



КАТАЛОГ ТЕХНОЛОГИЙ

СОДЕРЖАНИЕ

Геология и разработка месторождений

Строительство скважин

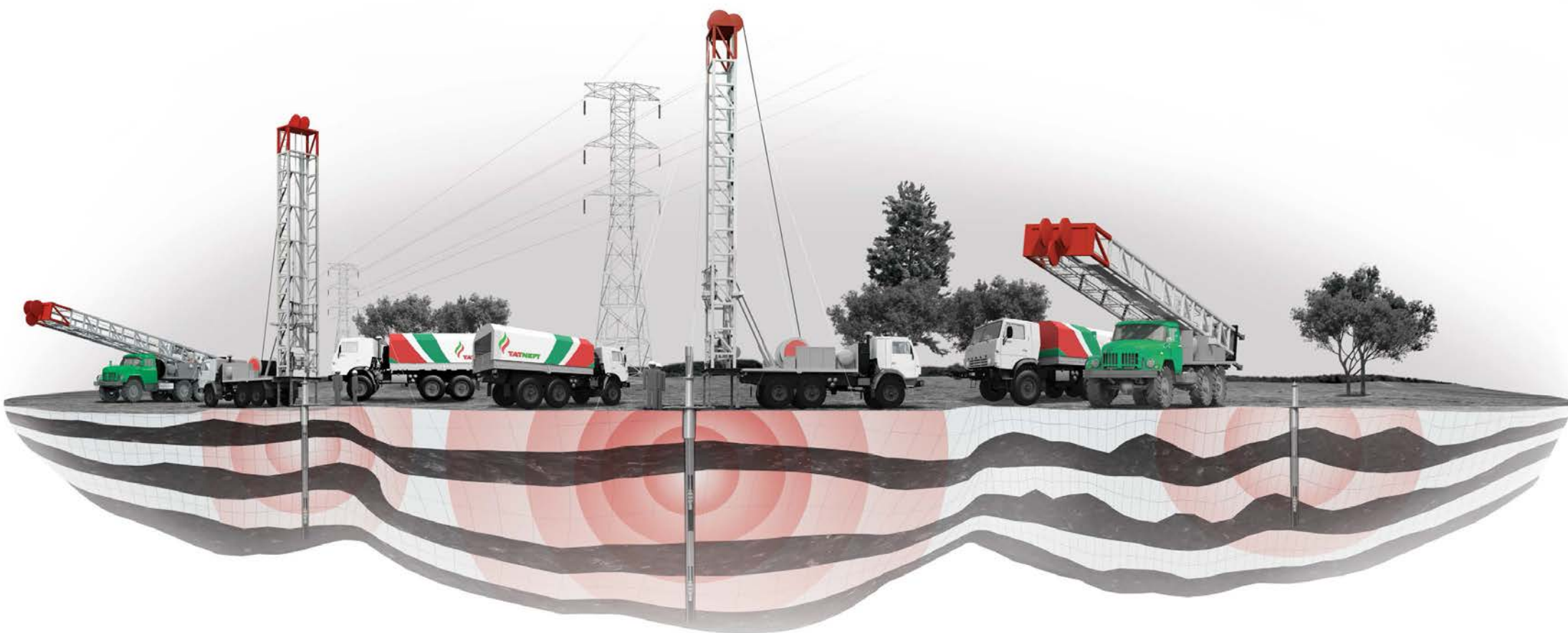
Добыча нефти и ППД

Подготовка нефти, газа и воды

Повышение нефтеотдачи пластов

Капитальный ремонт скважин

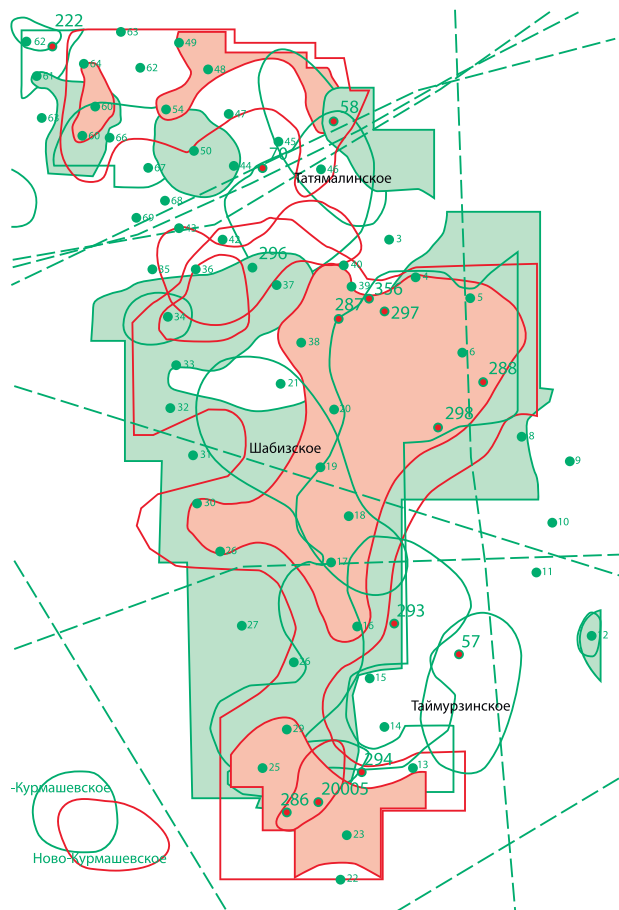
Экологическая безопасность



Геология и разработка
нефтяных месторождений

СПОСОБ ГЕОХИМИЧЕСКОГО ТЕСТИРОВАНИЯ ЛОКАЛЬНЫХ ОБЪЕКТОВ ПРИ ПРОГНОЗЕ НЕФТЕНОСНОСТИ

Патент №2298816



 контур вероятности нефтяного ареала ($\kappa=0,95$)

Изобретение относится к нефтяной геологии, в частности к поиску, разведке и оконтуриванию нефтегазовых залежей.

Выбор объектов под глубокое поисково-разведочное бурение производится сейсморазведкой. При проведении нефтепоисковых работ практикуется дополнительно применение геофизических и геохимических методов исследования. Задачей метода является разработка способа геохимического тестирования локальных объектов при прогнозе нефтеносности с использованием метода распознавания образов, обеспечивающего повышение эффективности геологоразведочного процесса за счет: достоверности информации, сужения области поиска нефтесодержащего объекта и сокращения расходов на бурение глубоких скважин.

Способ включает:

- отбор проб из локального геологического объекта из приповерхностных 5-метровых интервалов;
- хроматографический анализ углеводородных газов, извлеченных из природного адсорбента;
- формирование выборки данных близлежащего объекта с доказанной нефтеносностью;
