

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ



ӘДІЛЕТ МИНИСТРЛІГІНІҢ
ЗИЯТКЕРЛІК МЕНШІК ҚҰҚЫҒЫ КОМИТЕТІ

ӨНЕРТАБЫСҚА
ПАТЕНТ

АСТАНА



(19) ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ӘДІЛЕТ МИНИСТРЛІГІ
ЗИЯТКЕРЛІК МЕНШІК ҚҰҚЫҒЫ КОМИТЕТІ

ӨНЕРТАБЫСҚА

(11) № 28866

(12) ПАТЕНТ

(54) АТАУЫ: ҚАБАТТАРДЫҢ МҮНАЙ БЕРГІШТІГІН ЖӘНЕ ҰҢҒЫЛАРДЫҢ
ӨНІМДІЛІГІН АРТТЫРУ

(73) ПАТЕНТ ИЕЛЕНУШІСІ: Абдели Дайрабай Жумадилулы

(72) АВТОР (АВТОРЛАР): Абдели Дайрабай Жумадилулы; Киинов Ляззат
Кетебаевич; Бейсембетов Искандер Калыбекович; Ахмеджанов Тлевхан Куромжанович;
Абдели Айдын Дайрабайулы

(21) № Өтінім 2012/1152.1

(22) Өтінім берілген күн 02.11.2012

Қазақстан Республикасы өнертабыстардың мемлекеттік тізілімінде тіркелді
22.07.2014ж.

Патенттің күші Қазақстан Республикасының бүкіл аумағында, оны күшінде ұстау үшін
ақы уақтылы төленген жағдайда сақталады.

Қазақстан Республикасы Әділет министрлігі
Зияткерлік меншік құқығы комитетінің
төрағасы

А. Естаев

Өзгерістер енгізу туралы мәліметтер осы патентке қосымша түрінде жеке парақта келтіріледі

000907



(19) **КОМИТЕТ ПО ПРАВАМ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ
МИНИСТЕРСТВА ЮСТИЦИИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН**

(12) **ПАТЕНТ**

(11) **№ 28866**

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

(54) **НАЗВАНИЕ:** СПОСОБ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ И ДЕБИТА СКВАЖИН

(73) **ПАТЕНТООБЛАДАТЕЛЬ:** Абдели Дайрабай Жумадилулы

(72) **АВТОР (АВТОРЫ):** Абдели Дайрабай Жумадилулы; Киинов Ляззат Кетебаевич; Бейсембетов Искандер Калыбекович; Ахмеджанов Тлевхан Куромжанович; Абдели Айдын Дайрабайулы

(21) **Заявка № 2012/1152.1**

(22) **Дата подачи заявки 02.11.2012**

Зарегистрировано в Государственном реестре изобретений Республики Казахстан 22.07.2014г.

Действие патента распространяется на всю территорию Республики Казахстан при условии своевременной оплаты поддержания патента в силе.

**Председатель Комитета по правам
интеллектуальной собственности
Министерства юстиции Республики Казахстан**

А. Естаев

Сведения о внесении изменений приводятся на отдельном листе в виде приложения к настоящему патенту



(19) KZ (13) B (11) 28866
(51) E21B 33/138 (2006.01)
F25B 9/04 (2006.01)
E21B 43/22 (2006.01)
C09K 8/90 (2006.01)

КОМИТЕТ ПО ПРАВАМ
ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ
МИНИСТЕРСТВА ЮСТИЦИИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(21) 2012/1152.1

(22) 02.11.2012

(45) 15.08.2014, бюл. №8

(72) Абдели Дайрабай Жумадилулы; Киинов Ляззат Кетебаевич; Бейсембетов Искандер Калыбекович; Ахмеджанов Тлевхан Куромжанович; Абдели Айдын Дайрабайулы

(73) Абдели Дайрабай Жумадилулы

(56) RU 2178070 C2 10.01.2002

RU 2285785 C1 20. 10. 2006

RU 2256683 C2 20.07.2005

RU 2260689 C1 20.09.2005

RU 2425967 C1 10.08.2011

RU 2308596 C1 20.10.2007

(54) СПОСОБ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ И ДЕБИТА СКВАЖИН

(57) Изобретение относится к нефтегазовой отрасли промышленности, в частности к способам нефтеотдачи пластов и снижению обводненности добывающих скважин на нефтегазовых месторождениях.

Задачей и техническим результатом изобретения является повышение нефтеотдачи пластов с асфальтосмолопарафинистыми отложениями в призабойной зоне скважин за счет нагнетания в призабойную зону пласта дегазированную нефть с содержанием атомов углерода $C_6 - C_8$ в молекулах с температурой разгонки, равной температуре кипения ксилоловой фракции ароматических углеводородов и прошедшую каталитический риформинг под действием высокой температуры 450-480°C и давлением 1,4-2,1 МПа в присутствии катализатора.

В призабойной зоне водоносного пласта на уровне водонефтяного контакта создают дополнительный перфорационный интервал, через который в призабойную зону водоносного пласта последовательно нагнетают буферную жидкость, рабочую смесь, состоящей из осадко- и гелеобразующего соединения и высокодисперсного наноглинистого водного раствора с размерами наночастиц глины, не превышающих размеров пор и трещин водоносного пласта, и высокодисперсный

расширяющийся тампонажный раствор на основе микроцемента. Необходимый размер наночастиц глины получают путем отмучивания и осаждения высокодисперсной глины в водной среде из верхних слоев осадки с последующим диспергированием на наночастицы, при этом одновременно в очищенный от асфальтосмолопарафинистых отложений нефтеносный пласт через основной перфорационный интервал нагнетают обычную нефть или растворитель на углеводородной основе.

В качестве основы ультрадисперсного расширяющегося тампонажного раствора принимают наноцемент, получаемый созданием разряжения в рабочей камере мельницы при измельчении цементного сырья и осаждением выделенных наночастиц цемента в циклонном отделителе и фильтрах.

Внутри эксплуатационной колонны устанавливают две насосно-компрессорные трубы, одна из которых нагнетает в призабойную зону водоносного пласта через перфорированный интервал буферную жидкость, рабочую смесь, состоящей из осадко- и гелеобразующего соединения и высокодисперсного наноглинистого водного раствора и высокодисперсный расширяющийся тампонажный раствор на основе наноцемента, а другая - в нефтеносный пласт нагнетает обычную нефть или растворитель на углеводородной основе, причем на уровне кровли нефтеносного пласта насосно-компрессорные трубы снабжают двухканальным пакером и на уровне водонефтяного контакта пласта насосно-компрессорная труба-одноканальным пакером, а на устье скважины устанавливают двухствольную устьевую арматуру.

