителя, кислотного состава повторяют до получения полнообъемного охвата пласта воздействием, продавливают технологической жидкостью в объеме равном объему межтрубного пространства с расходом 0,1-2,0 м<sup>3</sup>/мин, с учетом дополнительно подобранного объема по данным скорректированного проекта. Для размыва созданного жидкостью-отклонителем экрана в отработанных ранее зонах продуктивного пласта и после обработки неохваченных зон кислотным составом, перед продавкой кислотного состава

технологической жидкостью, закачивают растворитель в объеме не менее 4% от общего количества жидкости-отклонителя. В процессе выполнения работ на скважине можно варьировать вязкость жидкости-отклонителя по результатам нагнетательного теста непосредственно на объекте.

- 5 Предложение обеспечивает повышение эффективности обработки прискважинной зоны за счет повышения качества и снижения времени проведения операций при  
снижении потерь на трение при закачке эмульсии, повышении точности подбора объема  
и вязкости жидкости-отклонителя, соотношения объема жидкости-отклонителя к объему  
10 кислотного состава и объема технологической жидкости на продавку, увеличении  
площади смачивания продуктивного пласта растворителем и эффективности удаления  
кольматирующей пленки, сокращении времени приготовления безнефтяной эмульсии,  
исключении риска прорыва кислотных составов и получения межпластовой и заколонной  
циркуляции, временного блокирования интервалов пластов с высоким коэффициентом  
удельной приемистости, повышения эффективности воздействия кислоты на  
15 карбонатный пласт за счет улучшения фильтрационно-емкостных свойств и увеличения  
глубины, площади каналов растворения, а также повышение дебита за счет увеличения  
области притока флюидов к прискважинной зоне, снижение длительности выхода на  
режим работы скважины, сокращение затрат на выполнение селективной кислотной  
обработки. Также способ исключает агрессивное воздействие на глубинно-насосное  
20 оборудование и подход бригады ремонта скважин, и расширяет технологические  
возможности способа обработки прискважинной зоны.

Способ обработки прискважинной зоны осуществляют в следующей последовательности.

- 25 Подбор скважин для выполнения селективных кислотных обработок прискважинной  
зоны по межтрубному пространству осуществляют на разбуренных площадях по ранее  
выполненным результатам исследования керна, лабораторных фильтрационных  
исследований с определением геолого-физических характеристик пласта, особенностей  
пустотного пространства, и в основной массе на основании данных ранее выполненных  
30 кислотных обработок (о давлении, расходе и объеме закаченных жидкостей). На  
основании собранных данных в специализированной лицензированной компьютерной  
программе проектируют дизайн обработки прискважинной зоны и выполняют расчет  
объемов, расходов жидкостей при выполняемых закачках и допустимых давлениях.  
Подбор кислотных составов осуществляют на основании ранее проведенных  
исследований взаимодействия жидкости-отклонителя, растворителя, кислотного состава  
35 с породами продуктивных карбонатных пластов по определенным месторождениям.

Проводят анализ в полевой лаборатории на совместимость кислотного состава с  
предварительно отобранном пластовым флюидом обрабатываемой скважины в смеси:  
25%, 50%, 75% и в смеси 50% с добавлением 3-х валентного железа, затем выполняют  
ситовой

- 40 анализ на прохождение смеси кислотного состава с пластовым флюидом через сито  
100 МЕШ. При отрицательных результатах - отсутствие разделения между кислотным  
составом и пластовым флюидом, и непрохождения ситового анализа (образование  
сладж-комплекса)

- выполняют добавление стабилизатора железа и увеличение в кратном соотношении  
45 по отношению находящегося в смеси кислотного состава. Определяют объемы, тип и  
концентрацию кислотного состава, типов растворителя, жидкости-отклонителя  
прокачкой через ранее отобранные образцы керна используемых химреагентов.  
Проектируют дизайн кислотной обработки прискважинной зоны посредством