- обработку и интерпретацию данных с использованием вероятностно-статистических методов, отличающихся тем, что на объекте с известной нефтеносностью осуществляют поверхностное газогеохимическое эталонирование с отбором проб из глинистых приповерхностных интервалов;
- проведение на исследуемом объекте аналогичного газогеохимического обследования, предусматривающего бурение шпуров по равномерной сетке с обязательным выносом за пределы сеймоподнятия;
- анализ отобранных проб хроматографическим методом для определения состава углеводородного газа от метана до гексана включительно.

Область применения

Полученные данные используют для построения модели вероятной нефтеносности участка, для расчетов фоновых значений газогеохимических показателей, коэффициентов контрастности углеводородных газов, построения карт газонасыщенности по метану и другим углеводородным газам. Вывод о вероятной нефтеносности исследуемого объекта делают на основании сопоставления полученных результатов с показателями объекта с доказанной нефтеносностью.

Эффективность внедрения

Подтверждение результатов геохимического тестирования скважинами № 286, 287, 288, 294, 296, 297, 356, давшими притоки нефти из отложений нижнего карбона Гарейского месторождения.

Технический результат

Повышение эффективности геологоразведочного процесса.

СПОСОБ ЛОКАЛЬНОГО ПРОГНОЗА НЕФТЕНОСНОСТИ (ГГХМ)

Патент № 2298817

Изобретение относится к нефтяной геологии, в частности к поиску, разведке и оконтуриванию нефтегазовых залежей.