В качестве буферной жидкости в призабойную зону водоносного пласта перед рабочей смеси, состоящей из осадко- и гелеобразующего соединения и высокодисперсного наноглинистого водного раствора, нагнетают пресную воду или водный раствор химреагента (например, карбоната натрия), которые выводят высокоминерализованную пластовую воду с большим содержанием ионов

(19) KZ (13) B (11) 28866

кальция и магния из призабойной зоны, в результате чего рабочие смеси достигают в нескогулированном состоянии заданную глубину проникновения в пласт.

Призабойную зону нагнетательной скважины очищают от асфальтосмолистых и парафиновых отложений углеводородным растворителем - ароматической нефтью, полученной каталитическим риформингом из дегазированной нефти, и водным раствором кислоты, нагнетают через перфорационные интервалы нагнетательной скважины в нефтяносный пласт в начале оторочку растворителя на углеводородной основе -

ароматизированную нефть, а затем непрерывным потоком - ультрадисперсную газоводяную смесь с поверхностно-активным веществом. При этом ультрадисперсную газоводяную смесь получают конусообразную мембранную трубу с нанофильтрацией в водный поток, перемещающийся внутри цилиндрического корпуса установки, площадь поперечного сечения которого значительно больше площади поперечного сечения распределительной конусообразной мембранной трубы с нанофильтрацией.

Изобретение относится к нефтегазовой отрасли промышленности, в частности к способам нефтеотдачи пластов на нефтегазовых месторождениях.

В настоящее время считают, что главными причинами снижения проницаемости призабойной зоны, приводящими к снижению нефтеотдачи пластов и обводненности добывающих скважин, являются отложения в порах и трещинах пласта в виде частиц породы коллектора, цемента, глин, минеральных солей, буровых и цементных растворов, а также отложение асфальтосмолистых и парафиновых веществ и солей на рабочей поверхности скважинного оборудования. Поэтому для восстановления и повышения проницаемости пласта широко используют методы повышения нефтеотдачи пласта как кислотная обработка призабойной зоны, гидроразрыв пласта, а для предотвращения отложения солей и асфальтосмолистопарафинистых частиц на поверхности скважинного оборудования и трубопроводов применяют различные ингибиторы солеотложения и коррозий, углеводородные растворители и горячую нефть.

Однако из виду упускают очень важный необходимый момент, как растворение и очистка пор и трещин призабойной зоны пласта от асфальтосмолистых и парафиновых отложений и восстановление ее первоначальной проницаемости. В процессе добычи нефти особенно на средней и поздней стадиях разработки месторождения доля асфальтосмолистых и парафиновых отложений в пласте на много больше, чем другие виды составляющих отложений. Это связано с тем, что в начальный момент эксплуатации месторождения, когда обеспечивается фонтанная добыча нефти под большим пластовым давлением, рыхлые мелкие частицы породы, цемента, глины, буровых и цементных растворов уносятся потоком нефти в забой скважины. Доля их в порах и трещинах породы в призабойной зоне на последующих этапах эксплуатации месторождения существенно снижается.

По мере добычи нефти снижается давление, температура и газонасыщенность в продуктивном пласте, в результате которого повышается вязкость нефти и снижается скорость ее движения по каналам и трещинам породы-коллектора. Происходит интенсивное образование асфальтосмолистых и парафиновых отложений 1 (фиг.1) в призабойной зоне добывающих скважин 2, в первую очередь, в верхних интервалах нефтяного пласта 3. Снижение проницаемости призабойной зоны нефтяного пласта из-за отложений асфальтосмолистых и парафиновых соединений приводит к поступлению подошвенной пластовой воды 4 к забою скважины через нижние интервалы продуктивного пласта и щели между породой, цементным кольцом и эксплуатационной колонной, образованные в результате усадки бетона. В дальнейшем в забой скважины будет поступать нефть, увлекаемая подошвенной водой из зоны водонефтяного контакта.

В призабойной зоне 5 нагнетательных скважин 6 также из-за низких значений давления, температуры и газонасыщенности пласта происходит отложение асфальтосмолистых и парафиновых соединений в порах и трещинах породы, которые препятствуют горизонтальному вытеснению нефти из продуктивного пласта 3 агентами - водой 7 (или газом, водогазовой смесью). Во многих случаях высокообводненные и низкодебитные добывающие скважины переводят в нагнетательные. Проницаемость пласта в призабойной зоны этих скважин также снижены из-за отложения асфальтосмолистых и парафиновых высокомолекулярных соединений в процессе добычи нефти.

В результате этих факторов основная часть воды, нагнетаемая через перфорированный интервал 8 эксплуатационной колонны, перемещается вниз через нижний интервал продуктивного пласта, щели между породой, цементным кольцом и эксплуатационной колонной, увеличивая объем подошвенной пластовой воды. Прохождению нагнетаемой воды в водоносный пласт также способствует большая плотность ее по сравнению плотности вытесняемой нефти. Нагнетаемая вода смешивается пластовой водой, увлекает за собой незначительную часть нефти из продуктивного пласта 3 и способствует повышению обводненности добывающих скважин.

В настоящее время для восстановления проницаемости призабойной зоны применяют кислотную обработку и гидроразрыв пласта. Однако при этом не учитывают тот факт, что пленки асфальтосмолистых и парафиновых отложений на поверхности пор и трещин пород не растворяются в соляной или других кислотах. В этих случаях кислоты могут растворять только цементное кольцо и горную породу вокруг эксплуатационной колонны, так как они не могут контактировать поверхностью пор и трещин пород, покрытых асфальтосмолистыми и парафиновыми отложениями.

Нагнетаемая жидкость при гидроразрыве пласта также не может проникнуть в поры и трещины пласта, закупоренные с асфальтосмолистыми и парафиновыми отложениями и восстановить первоначальное фильтрационное свойство призабойной зоне нефтеносного пласта. При этом жидкость гидроразрыва может увеличить только щели между цементным кольцом и обсадной эксплуатационной колонной, продой и способствовать проникновению подошвенной пластовой воды к забою скважины.

Поэтому необходим поиск других и более эффективных способов восстановления первоначальной проницаемости призабойной зоны пласта и доступных источников растворителей асфальтосмолистых и парафиновых отложений.