компьютерной программы с учетом геолого-физических характеристик пласта, особенностей пустотного пространства, фильтрационных исследований керна и режимов ранее выполненной кислотной обработки пластов (см. таблица 2, 4). Перед закачкой по межтрубному пространству выполняют опрессовку колонны НКТ с насосом на 8 МПа агрегатом, создают противодействие в колонне НКТ для определения герметичности и исключения перетока кислотного состава в НКТ. Закрывают трубное пространство сверху. Затем выполняют нагнетательный тест, при этом закачивают в межтрубное пространство технологическую жидкость с ПАВ в 2-х кратном объеме межтрубного пространства с расходом 0,1-2,0 м<sup>3</sup>/мин или эмульсию с расходом 0,1-0,25 м<sup>3</sup>/мин, с учетом ранее выполненных обработок с низкими устьевыми давлениями, при удельном коэффициенте приемистости от 0,5 до 1,0 м<sup>3</sup>/(МПа·ч) объем закачки равен 2-3 м<sup>3</sup>, при удельном коэффициенте приемистости от 1,1 до 1,5 м<sup>3</sup>/(МПа·ч) объем закачки равен 4-5 м<sup>3</sup>, удельном коэффициенте приемистости от 1,6 до 2,0 м<sup>3</sup>/(МПа·ч) объем закачки равен 6-8 м<sup>3</sup>, при удельном коэффициенте приемистости от 2,1 до 3,0 м<sup>3</sup>/(МПа·ч) объем закачки равен 8,1-10 м<sup>3</sup>, при удельном коэффициенте приемистости от 3,1 до 4,0 м<sup>3</sup>/МПа·ч объем закачки равен 10-14 м<sup>3</sup>, при удельном коэффициенте приемистости от 4,1 до 6,0 м<sup>3</sup>/МПа·ч объем закачки равен 14-18 м<sup>3</sup>, при удельном коэффициенте приемистости более 6,0 м<sup>3</sup>/(МПа·ч) объем закачки равен более 20 м<sup>3</sup>. При росте давления в процессе закачки выполняют остановку закачки и определяют за какое время упадет давление, если давление падает более чем за 5 минут до 0 атм, необходимо произвести перерасчет приготавливаемой эмульсии в сторону снижения - объемов, расхода растворителя и кислотного состава и вязкости жидкости-отклонителя. При отсутствии роста давления приготавливают и закачивают весь объем эмульсии без остановок до появления признаков стабильного роста давления.

Вносят полученные результаты теста: давление, расход, удельный вес применяемой жидкости в специализированную лицензионную программу и определяют градиент разрыва породы, проницаемость. Производят перерасчет объема, давления и расхода закачки самого процесса на основании данных нагнетательного теста. Определяют необходимый объем жидкости-отклонителя (см. таблица 3, 5). Оптимальное соотношение объема жидкости-отклонителя к объему кислотного состава и объема технологической жидкости на продавку определяют на основании выполненного нагнетательного теста. При высокой приемистости выполняют закачку высоковязкой эмульсии (может варьироваться по вязкости) до достижения давления максимально разрешенного на пласты и эксплуатационную колонну, затем вносят изменения в проект в части разрешенного максимального давления, максимальных расходов и объемов закачки.

Готовят жидкость-отклонитель перед закачкой на скважине.

Выполняют последовательную закачку жидкости-отклонителя вязкостью 600-2000 сПз с расходом 0,1-0,25 м<sup>3</sup>/мин, растворителя с расходом 0,1-0,2 м<sup>3</sup>/мин, обеспечивающего смачивание обрабатываемого продуктивного пласта, повышение качества омывания карбонатной породы пласта перед закачкой кислотного состава и смыва кольматирующей пленки, кислотного состава с расходом 0,1-2,0 м<sup>3</sup>/мин с удельным объемом 1-10 м<sup>3</sup> на 1 метр перфорированного интервала,

При использовании в качестве жидкости-отклонителя эмульсии закачка кислотного состава объемом 1-10 м<sup>3</sup> на 1 м перфорированного интервала продуктивного пласта