Область применения

По результатам геофизических исследований строится зональная геологическая пространственная геофизическая модель вероятной генетической связи скоплений углеводородов с картируемыми геологическими образованиями, тектоническими элементами и т.п. Затем на площади исследования с учетом геофизических аномальных зон проводят бурение геохимических шурфов по равномерной сетке с выносом точек бурения за контуры аномалий на два шага и более принятой сетки, отбор проб грунта; определение количества, состава и генезиса сорбированных в пробах грунта углеводородных газов с последующим построением планов изолиний их распределения, анализом данных и выявлением зон эпигенетичных геохимических аномалий.

Результаты газогеохимических исследований подвергаются математической обработке - «распознаванию» параметров геохимических показателей зональных статистических выборок области поиска с выборкой обучающего объекта и фоном (либо «пустая» скважина). Установлены приоритетные выборки данных образцов: зона геофизической аномалии, зона вне аномалии, зона разломов (тектонических нарушений), зона исследуемого поднятия.

Использование качественных и количественных зонально-статистических выборок параметров распределения газогеохимических показателей для конкретной площади исследования позволяет провести расчет коэффициентов контрастности геохимических показателей и ранговую корреляцию выборки поиска. По комплексу геофизико-геохимических данных строится карта прогнозной нефтеносности. Далее по алгоритму системы обучения строится многослойная модель вероятной нефтеносности участка исследования, выделяется контур нефтеносности.

Вывод о нефтеносности исследуемого объекта делается на основании сопоставления комплекса полученных результатов с комплексом тех же признаков объекта с доказанной нефтеносностью.

Отличительные признаки

Способ осуществляется путем сопоставления комплекса геофизических и газогеохимических признаков изучаемого поднятия (объекта) с использованием математической вероятностно-статистической интерпретации, с комплексом тех же признаков эталонного объекта (поднятия с доказанной нефтеносностью).

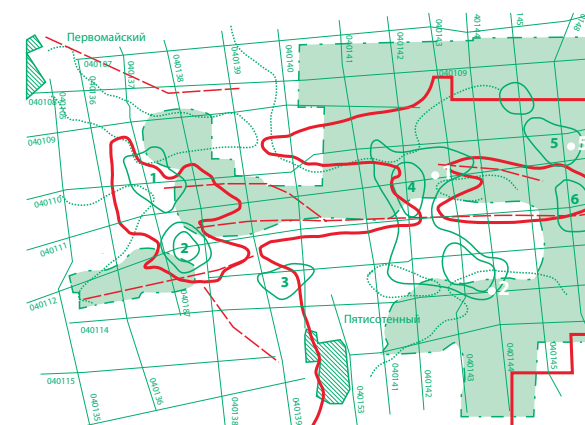
Способ решает следующие задачи:

- последовательная отбраковка ложных аномалий путем комплексирования геофизических методов (наземная съемка естественного электрического потенциала (ЭП), наземная съемка магнитного поля (МП) и геохимического обследования (приповерхностная газогеохимическая съемка), по-разному регистрирующих с поверхности физико-химические проявления залежи;
- использование методов вероятностно-статистического анализа;
- привлечение обучающей выборки данных на продуктивных и «пустых» объектах, учитывая тектоническую зональность и геологические особенности участка исследований.

Технический результат

Повышение эффективности геологоразведочного процесса.

Подтверждение результатов ГГХМ скважинами №1, 2, 5, давшими притоки нефти из отложений нижнего карбона Поповкинского месторождения.



040141 - сейсмические профили с.п.4/01

○ - сейсмоподнятие по отражающему горизонту:
1 - Северо-Звездное, 2 - Звездное, 3 - Ново-Звездное,
4 - Поповкинское, 5 - Крестовое, 6 - Южно-Крестовое