Сейчас для удаления асфальтосмолистых и парафиновых отложений из скважины и призабойной зоны продуктивного пласта применяют горячую нефть и побочные продукты нефтехимического производства (стирола,

синтетического каучука и др.), содержащие ароматические углеводороды - бензол, толуол, ксилол, этилбензол, изопропилбензол, бутилбензол, полиалкилбензол и др. [1. Каменщикова Ф.А. Тепловая депарафинизация скважин. -М. -Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2005. - 254 с.]. Так, например, известен способ нефтеотдачи пласта, предусматривающий нагнетание в скважину и призабойную зону нефтяного пласта с асфальтосмолистыми и парафиновыми отложениями углеводородного растворителя на основе жидких продуктов пиролиза нефтяного сырья, полученных ректификацией в интервале 35-150° С при атмосферном давлении в присутствии ингибиторов полимеризации [2. Патент №2256683 РФ, МПК⁷ C09K 3/00, E21B 37/ Способ обработки призабойной зоны скважин. Реагент для удаления асфальтено-смолопарафиновых отложений и способ / М.М. Нигматуллин, Т.М. Фархутдинов, И.Н. Файзуллин и др. Заявка №2003123753/04 от 28.07.2003, опубл. 20.07.2005, Бюл. №20, 7 сил.].

Однако углеводородные растворители на основе побочных продуктов нефтехимического производства из-за дороговизны не всегда доступны в промышленных условиях и их эффективность низка. В них преобладают тяжелые высокомолекулярные компоненты ароматических углеводородов и смолистые вещества, которые не в полной мере растворяют асфальтосмолистые и парафиновые отложения в порах и трещинах нефтеносного пласта. Если учесть то, что при существующих условиях эксплуатации добывающих скважин для восстановления первоначальной проницаемости призабойной зоны нефтяного пласта в году требуется несколько обработок каждой скважины углеводородными растворителями, то обеспечить побочными продуктами нефтехимического производства всех скважин на месторождениях практически невозможно из-за ограниченного количества соответствующих профильных нефтехимических заводов и дороговизны выпускаемых ими побочных продуктов.

При обработке призабойной зоны пласта горячей нефтью достичь высокой растворимости асфальтосмолистых и парафиновых отложений достичь невозможно, так как в составе добываемой нефти кроме ароматических углеводородов имеются большое количество алкановых и нафтеновых высокомолекулярных тяжелых углеводородов, в которых асфальтены и смолы не растворяются. Доля ароматических углеводородов, являющихся хорошим растворителем асфальтосмолистых и парафиновых отложений, в исходной нефти обычно не превышает 1-5 %.

Известен способ обработки призабойных зон скважины, добывающих тяжелые нефти и природные битумы, включающий закачку фракцию α - олефинов с молекулярной формулой по углероду C_6 - C_{20} и температурой разгонки 70 - 300°С [3. Патент №2178070 РФ, МПК⁷ E21B43/22, E21B43/25. Способ обработки призабойных зон скважин, добывающих тяжелые нефти и природные битумы/М.И. Старшов, Н.Н. Ситников, С.В. Крупин, М.У. Кадыров. Заявка

№99106572/03 от 30.03.1999 г., опубл. в БИ 20.06.2001.]. α - олефины имеют общую молекулярную формулу по водороду и углероду C_nH_{2n} или C_6H_{12} - $C_{20}H_{40}$ и их получают только на нефтехимических заводах либо олигомеризацией - наращиванием цепи на атоме алюминия за счет присоединения молекул этилена до получения заданной длины цепи, либо с помощью каталитических процессов, где преимущественно образуются олефины более с короткой цепью. Основная область их применения - получение полимеров, жирных кислот, меркаптана, спиртов-пластификаторов, синтетических смазок, присадок и поверхностно-активных веществ.

Растворяющая способность α - олефинов очень низка, т.к. они могут растворить только парафиновые отложения и не растворяют асфальтосмолистые отложения. Известно, что асфальтосмолистые и парафиновые отложения хорошо растворяются только в ароматических углеводородах как бензол, толуол и ксилол, которые отсутствуют в составе α - олефинов. С другой стороны углеводородные растворители с содержанием атомов углерода более C_8 в молекулах, в том числе α - олефины с молекулярной формулой C_6H_{12} - $C_{20}H_{40}$ имеют большую массу, высокую вязкость и они склонны сами образовывать отложения вместе с асфальтосмолистыми и парафиновыми соединениями в порах и трещинах призабойной зоны пласта и на поверхности оборудования скважин.

Из-за дороговизны, высокой стоимости и низкой эффективности α - олефины не используются для очистки призабойной зоны скважин от асфальтосмолистых и парафиновых отложений. Они в обычной нефти содержатся в небольшом количестве и в чистом виде в природе не встречаются.

Для изоляции притока подошвенной воды к забоям в пласт нагнетают различные осадко- и гелеобразующие растворы химреагентов на основе кремнеорганических, органических и неорганических соединений, нафтеновых кислот, полимерных и пенных систем и др. [4. Тахаудинов Ш.Ф., Ибрагимов Н.Г., Ибатуллин И.Г. и др. Методы ограничения водопитока при строительстве и эксплуатации скважин// Нефтяное хозяйство - 2011. - №6 - с.54-57.]. Рабочие агенты нагнетают через НКТ и существующие перфорационные интервалы скважины в обводненную часть нефтеносного пласта, которые образуют осадки и гель только в объеме, занятом минерализованной пластовой водой, взаимодействуя с ионами кальция и магния. В объеме, занятом нефтью раствор не схватывается и легко вымывается при эксплуатации скважины.

Недостатком этого способа является то, что при обводнении нефтеносного пласта четкой границы раздела нефти и воды по его высоте отсутствует, т.е. нефть и вода находятся в виде смеси и после отверждения химреагентов в этих условиях в целом снижается пористость и проницаемость призабойной зоны нефтяного пласта за счет

частичного заблокированных пор и трещин гелеобразными частицами и нерастворимыми осадками. В дальнейшем нефть будет поступать в забой значительно с меньшим количеством, чем раньше, а количество пластовой воды, поступающего под большим давлением, будет увеличиваться.

Закачка рабочих агентов (в кислой среде, например, с растворами кислот без участия минерализованной пластовой воды) в пласт через дополнительный перфорационный интервал, созданный в нижней обводненной части продуктивного нефтяного пласта, также приводит к снижению объемов пор и трещин и проницаемости в призабойной зоне. Это объясняется тем, что нагнетаемые рабочие агенты под высоким давлением распространяются по всему фронту призабойной зоны, т.е. не только по обводненной части пласта, но и по высоте продуктивного нефтяного пласта. Вытесняя нефть из определенного участка обводненного нефтеносного пласта рабочие агенты образуют гелеобразующие системы и тампонажные материалы, которые блокируют приток нефти к забою.