обеспечивает отклонение от промытых (выработанных) интервалов обработки и кислотный состав заходит в необработанный интервал, исключая риск прорыва кислотных составов и получения межпластовой и заколонной циркуляции. При использовании в качестве жидкости-отклонителя безнефтяной эмульсии перед выездом с базы в автоцистерны добавляют эмульгатор, по дороге на скважину в определенной пропорции добавляют с узла подготовки технологической жидкости минерализованную воду удельным весом 1,12-1,18 г/см<sup>3</sup> в объемной доле 91-93% от эмульгатора (в среднем 0,9-0,7 м<sup>3</sup> эмульгатор, 9,1-9,3 м<sup>3</sup> технологической жидкости на 10 м<sup>3</sup> приготовленной эмульсии). За счет этого в пути на скважину при доставке реагентов происходит фактическое перемешивание и приготовление, что позволяет сократить время на приготовление безнефтяной эмульсии и процесса обработки прискважинной зоны. На скважине дополнительно выполняют перемешивание до получения однородной массы с необходимой вязкостью. Для получения эмульсии с вязкостью от 600 до 1500 сПз используют 9%-ый эмульгатор и минерализованную воду удельным весом 1,12-1,18 г/см<sup>3</sup> в объемной доле 91%, длительность приготовления от 1 до 2 часов. При необходимости приготовления эмульсии вязкостью от 1500 сП и выше используют минерализованную воду удельным весом 1,12-1,18 г/см<sup>3</sup> в объемной доле 93% эмульгатор 7% динамическая вязкость варьируется длительностью перемешивания и может достигать более 2000 сПз.

При использовании водонефтяной эмульсии производят затарку автоцистерны товарной нефтью или нефтью со скважины с процентом воды не более 10% в продукции, после приезда на скважину добавляют эмульгатор МИА-пром марки В (ТУ 4852-01127913102-2001 и перемешивают, далее добавляют пластовую минерализованную воду удельным весом 1,16-1,18 г/см<sup>3</sup>. В зависимости от требований вязкости эмульсии по результатам нагнетательного теста рецептура приготовления: эмульгатор 4%, технологическая жидкость 60%, нефть 36%, получаемая вязкость 600-1500 сП. При необходимости приготовления эмульсии вязкостью 1500-2000 сП и выше: эмульгатор 2,7%, минерализованная вода 1,16-1,18 г/см<sup>3</sup>-85,3%, нефть - 12%. Вязкость варьируется временем перемешивания.

При приготовлении жидкости-отклонителя для определения динамической вязкости используют вискозиметр Grase M3600 и аналоги.

На скважине используют при выполнении работ два агрегата (СИН-32 или СИН-35) или агрегат с 2-мя насосами. Один агрегат (насос) постоянно производит перемешивание реагентов до получения эмульсии требуемой вязкости. Второй насосный агрегат одновременно производит закачку эмульсии в скважину. При расходе 0,1-0,25 м<sup>3</sup>/мин эмульсии происходит одновременное приготовление необходимого объема эмульсии для выполнения следующего этапа, что позволяет без перерывов проводить обработку скважины и увеличивать объем эмульсии при необходимости.

После реагирования скважину обвязывают с желобной системой (емкостью), запускают скважину в работу и осваивают в желобную систему насосом в двойном объеме жидкости продавки с отбором проб до получения продукции с рН более 4.

Цикл закачки жидкости-отклонителя, растворителя, кислотного состава повторяют до получения полнообъемного охвата пласта воздействием, продавливают технологической жидкостью в объеме равном объему межтрубного пространства с расходом 0,1-2,0 м<sup>3</sup>/мин, с учетом дополнительно подобранного объема. С целью разрушения созданного жидкостью-отклонителем экрана в отработанных ранее зонах

продуктивного пласта и после обработки неохваченных зон кислотным составом, перед продавкой кислотного состава технологической жидкостью закачивают растворитель в объеме не менее 4 % от общего количества эмульсии. При этом достигают запланированные показатели по глубине проникновения химических реагентов и скин-фактора.

Способ обработки прискважинной зоны пласта обеспечивает выполнение работ по кислотной обработке по межтрубному пространству без подхода бригады по ремонту скважин и выполнения спуско-подъемных операций с ГНО в том числе на скважинах с одновременно-раздельной добычей и низким пластовым давлением, исключает агрессивное воздействие на глубинно-насосное оборудование за счет применения высокоэффективных добавок.