○ - контур геоэлектрической аномалии

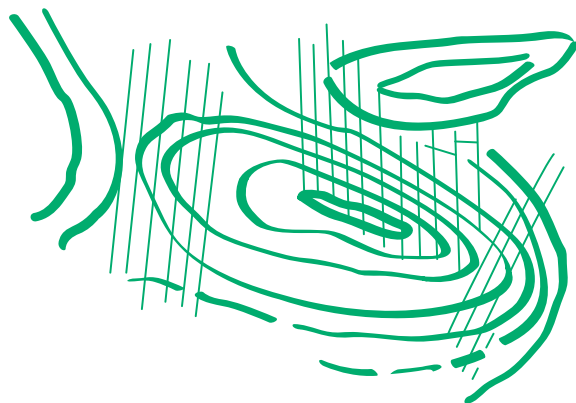
○ - контур геомагнитной аномалии

○ - контур газо-геохимической аномалии

- зона разлома по данным ГГХМ

КОМПЛЕКС ТЕХНОЛОГИЙ ОБОСНОВАНИЯ БУРЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ, МНОГОЗАБОЙНЫХ СКВАЖИН И БОКОВЫХ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СТВОЛОВ

Патенты РФ №№2208137, 2191892, 2172396, 2282022, 2274736, 2282023, 2285795



Применение:

- на поздней стадии разработки нефтяных месторождений с высокой обводненностью добываемой продукции;
- с целью выработки запасов нефти из низкопродуктивных коллекторов;
- с целью извлечения запасов нефти из застойных зон с ухудшенными коллекторскими свойствами и вовлечения в разработку участков с трудноизвлекаемыми запасами.

Эффективность внедрения:

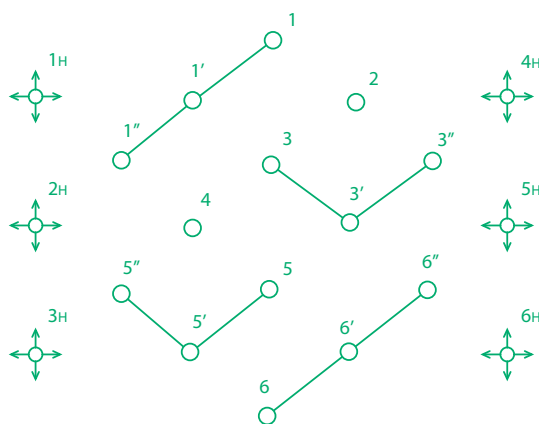
- увеличение коэффициента извлечения нефти;
- повышение темпов выработки месторождения за счет увеличения дебитов нефти;
- увеличение площади эксплуатации за счет бурения горизонтальных скважин;
- снижение обводненности продукции скважин;
- увеличение коэффициента охвата выработкой запасов нефти.

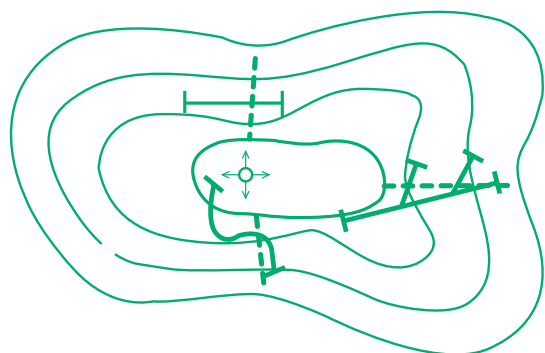
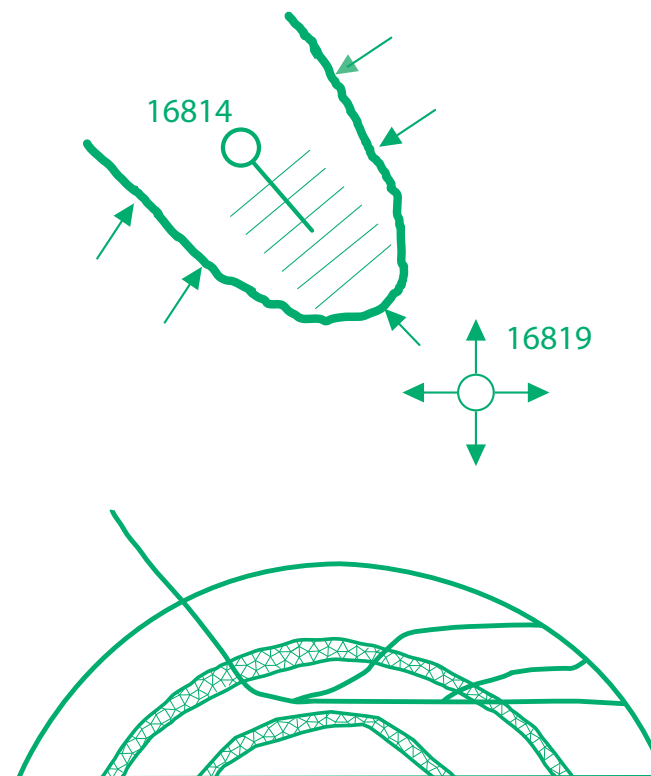
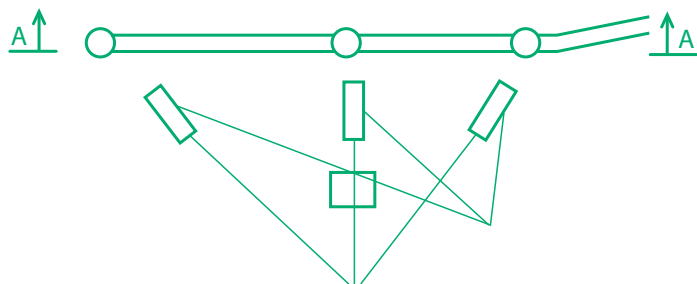
Комплекс технологий включает:





- а) технологию разработки нефтяного месторождения;
- б) технологию разработки неоднородного нефтяного месторождения;
- в) технологию разработки послойно-неоднородного нефтяного месторождения;
- г) технологию разработки нефтяных месторождений горизонтальными скважинами;
- д) технологию разработки залежи многопластового нефтяного месторождения с водонефтяными зонами и/или массивного типа;
- е) технологию разработки залежей нефти в карбонатных коллекторах с карстовыми явлениями;
- ж) технологию разработки нефтяной залежи с водонефтяными зонами;
- з) технологию разработки залежей нефти с учетом рельефа дневной поверхности.

Предназначение

Совершенствование системы разработки нефтяных месторождений с различными типами коллекторов.





-  Добывающие и нагнетательные скважины
-  Горизонтальные и разветвленные скважины
-  Изогипсы палеоструктурной поверхности
-  Линия максимального падения гипсометрических отметок

-  - неколлектор
-  - коллектор

ТЕХНОЛОГИИ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДЛЯ ПОДКЛЮЧЕНИЯ В РАЗРАБОТКУ ВОЗВРАТНЫХ И ПОДЧИНЕННЫХ ОБЪЕКТОВ

Предназначение

Одновременно-раздельная эксплуатация (ОРЭ) пластов (объектов) через одну скважину (группу скважин) – это комплекс геолого-технологических и технических мероприятий, позволяющих воздействовать через скважину на объекты многопластового, многоэтажного месторождения.

Технология предназначена для вовлечения в разработку возвратных и подчиненных объектов при одновременно-раздельной эксплуатации двух или более пластов одной скважиной.

Применение

ОРЭ осуществляют путем оснащения скважин обычной конструкции оборудованием, разобщающим продуктивные пласты, или путем использования для этих целей скважин специальной конструкции. Добыча и закачка обеспечиваются одно- или многорядными установками в зависимости от количества разделяемых пластов и конструкции скважин.

Технологии ОРЭ могут применяться на любой стадии разработки многопластовых месторождений.