Известен способ регулирования профиля приемистости нагнетательной скважины и способ ограничения водопритока в добывающей скважине, включающий закачку гелеобразующего состава на основе полисахарида, соединения поливалентного металла и воды и технологическую выдержку для гелеобразования, в качестве полисахарида используют ксантан, продуцируемый микроорганизмами типа *Xanthomonas campestris*, в качестве соединения полвалентного металла используют ацетат хрома и/или хромкалиевые квасцы при отношении 1:1 в воде с минерализацией от 0,5 г/л до 100 г/л при следующем соотношении компонентов, масс. %: ксантан 0,05-0,3 ацетат хрома и/или хромкалиевые квасцы 0,005-0,2, водоостальное, причем после закачки заданного объема состава осуществляю технологическую выдержку продолжительностью от 3 до 10 суток. При закачке гелеобразующего состава в добывающую скважину с высокой приемистостью состав может дополнительно содержать наполнитель в количестве 0,025-3 мас. % [5. Патент №2285785 РФ, МПК⁷ E21B33/138, C09K8/90. Способ регулирования профиля приемистости нагнетательной скважины и способ ограничения водопритока в добывающей скважине / Р.Р. Ибатуллин, С.Г. Уваров, М.Р. Хисаметдинов и др.].

Основным недостатком этих осадко- и гелеобразующих соединений является химическая неустойчивость их к минеральным солям подошвенной пластовой воды. Включение в состав осадко- и гелеобразующих соединений наполнителей, в том числе глины или цемента, приводит к закупориванию пласта, так как размеры наполнителей (глинистых и цементных крупных частиц) намного больше размеров пор и трещин горной породы.

Существующие технологии водоизоляции призабойной зоны пласта малоэффективны и эффективность их непродолжительна. Об этом свидетельствует низкая результативность существующих технологий водоизоляции, проведенных на промыслах, а также высокая обводненность (80-90%) добываемой нефти на многих месторождениях.

В свою очередь обводненность скважин способствует дальнейшему отложению асфальтосмолистых и парафиновых веществ в призабойной зоне пласта и снижению дебита добывающих скважин. Поэтому для повышения нефтеотдачи пластов необходим поиск высокоэффективных источников растворителей на углеводородной основе для удаления асфальтосмолопарафинистых отложений и более устойчивых осадкообразующих материалов для создания водоизоляции и экрана между нефтеносным и водоносным пластами в призабойной зоне скважины.

Задачей и техническим результатом изобретения является повышение нефтеотдачи пластов с асфальтосмолистыми и парафиновыми отложениями в призабойной зоне скважин за счет нагнетания в призабойную зону пласта дегазированной нефти с содержанием атомов углерода $C_6 - C_8$ в молекулах с температурой разгонки, равной температуре кипения ксилоловой фракции ароматических углеводородов и прошедшую каталитический риформинг под действием высокой температуры 450-480°C и давлением 1,4-2,1 МПа в присутствии катализатора.

В призабойной зоне водоносного пласта на уровне водонефтяного контакта создают дополнительный перфорационный интервал, через который в призабойную зону водоносного пласта последовательно нагнетают буферную жидкость, рабочую смесь, состоящей из осадко- и гелеобразующего соединения и высокодисперсного наноглинистого водного раствора с размерами наночастиц глины, не превышающих размеров пор и трещин водоносного пласта, и высокодисперсный расширяющийся тампонажный раствор на основе микроцемента. Необходимый размер наночастиц глины получают путем отмучивания и осаждения высокодисперсной глины в водной среде из верхних слоев осадки с последующим диспергированием на наночастицы, при этом одновременно в очищенный от асфальтосмолистых и парафиновых отложений нефтеносный пласт через основной перфорационный интервал нагнетают обычную нефть или растворитель на углеводородной основе.

В качестве основы ультрадисперсного расширяющегося тампонажного раствора принимают наноцемент, получаемый созданием разрыхления в рабочей камере мельницы при измельчении цементного сырья и осаждением выделенных наночастиц цемента в циклонном отделителе и фильтрах.

Внутри эксплуатационной колонны устанавливают две насосно-компрессорные трубы, одна из которых нагнетает в призабойную зону

водоносного пласта через перфорированный интервал буферную жидкость, рабочую смесь, состоящей из осадко- и гелеобразующего соединения и высокодисперсного наноглинистого водного раствора и высокодисперсный расширяющийся тампонажный раствор на основе наноцемента, а другая - в нефтеносный пласт нагнетает обычную нефть или растворитель на углеводородной основе, причем на уровне кровли нефтеносного пласта насосно-компрессорные трубы снабжают двухканальным пакером и на уровне водонефтяного контакта пласта насосно-компрессорная труба - одноканальным пакером, а на устье скважины устанавливают двухствольную устьевую арматуру.

В качестве буферной жидкости в призабойную зону водоносного пласта перед рабочей смеси, состоящей из осадко- и гелеобразующего соединения и высокодисперсного наноглинистого водного раствора, нагнетают пресную воду или водный раствор химреагента (например, карбоната натрия), которые выводят высокоминерализованную пластовую воду с большим содержанием ионов кальция и магния из призабойной зоны, в результате чего рабочие смеси достигают в нескогулированном состоянии заданную глубину проникновения в пласт.

Призабойную зону нагнетательной скважины очищают от асфальтосмолистых и парафиновых отложений углеводородным растворителем - ароматизированной нефтью, полученной каталитическим риформингом и водным раствором кислоты, нагнетают через перфорационные интервалы нагнетательной скважины в нефтяносный пласт в начале оторочку растворителя на углеводородной основе - ароматизированную нефть, а затем непрерывным потоком ультрадисперсную газоводяную смесь с поверхностно-активным веществом. При этом ультрадисперсную газоводяную смесь получают подачей газа через распределительную конусообразную мембранную трубу с нанофильтрацией в водный поток, перемещающийся внутри цилиндрического корпуса установки, площадь поперечного сечения которого значительно больше площади поперечного сечения распределительной конусообразной мембранной трубы с нанофильтрацией.