Изобретение обеспечивает возможность прогнозирования выполнения обработки прискважинной зоны, выполнение подбора объемов и реагентов на основании результатов ранее проведенных обработок и компьютерной программы моделирования процесса закачки. Повышается эффективность обработки прискважинной зоны (см. таблицы 6, 7) за счет повышения качества и снижения времени проведения операций при снижении потерь на трение при закачке жидкости-отклонителя, повышении точности подбора объема и вязкости жидкости-отклонителя, увеличения площади смачивания продуктивного пласта растворителем и эффективности удаления кольматирующей пленки, сокращении времени приготовления жидкости-отклонителя, исключении риска прорыва кислотных составов и агрессивного воздействия на глубинно-насосное оборудование и получения межпластовой и заколонной циркуляции, временного блокирования интервалов пластов с высоким коэффициентом удельной приемистости, повышения эффективности воздействия кислоты на карбонатный пласт за счет улучшения фильтрационно-емкостных свойств и увеличения глубины проникновения, площади каналов растворения, а также повышение дебита после обработки за счет увеличения области притока флюидов к прискважинной зоне, сокращение затрат на выполнение селективной кислотной обработки. Также способ позволяет расширить арсенал технологических возможностей обработки прискважинной зоны карбонатного пласта.

Таблица 2

План обработки (дизайн)

План: Тест на технологической жидкости с расходом 0,25 м<sup>3</sup>/мин

(определяют объем и вязкость жидкости-отклонителя, градиент разрыва породы, проницаемость)

Объем отклонителя – 7 м<sup>3</sup>

Объем кислотного состава – 10,5 м<sup>3</sup>

Объем растворителя РПН – 3 м<sup>3</sup>

№ стадии	Наименование реагента	Тип стадии	Расход начальный, м <sup>3</sup> /мин	Расход конечный, м <sup>3</sup> /мин	Объем реагента, м <sup>3</sup>	Время стадии, мин
1	Техническая вода с ПАВ	Нагнетательный тест	0,30	0,30	9,0	36,0
2	Остановка закачки					60,0
3	Отклонитель БНЭ(ВНЭ) вязкость 1000сП	Отклонение	0,20	0,10	7,0	31,10
4	Растворитель РПН	Промывка	0,10	0,10	3,0	20,0
5	Кислотный состав	Основная кислота	0,10	0,10	1,50	15,0
6	Кислотный состав	Основная кислота	0,10	0,80	9,0	20,0

7	Техническая вода с ПАВ	Продавка	0,23	0,20	7,0	35,0
8	Суммарный объем закаченных реагентов и время закачки				36,5	197,10

Таблица 3

План обработки (редизайн) по результатам нагнетательного теста на технологической жидкости (см. таблицу 2).

План: Факт тест на технологической жидкости с расходом  $0,7 \text{ м}^3/\text{мин}$

Объем отклонителя –  $30 \text{ м}^3$

Объем кислотного состава –  $10,5 \text{ м}^3$

Объем растворителя РПН –  $6 \text{ м}^3$

№ стадии	Наименование реагента	Тип стадии	Расход начальный, $\text{м}^3/\text{мин}$	Расход конечный, $\text{м}^3/\text{мин}$	Объем реагента, $\text{м}^3$	Время стадии, мин
1	Отклонитель БНЭ (ВНЭ) с вязкостью 1500сП	Отклонение	0,25	0,10	30,0	171,0
2	Растворитель РПН	Промывка	0,10	0,05	3,0	40,0
3	Кислотный состав	Основная кислота	0,05	0,45	4,50	18,0
4	Отклонитель БНЭ (ВНЭ) с вязкостью 1500сП	Отклонение	0,2	0,05	20,0	160,0
5	Растворитель РПН	Промывка	0,05	0,05	3,0	60,0
6	Кислотный состав	Основная кислота	0,05	0,30	6,0	34,3
7	Техническая вода с ПАВ	Продавка	0,30	0,35	6,0	21,50
8	Суммарный объем закаченных реагентов и время закачки				72,5	505,2

Таблица 4

План обработки (дизайн)