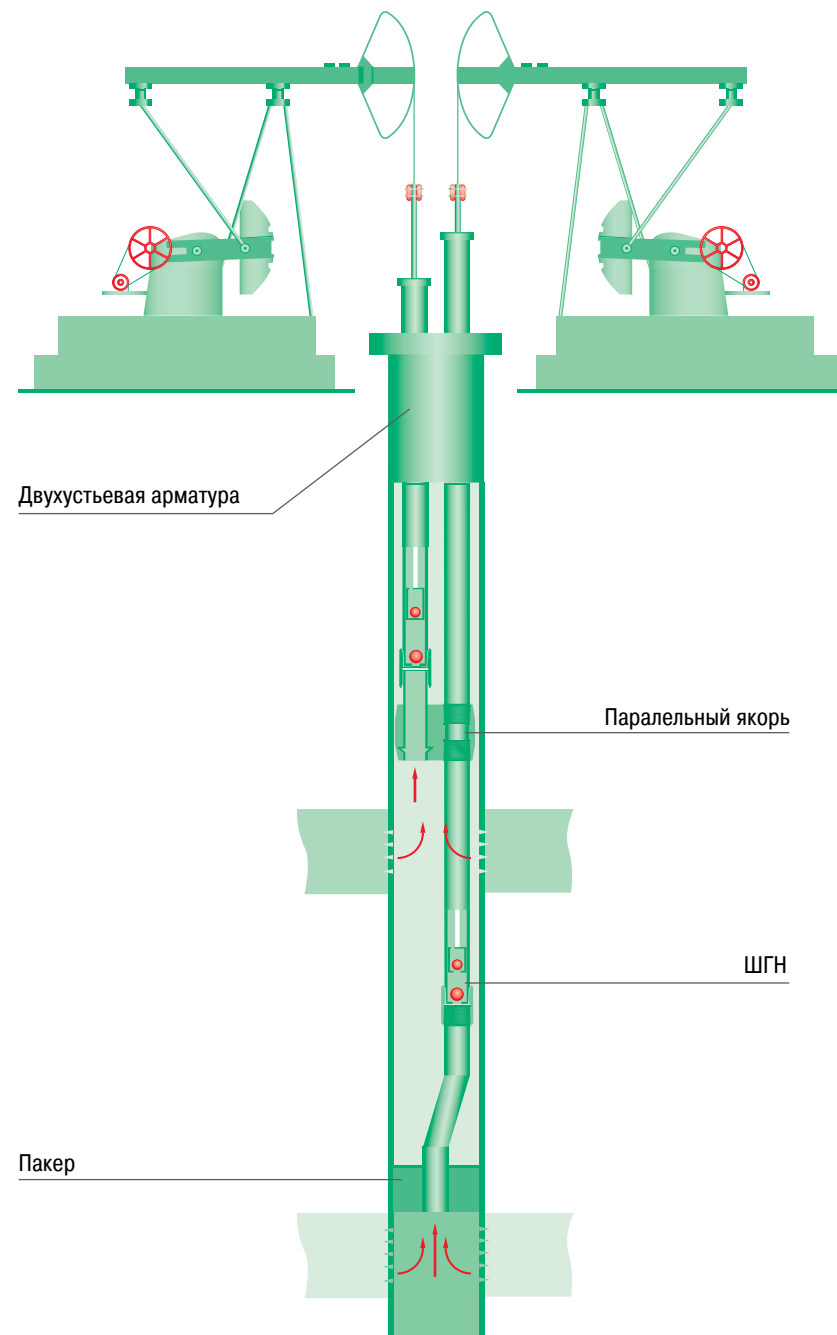
Обязательное условие для успешного внедрения оборудования ОРЭ – присутствие непроницаемых перемычек для разделения объектов (пластов) – достаточно протяженных и мощных (по высоте) – в целом достаточных для установки пакера (3 м).

Эффективность внедрения

Технологии ОРЭ двух объектов позволяют:

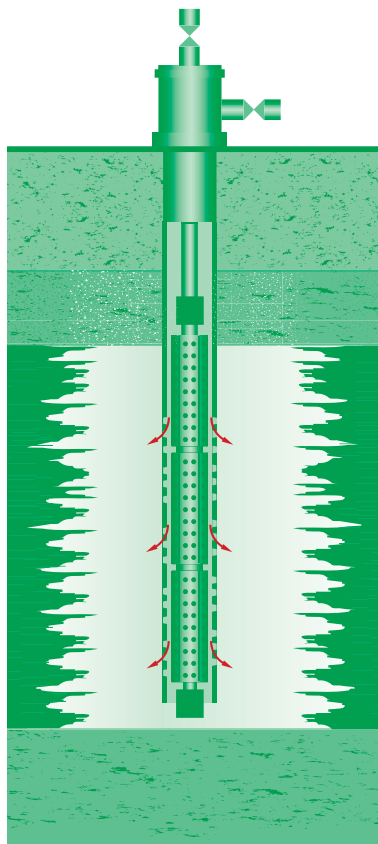
- сократить объемы бурения за счет использования ствола одной скважины и организации одновременного (совместного) отбора запасов УВ разных объектов одной сеткой скважин;
- эксплуатировать одновременно объекты с разными коллекторскими характеристиками и свойствами флюидов;
- повысить производительность скважины за счет оптимизации работы объектов;
- повысить рентабельность отдельных скважин за счет подключения других объектов разработки или разных по продуктивности пластов одного объекта разработки.