Сущность изобретения поясняется следующими чертежами (фиг.2, 3, 4, и 5;), где

на фиг.2 приведена схема получения и нагнетания в пласт углеводородного растворителя на основе компонентов нефти с содержанием углерода $C_6 - C_8$ в молекулах;

на фиг.3 представлена схема получения по каталитическому рефорингу углеводородного растворителя на основе компонентов нефти с большим содержанием бензоловой, толуоловой и ксилоловой фракций;

на фиг.4 представлена схема создания водоизолирующего интервала на уровне водонефтяного контакта призабойной зоне водоносного пласта.

на фиг.5 представлена схема вытеснения нефти последовательной закачкой оторочками углеводородного растворителя, кислоты и воды с ПАВ.

Указанный способ осуществляется в промышленных условиях следующим образом. Исходную дегазированную нефть пропускают через теплообменник 1 (фиг.2) предварительного нагрева, а затем нагревают ее в печи 2 в диапазоне температуры (144,4-152,4°C) полного испарения ксилоловой фракций ароматических углеводородов с содержанием углерода C_8 в молекулах. Нагретая нефть подвергают простой перегонке в двухсекционной установке 3, представляющий собой цилиндрический корпус с входным патрубком 4 для нефти и двумя отсеками 5 и 6.

Нефть через входной патрубок 4 поступает на распределительную тарелку 7. При этом высококипящие компоненты нефти с содержанием углерода более C_8 в молекулах образуют жидкую фазу и выводится через выходной патрубок 8 первого отсека 5, а низкокипящие компоненты нефти с содержанием углерода C_8 и ниже в молекулах образуют паровую фазу, которая через выпускные патрубки поступает во второй отсек 6. Здесь эти компоненты нефти охлаждаются до температуры 60°C с помощью теплообменника 9 водой, подаваемой через входной патрубок 10 и выводимой через выходной патрубок 11. Нагретая вода направляется в теплообменник 1 для предварительного подогрева исходной нефти, поступающей в печь 2.

Во втором отсеке 6 компоненты нефти с содержанием атомов углерода $C_6 - C_8$ в молекулах после охлаждения образуют жидкую фазу, которая выводится через выходной патрубок 12, а компоненты нефти с содержанием углерода до C_6 в молекулах образуют паровую фазу, выводимую через выходной патрубок 13 за пределы установки. Компоненты нефти с содержанием атомов углерода $C_6 - C_8$ в молекулах с помощью насоса 14 нагнетают через нагнетательную скважину 15 в продуктивный нефтяной пласт, выдерживают для реагирования с асфальтосмолистыми и парафиновыми отложениями в порах и трещинах призабойной зоны пласта. Благодаря отсутствия в составе углеводородного растворителя тяжелых высокомолекулярных компонентов нефти с содержанием углерода более C_8 в молекулах происходит растворение асфальтосмолистых и парафиновых отложений, которые легко выводятся после создания депрессии в забое скважины. Таким образом, повышается проницаемость призабойной зоны при добыче невязкой нефти и нефти с небольшим содержанием асфальтосмолистых и парафиновых веществ.

Для нефти и с большим содержанием асфальтосмолистых и парафиновых веществ необходим углеводородный растворитель на основе бензоловой, толуоловой и ксилоловой фракции ароматических углеводородов. Таких высокоэффективных углеводородных растворителей в промышленных условиях можно получить

использованием методов химического превращения каталитического риформинга, при которых парафины превращаются в нафтены, а нафтены - в ароматические углеводороды (в основном бензол, толуол и ксилол) с выделением водорода.

Для этого полученные компоненты нефти с содержанием атомов углерода $C_6 - C_8$ в молекулах простой перегонкой подвергают к каталитическому риформингу. При этом компоненты нефти пропускают через теплообменник 1 (фиг.3) предварительного подогрева, а затем их нагревают в печи 2 в диапазоне температуры 450 - 480°C, давлении 1,4 - 2,1 МПа и подают в реактор 3 с катализатором из редкоземельных металлов как хром (или платина, палладий и др.), нанесенный на алюмосиликат (или оксид алюминия, кварц) через входной патрубок 4. Как только компоненты нефти входит в контакт с катализатором происходят реакции химического превращения парафинов в нафтены, нафтены - в ароматические углеводороды. В ходе риформинга доля ароматических углеводородов в составе компонентов нефти могут увеличиться в десятки раз - свыше 55 %.

После реактора через выходной патрубок 5 компоненты нефти поступают в одну или несколько охладительные установки. Первая охладительная установка 6 представляет собой цилиндрический корпус, внутри которого имеется теплообменник 7. Компоненты нефти, обогащенные ароматическими углеводородами, поступает через входной патрубок 8 в теплообменник 7 и после охлаждения выводятся через выходной патрубок 9. Охлаждающий агент - воду подают во внутрь охладительной установки через входной патрубок 10 и выводят через выходной патрубок 11. Нагретую воду направляют в теплообменник 1 для предварительного подогрева исходной нефти, поступающей в печь 2.

Для дальнейшего охлаждения компоненты нефти направляют в следующую охладительную установку 12 через входной патрубок 13. Внутри охладительной установки находится теплообменник 14, в который охлаждающий агент - вода поступает через входной патрубок 15 и выводится с помощью выходного патрубка 16. При этом компоненты нефти охлаждают до температуры испарения компонентов нефти с содержанием углерода до C_6 в молекулах в пределах 60-65°C. Компоненты нефти с содержанием атомов углерода $C_6 - C_8$ в молекулах после охлаждения образуют жидкую фазу, выводятся через выходной патрубок 17 и нагнетают в продуктивный пласт, а легкие фракции и водород - через выходной патрубок 18.

Часть образованных легких фракции нефти и водорода направляют рециркуляцию (смешивают с исходным сырьем перед реактором). Это обеспечивает достаточное количество водорода для протекания реакций, а также предотвращает образование небольшого количества кокса в процессе крекинга. Кокс осаждается на катализаторе, вывод его из строя. В присутствии избытка водорода кокс реагирует с ним, образуя легкие парафины (в основном метан и этан).

Однако для повышения эффективности данного способа повышения нефтеотдачи пласта необходимо создание водоизолирующего экрана в призабойной зоне, позволяющего предотвратить обводнение добывающих скважин. Для этого в призабойной водоносной зоне пласта 1 (фиг.4) на уровне водонефтяного контакта 2 через нижнюю часть скважины 3 создают дополнительный перфорационный интервал 4. Через образованный перфорационный интервал 4 в водоносный пласт 1 с помощью насосно-компрессорной трубы 5, снабженной на уровне водонефтяного контакта одноканальным пакером 6, последовательно нагнетают буферную жидкость, рабочую смесь, состоящей из осадко- и гелеобразующего соединения и высокодисперсного наноглинистого водного раствора с размерами частиц глины менее размеров пор и трещин водоносного пласта и высокодисперсный расширяющийся тампонажный раствор на основе микроцемента.