План: Тест на БНЭ (ВНЭ) вязкость 1000сП с расходом  $0,1 \text{ м}^3/\text{мин}$

Объем отклонителя –  $25 \text{ м}^3$

Объем кислотного состава –  $15 \text{ м}^3$

Объем растворителя РПН –  $2 \text{ м}^3$

№ стадии	Наименование реагента	Тип стадии	Расход начальный, $\text{м}^3/\text{мин}$	Расход конечный, $\text{м}^3/\text{мин}$	Объем реагента, $\text{м}^3$	Время стадии, мин
1	Отклонитель БНЭ (ВНЭ) вязкость 1000 сП	Нагнетательный тест	0,1	0,1	15,0	95,0
2	Остановка закачки					60,0
3	Отклонитель БНЭ (ВНЭ) вязкость 1520 сП	Отклонение	0,10	0,05	10,0	100,0
4	Растворитель РПН	Промывка	0,05	0,05	2,0	30,0
5	Кислотный состав	Основная кислота	0,05	0,20	1,50	15,0
6	Кислотный состав	Основная кислота	0,20	0,20	13,5	30,0
7	Техническая вода с ПАВ	Продавка	0,20	0,20	7,0	40,0
8	Суммарный объем закаченных реагентов ( $\text{м}^3$ ) и время закачки (мин)				51,0	400,0

Таблица 5

План обработки (редизайн) по результатам нагнетательного теста на отклонителе (см. таблицу 5).

План: Тест на БНЭ (ВНЭ) с расходом  $0,2 \text{ м}^3/\text{мин}$

Объем отклонителя –  $50 \text{ м}^3$

Объем кислотного состава –  $15 \text{ м}^3$

Объем растворителя РПН –  $6 \text{ м}^3$

№ стадии	Наименование реагента	Тип стадии	Расход началь- ный, м <sup>3</sup> /мин	Расход конечный, м <sup>3</sup> /мин	Объем реагента, м <sup>3</sup>	Время стадии, мин
1	Отклонитель БНЭ (ВНЭ) вязкость 2000 сП	Отклонение	0,20	0,10	50,0	250,0
2	Растворитель РПН	Промывка	0,10	0,05	6,0	60,0
3	Кислотный состав	Основная кислота	0,05	0,20	15,0	60,0
4	Техническая вода с ПАВ	Продавка	0,20	0,20	7,0	7,5
Суммарный объем закаченных реагентов (м <sup>3</sup> ) и время закачки (мин)					78,0	410,0

Таблица 6

Количество стадий		Скин-фактор		Средняя глубина проникнове- ния		Дебит нефти, тн	
План (дизайн)	Факт (реди- зайн)	План (дизайн)	Факт (редизайн)	План, м	Факт, м	План, т/сут	Факт, т/ сут
7	7	-2,64	-2,79	6,71	9,59	1,25	1,35

Таблица 7

Количество стадий		Скин-фактор		Средняя глубина проникнове- ния		Дебит нефти, тн	
План (дизайн)	Факт (реди- зайн)	План (дизайн)	Факт (редизайн)	План, м	Факт, м	План, т/сут	Факт, т/ сут
7	4	-2,78	-2,78	7,54	9,28	1,34	1,34

## (57) Формула изобретения

1. Способ обработки прискважинной зоны, включающий определение типа и концентрации кислотного состава, типа растворителя, типа жидкости-отклонителя и модифицирующих добавок анализом фильтрационных исследований керна - прокачки через ранее отобранные образцы керна химреагентов, анализ на совместимость кислотного состава с пластовым флюидом обрабатываемой скважины, проектирование дизайна кислотной обработки прискважинной зоны посредством компьютерной программы с учетом геолого-физических характеристик пласта, особенностей пустотного пространства, результатов предварительно проведенных анализа фильтрационных исследований керна, анализа на совместимость кислотного состава с пластовым флюидом обрабатываемой скважины и режимов ранее выполненной кислотной обработки пластов, закачку кислотного состава, растворителя, жидкости-отклонителя, отличающийся тем, что перед выполнением обработки прискважинной зоны на скважине не менее чем за сутки выполняют опрессовку колонны насосно-компрессорных труб НКТ с насосом скважинным приводом, создают противодействие в колонне НКТ 8 МПа насосом для определения герметичности и исключения перетока кислотного состава через насос в НКТ, закрывают трубное пространство сверху, затем выполняют нагнетательный тест - закачивают в межтрубное пространство технологическую жидкость - пластовую воду с плотностью при 20°С 1,0-1,18 г/см<sup>3</sup>, содержащую 0,1-0,2% поверхностно-активного вещества ПАВ МЛ 81Б, в 2-х кратном объеме межтрубного пространства с расходом 0,1-2,0 м<sup>3</sup>/мин или эмульсию с расходом 0,1-0,25 м<sup>3</sup>/мин, в качестве которой используют водонефтяную эмульсию, содержащую нефть товарную или нефть со скважины с содержанием воды не более 10%, эмульгатор МИА-пром марки В, пластовую минерализованную воду с плотностью при 20°С 1,16-1,18 г/см<sup>3</sup>, или безнефтяную эмульсию, содержащую эмульгатор ИТПС-013Г, который представляет собой комплекс поверхностно-активных веществ, основанных на углеводородном растворе алканоламиновых эфиров олеиновой кислоты, и