Технология ОРЭ объектов месторождения является непрерывным процессом регулирования разработки многопластовых нефтяных месторождений. Эффективность проведения ОРЭ объектов разработки во многом зависит от выбора наиболее рациональной технологии с учетом конкретных геолого-физических условий и текущего состояния разработки эксплуатационного объекта.



Двухлифтовая установка для ОРЭ двух объектов со станком-качалкой

ТЕХНОЛОГИЯ ПОДБОРА СКВАЖИН – ОБЪЕКТОВ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА



1. Нагнетание высоковязкой жидкости в пласт
2. Заполнение микротрещин пропаном
3. Добыча продукции

Предназначение

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) – метод механического (физического) воздействия на породу нефтяного пласта давлением нагнетаемой жидкости, достаточным для расширения и развития естественных микротрещин, с последующим их заполнением зернистым высокопрочным материалом – проппантом.

Технология предназначена для стимуляции пластов с целью повышения выработки трудноизвлекаемых запасов путем увеличения дренируемого объема продуктивного пласта и значительного увеличения дебита скважины.

Применение

Нефтепромысловая практика показывает, что ГРП для терригенных коллекторов и гидрокислотный разрыв (КГРП) для карбонатных коллекторов являются одними из наиболее технологически и экономически эффективных методов повышения уровней добычи нефти и нефтеотдачи пластов. В результате проведения гидроразрыва пласта существенно повышается дебит добывающих и приемистость нагнетательных скважин, а также увеличивается конечная нефтеотдача за счет вовлечения в разработку ранее недренируемых зон и пропластков.

Эффективность внедрения

Гидроразрыв пласта является одной из самых дорогих технологических операций среди методов стимулирования скважин. Стоимость процесса во многом определяется размерами трещины, которую предполагается получить в процессе разрыва.

При выборе кандидатов для ГРП не рассматриваются следующие скважины:

1. С плохой или сомнительной характеристикой цементного камня за обсадной колонной (плохой контакт или отсутствие контакта цементного камня с колонной или с породой);
2. С пластами-объектами, обводненными закачиваемой водой более 70%;
3. С пластами, обводненными «верхними» или «нижними» пластовыми водами, а также водой с неопределенным источником происхождения;
4. Толщина глинистых перемычек между выше- и нижележащими пластами менее 5 м, а если эти разделы представлены плотными глинисто-алевролитовыми разностями, то их толщина должна быть не менее 7 м.

ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ СЛАБОВЫРАБАТЫВАЕМЫХ ЗАПАСОВ (ТУПИКОВЫЕ ЗОНЫ, ЛИНЗЫ, ВОДОНЕФТЯНЫЕ ЗОНЫ, ЦЕЛИКИ В ЗАВОДНЕННЫХ ЗОНАХ) С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМИ И НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫМИ СКВАЖИНАМИ, СКВАЖИНАМИ С БОКОВЫМИ ОТВЕТВЛЕНИЯМИ

Патенты РФ №№2290498, 2282023, 2270332, 2208137, 2172395, 2259474, 2298087, 2274736, 2382183

Предназначение

Проектирование и проведение всего комплекса работ по рациональной разработке нефтяных месторождений в соответствии с требованиями действующих законов Российской Федерации.