При этом обязательным условием является одновременное создание равное противодавление в призабойной зоне нефтяного пласта 7 нагнетанием жидкости на углеводородной основе (обычную нефть или растворитель на углеводородной основе) через затрубное пространство или вторую насосно-компрессорную трубу 8 с использованием изолирующего двухканального пакера 9. В этих условиях предотвращается попадание геле- и осадкообразующих веществ в нефтеносный пласт и снижение его проницаемости в призабойной зоне. На устье скважины устанавливают двухствольную устьевую арматуру.

В зависимости от состава и свойств флюидов и нефтеносных и водоносных пластов выбирают составы и объемы буферной жидкости, осадко- и гелеобразующего рабочего реагента, высокодисперсной расширяющейся тампонажной жидкой смеси и продавочной жидкости. Для обеспечения возможности закачки в пласт запланированного объема изолирующего состава перед рабочим агентом желателно нагнетать буферную жидкость. В качестве буферной жидкости можно использовать пресную воду или водный раствор химреагента (например, карбоната натрия), которые образуя с ионами кальция и магния нерастворимые соединения, выводит их из пластовой воды, в результате чего рабочий агент достигает в нескогулированном состоянии заданную глубину проникновения в пласт.

Для ограничения притока пластовой воды в призабойной зоне нефтяного пласта применяют рабочие агенты на основе кремнеорганических, неорганических, полимерных, нефтекислотных и пенных композиций. Например, в настоящее время широкое распространение получило применение гелеобразующих составов на основе силиката натрия (жидкое стекло) Na_2SiO_3 , полиакриламида, кремнеорганические соединения и др., отличающихся общей доступностью, полной безопасностью и низкой стоимостью.

Необходимый размер наночастиц глины получают путем отмучивания и осаждения

высокодисперсной глины в водной среде из верхних слоев осадки с последующим диспергированием на наночастицы. В процессе диспергирования частицы глины расщепляются на тактоиды, и пластинки вышелушиваются из тактоидов. Самыми важными параметрами наноглины является ее тип, чистота и размеры частиц. Наиболее приемлемой глиной можно считать слоистого алюмосиликата монтмориллонита, который в отличие от талька и слюды, может быть расслоен и диспергирован на отдельные слои толщиной 1 нм и шириной от 70 до 150 нм.

Для успешного образования глино-геля, следует провести соответствующую обработку поверхности, снизив полярность глины, чтобы сделать глину 'органогфильной'. Органогфильная глина может быть получена из гидрофильной глины путем замещения неорганических катионов органическими, например, ионами алкиламмония, а также добавив в суспензию наноглины ПАВ. Молекулы ПАВ адсорбируясь на поверхности наночастиц глины ориентируются, прикрепляясь полярными группами, а его неполярные углеводородные цепи ориентируются в молекулы гелеобразующего соединения.

Кроме алюмосиликата монтмориллонита возможно использование других глин, включая гекториты (магнийсиликаты), пластины в которых очень малы, и синтетические глины (например, гидроталькит), которые могут быть получены в очень чистом виде, поверхность их пластин может нести положительные заряды в отличие от отрицательных зарядов на поверхности алюмосиликата монтмориллонита.

Смесь, состоящая из осадко- и гелеобразующего соединения и высокодисперсного наноглинистого водного раствора с размерами наночастиц глины менее размеров пор и трещин водоносного пласта, позволяет получить более устойчивые осадки и гель в водной среде. Наночастицы глины легко фильтруются через поры и трещин вглубь пласта и способствуют образованию прочной и устойчивой структуры осадки и геля, предохраняя их от воздействия воды, механического и химического разрушения и размыва потоком. Введение от 2% до 5% наноглин в рабочую смесь приводит к улучшению механических свойств, повышение жесткости и формоустойчивости, улучшение барьерных качеств геля - экрана. В порах и трещинах водоносного пласта образуется устойчивая армированная гель - экран, изолирующий поступление пластовой подошвенной воды в призабойную зону нефтеносного пласта. Прочная гель проникает также в крупные поры вокруг цементного кольца, появившиеся в результате усадки цементного раствора после его затвердения при цементации скважины.

Для повышения эффективности водоизоляции призабойной зоны продуктивного пласта в качестве основы ультрадисперсного расширяющегося тампонажного раствора можно принять наноцемент, получаемый созданием разряжения в рабочей камере мельницы при измельчении цементного сырья и осаждением выделенных наночастиц

цемента в циклонном отделителе и фильтрах. Наноцементный тампонажный раствор легко проникает в поры и трещины водоносного пласта и способствует образованию прочного и стойкого водоизолирующего экрана.

После выдержки, реагирования и отверждения рабочего реагента и создания непроницаемого интервала в водоносной призабойной зоне водоносного пласта, образовавшуюся часть высокодисперсного расширяющегося тампонажного раствора выше зумпфа эксплуатационной колонны удаляют пробуриванием долотом, диаметр рабочего органа которого меньше диаметра эксплуатационной колонны. Затем призабойную зону скважины подвергают к кислотной обработке и очистке от продуктов химической реакции. После вызова притока нефти к забюю продолжают эксплуатацию скважины.

Однако для восстановления и повышения дебита добывающих скважин необходимо улучшить проницаемость призабойной нагнетательных скважин и использовать более эффективного агента вытеснения нефти в сторону добывающих скважин. Для этого призабойную зону нагнетательной скважины 1 (фиг.5) очищают от асфальтосмолистых и парафиновых отложений углеводородным растворителем - ароматизированной нефтью, полученной каталитическим риформингом, и водным раствором кислоты. При этом повышается проницаемость нефтеносного пласта 2 и обеспечиваются лучшие условия для вытеснения нефти агентом в сторону добывающих скважин 3 с водоизолирующим экраном 4 на уровне водонефтяного контакта.

В начале нагнетают через перфорационные интервалы нагнетательной скважины в нефтяносный пласт оторочку растворителя 5 на углеводородной основе - ароматической нефти, полученной каталитическим риформингом, а затем непрерывным потоком агента - ультрадисперсную газоводяную смесь 6 с поверхностно-активным веществом (ПАВ). Оторочка ароматической нефти растворяет асфальтосмолистые и парафиновые отложения в каналах, порах и трещинах пласта перед фронтом движения агента-ультрадисперсной газоводяной смеси. Ультрадисперсная газоводяная смесь с нанопузырьками обладает меньшей подвижностью, большей вязкостью по сравнению с обычной водой и обеспечивает широкий охват вытеснения нефти. При этом предотвращается преждевременный прорыв агента вытеснения нефти (ультрадисперсной газоводяной смеси) в забюю добывающих скважин.