минерализованную воду с удельным весом 1,07-1,18 г/см<sup>3</sup>, с учетом ранее выполненных обработок с низкими устьевыми давлениями при удельном коэффициенте приемистости от 0,5 до 1,0 м<sup>3</sup>/(МПа·ч) объем закачки равен 2-3 м<sup>3</sup>, при удельном коэффициенте приемистости от 1,1 до 1,5 м<sup>3</sup>/(МПа·ч) объем закачки равен 4-5 м<sup>3</sup>, при удельном коэффициенте приемистости от 1,6 до 2,0 м<sup>3</sup>/(МПа·ч) объем закачки равен 6-8 м<sup>3</sup>, при удельном коэффициенте приемистости от 2,1 до 3,0 м<sup>3</sup>/(МПа·ч) объем закачки равен 8,1-10 м<sup>3</sup>, при удельном коэффициенте приемистости от 3,1 до 4,0 м<sup>3</sup>/(МПа·ч) объем закачки равен 10-14 м<sup>3</sup>, при удельной приемистости от 4,1 до 6,0 м<sup>3</sup>/(МПа·ч) объем закачки равен 14-18 м<sup>3</sup>, при удельном коэффициенте приемистости более 6,0 м<sup>3</sup>/(МПа·ч) объем закачки равен более 20 м<sup>3</sup>, при росте давления в процессе закачки выполняют остановку закачки и определяют за какое время упадет давление, если давление падает более чем за 5 минут до 0 атм, производят перерасчет в сторону снижения объемов, расхода растворителя и кислотного состава и вязкости жидкости-отклонителя, при отсутствии роста давления приготавливают и закачивают весь объем без остановок до появления признаков стабильного роста давления, вносят полученные результаты нагнетательного теста в компьютерную программу и определяют объем и вязкость жидкости-отклонителя, градиент разрыва породы, проницаемость, оптимальное соотношение объема жидкости-отклонителя к объему кислотного состава и объем технологической жидкости, затем вносят изменения в дизайн проекта в части разрешенного оптимального давления на продуктивные пласты, но не более разрешенного на эксплуатационную колонну, оптимальных расходов и объемов закачки, количества циклов закачки, далее выполняют по крайней мере один цикл закачки – последовательную закачку жидкости-отклонителя вязкостью 600-2000 сПз с расходом 0,1-0,25 м<sup>3</sup>/мин, растворителя с расходом 0,1-0,2 м<sup>3</sup>/мин, кислотного состава с расходом 0,1-2,0 м<sup>3</sup>/мин с удельным объемом 1-10 м<sup>3</sup> на 1 метр перфорированного интервала, причем растворитель закачивают в объеме не менее 4% от объема жидкости-отклонителя, а в качестве жидкости-отклонителя применяют водонефтяную эмульсию, содержащую нефть товарную или нефть со скважины с содержанием воды не более 10%, эмульгатор МИА-пром марки В, пластовую минерализованную воду с плотностью при 20°С 1,16-1,18 г/см<sup>3</sup>, или безнефтяную эмульсию, содержащую эмульгатор ИТПС-013Г, который представляет собой комплекс поверхностно-активных веществ, основанных на углеводородном растворе алканоламиновых эфиров олеиновой кислоты, минерализованную воду с удельным весом 1,12-1,18 г/см<sup>3</sup>, выполняют продавку технологической жидкостью в объеме равном объему межтрубного пространства с расходом 0,1-2,0 м<sup>3</sup>/мин, после реагирования скважину обвязывают с желобной системой, запускают скважину в работу и осваивают в желобную систему насосом в двойном объеме жидкости продавки до получения продукции скважины с рН более 4.

2. Способ по п. 1, отличающийся тем, что циклы закачки жидкости-отклонителя, растворителя, кислотного состава повторяют до получения полнообъемного охвата пласта воздействием.