Ультрадисперсную газоводяную смесь получают подачей газа через входной патрубком 1 (фиг.6) и распределительную конусообразную мембранную трубу 2 с нанофильтрацией в водный поток, перемещающийся внутри цилиндрического корпуса 3 установки, площадь поперечного сечения которого значительно больше площади поперечного сечения распределительной конусообразной мембранной трубы. Вода поступает во внутрь корпуса 3 установки через входной патрубком 4 и смешивается

газовыми ультрадисперсными нанопузырьками, выходящих из распределительной конусообразной мембранной трубы 2. Образованная ультрадисперсная газодляная смесь перемещается внутри корпуса и выводится через выходной патрубок 5. Конусообразность распределительной мембранной трубы обеспечивает равномерную скорость выхода газовых нанопузырьков и равномерное насыщение их в водной среде.

В зависимости от размеров пор и трещин выбирают материалы распределительной мембранной трубы микрофльтрации (диаметр пор 0,2-10 мкм), ультрафльтрации (диаметр пор 5-200 нм), нанофльтрации (диаметр пор 1-20 нм) и обратного осмоса (диаметр пор 0,1-2 нм) на полимерной (ацетаты целлюлозы, ароматические полиамиды, полисульфонамид, полиэфирсульфон, фторопласты, полиамиды, полиэтилен, полипропилен и др.) и керамической основе. Эти материалы мембран широко выпускаются промышленностью и применяются для очистки сточных вод.

Благодаря микро-, ультра- и наноразмерам газовые пузырьки полностью насыщаются в воде, покрываются тонкой пленкой ПАВ сохраняя свою устойчивость. Нагнетаемая ультрадисперсная газодляная смесь и ПАВ полностью смывают с поверхности пор пласта нефть и обладая меньшей подвижностью вытесняют ее в забой добывающей скважины с большим охватом пласта.

Таким образом, применение для очистки призабойной зоны пласта от асфальтосмолистых и парафиновых отложений углеводородного растворителя - ароматизированной нефти, полученной каталитическим риформингом и создание изолирующего экрана на уровне водонефтяного контакта из осадко- и гелеобразующего соединения и высокодисперсного глинистого водного раствора с размерами наночастиц глины и цемента и вытеснение нефти ультрадисперсной газодляной смесью с микро-, ультра- и наноразмерными газовыми пузырьками и ПАВ через нагнетательные скважины обеспечивают повышение нефтеизвлечения пласта и дебита скважин, снижении обводненности добываемой нефти и солеотложения, а также уменьшение эксплуатационных и капитальных затрат при добыче нефти.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ повышения нефтеотдачи пластов, предусматривающий нагнетание углеводородного растворителя через перфорационный интервал скважины в призабойную зону нефтяного пласта с асфальтосмолистыми и парафиновыми отложениями, выдержку, реагирование и очистку от продуктов растворения, отличающийся тем, что в качестве углеводородного растворителя асфальтосмолистых и парафиновых отложений используют дегазированную нефть с содержанием атомов углерода C_6-C_8 в молекулах с температурой

разгонки, равной температуре кипения ксилоловой фракции ароматических углеводородов.

2. Способ по п.1 отличающийся тем, что в качестве углеводородного растворителя асфальтосмолистых и парафиновых отложений используют дегазированную нефть с содержанием атомов углерода C_6-C_8 в молекулах с температурой разгонки, равной температуре кипения ксилоловой фракции ароматических углеводородов и прошедшую каталитический риформинг под действием высокой температуры 450-480°C и давлением 1,4-2,1 МПа в присутствии катализатора.

3. Способ по п.1 и 2 отличающийся тем, что в призабойной зоне водонасосного пласта на уровне водонефтяного контакта создают дополнительный перфорационный интервал, через который в призабойную зону водоносного пласта последовательно нагнетают буферную жидкость, рабочую смесь, состоящую из осадко- и гелеобразующего соединения и высокодисперсного наноглинистого водного раствора с размерами наночастиц глины, не превышающих размеров пор и трещин водоносного пласта, и высокодисперсный расширяющийся тампонажный раствор на основе микроцемента, а необходимый размер наночастиц глины получают путем отмучивания и осаждения высокодисперсной глины в водной среде из верхних слоев осадка с последующим диспергированием на наночастицы, при этом одновременно в очищенный от асфальтосмолопарафинистых отложений нефтеносный пласт через основной перфорационный интервал нагнетают обычную нефть или растворитель на углеводородной основе ароматизированную нефть.

4. Способ по п.1-3 отличающийся тем, что в качестве основы ультрадисперсного расширяющегося тампонажного раствора принимают наноцемент, получаемый созданием разряжения в рабочей камере мельницы при измельчении цементного сырья и осаждением выделенных наночастиц цемента в циклонном отделителе и фильтрах.

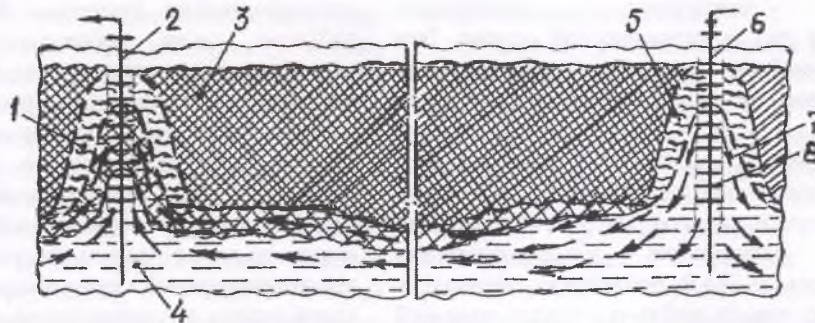
5. Способ по п.1-4 отличающийся тем, что внутри эксплуатационной колонны устанавливают две насосно-копрессорные трубы, одна из которых нагнетает в призабойную зону водоносного пласта через перфорированный интервал буферную жидкость, рабочую смесь, состоящую из осадко- и гелеобразующего соединения и высокодисперсного наноглинистого водного раствора и высокодисперсный расширяющийся тампонажный раствор на основе наноцемента, а другая - в нефтеносный пласт нагнетает обычную нефть или растворитель на углеводородной основе - ароматизированную нефть, причем на уровне кровли нефтеносного пласта насосно-копрессорные трубы снабжают двухканальным пакером и на уровне водонефтяного контакта пласта насосно-копрессорная труба -одноканальным пакером, а на устье скважины устанавливают двухствольную устьевую арматуру.

6. Способ по п.1-5 отличающийся тем, что в качестве буферной жидкости в призабойную зону

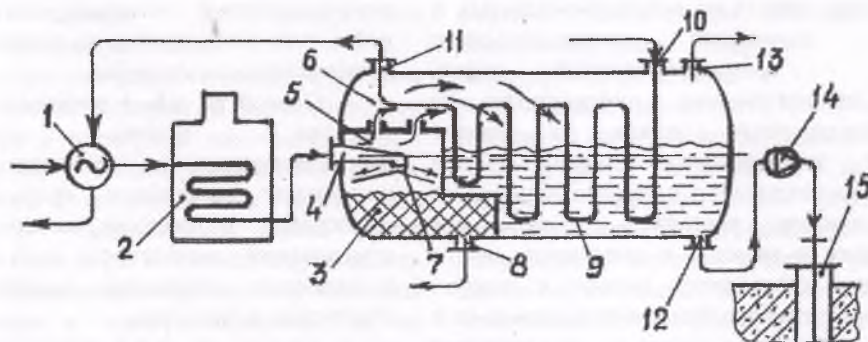
водоносного пласта перед рабочей смесью, состоящую из осадко- и гелеобразующего соединения и высокодисперсного наноглинистого водного раствора, нагнетают пресную воду или водный раствор химреагента (например, карбоната натрия), которые выводят высокоминерализованную пластовую воду с большим содержанием ионов кальция и магния из призабойной зоны.

7. Способ по п.1-6 *отличающийся* тем, что призабойную зону нагнетательной скважины очищают от асфальтосмолистых и парафиновых отложений углеводородным растворителем - ароматизированной нефтью, полученной каталитическим риформингом из дегазированной нефти и водным раствором кислоты, нагнетают

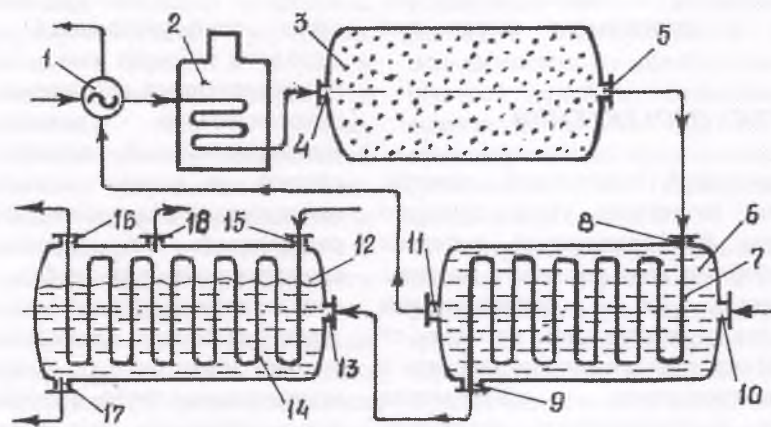
через перфорационные интервалы нагнетательной скважины в нефтяносный пласт, в начале оторочку ароматизированной нефти, а затем непрерывным потоком ультрадисперсную газоводяную смесь с поверхностно-активным веществом, при этом ультрадисперсную газоводяную смесь получают подачей газа через распределительную конусообразную мембранную трубу с нанофильтрацией в водный поток, перемещающийся внутри цилиндрического корпуса установки, площадь поперечного сечения которого значительно больше площади поперечного сечения распределительной конусообразной мембранной трубы с нанофильтрацией.



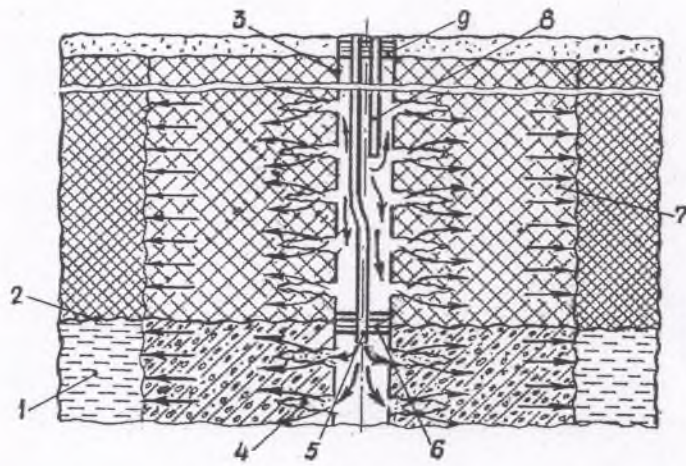
Фиг.1



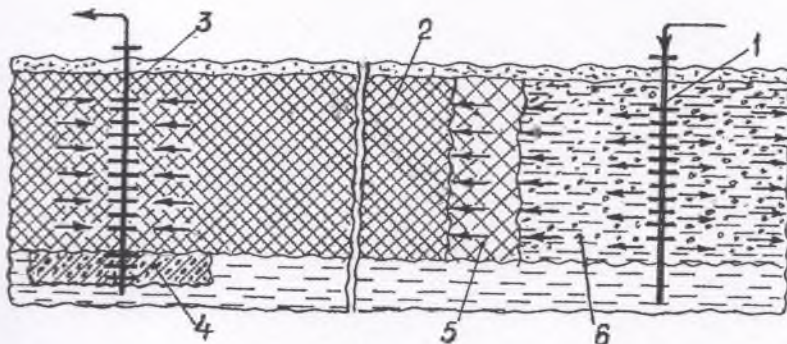
Фиг.2



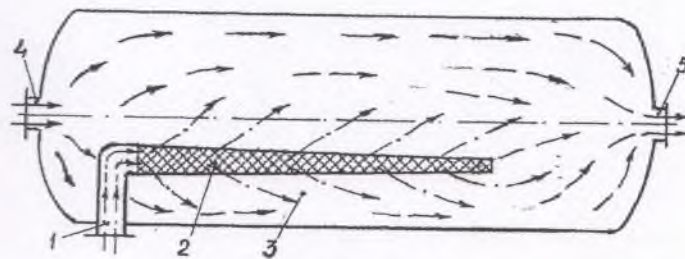
Фиг.3



Фиг.4



Фиг.5



Фиг.6