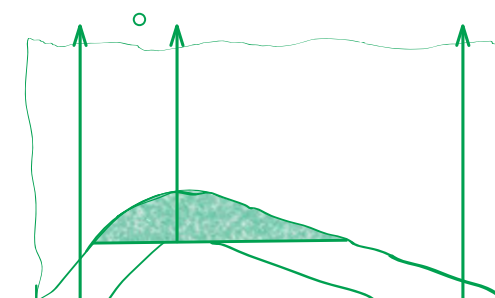
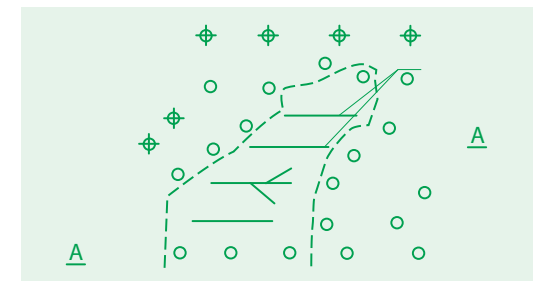
- технологию разработки залежей нефти в карбонатных коллекторах с карстовыми явлениями;
- технологию разработки залежи нефти в поздней стадии с неустойчивыми породами покрывки и неоднородным коллектором.

Комплекс технологий включает:

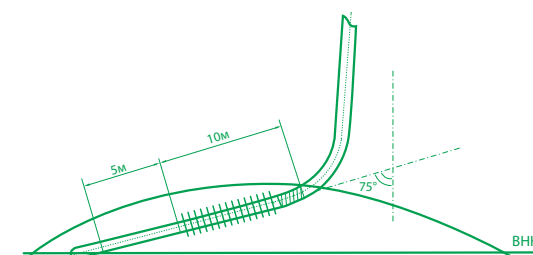
- технологию бурения ГС на продуктивные пласты малой толщины;
- технологию разработки нефтяных месторождений с куполообразными поднятиями;
- технологию вовлечения в разработку запасов нефти целиков в прикровельной части пласта;
- технологию разработки неоднородного многопластового нефтяного месторождения;
- технологию разработки застойных и тупиковых зон, линз и зон с ухудшенными коллекторскими свойствами;
- технологию вовлечения в разработку запасов зон вблизи границ выклинивания;
- технологию разработки залежей нефти, осложненных эрозионным визейским врезом;

Эффективность:

- повышение нефтеотдачи за счет наиболее полного охвата пласта воздействием;
- форсирование ввода запасов нефти в разработку;
- уменьшение затрат на тонну добытой нефти за счет уменьшения проектного фонда скважин.



 Вовлекаемые зоны остаточной нефти



ТЕХНОЛОГИЯ РАЗРАБОТКИ МНОГОПЛАСТОВОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С БОЛЬШИМ КОЛИЧЕСТВОМ СКВАЖИН И ПРОДОЛЖИТЕЛЬНЫМ СРОКОМ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Патент РФ №2191893
Свидетельство №2009616218



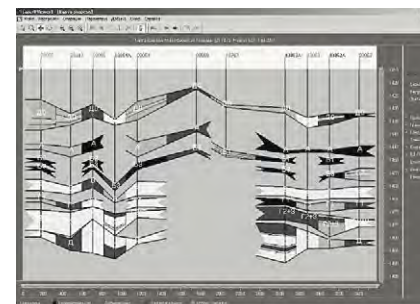
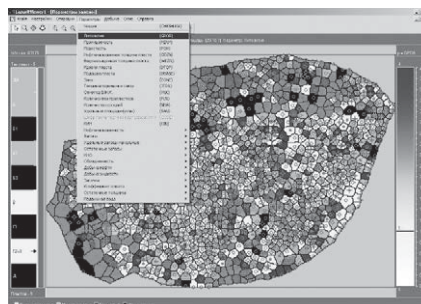
АРМ «ЛАЗУРИТ» — это:

- пакет геолого-технологического моделирования;
- платформа IBM PC;
- неограниченное число инсталляций;
- обучение пользователей, настройка на базы данных заказчика.

Функциональные возможности системы

- построение геолого-технологической модели нефтяного месторождения;
- анализ геолого-геофизических параметров;
- подсчет запасов нефти;
- анализ добычи закачки-перфорации по скважинам;

- расчет полей пластовых давлений;
- распределение отборов и закачки по пластам;
- расчет структуры остаточных запасов нефти;
- анализ технологических показателей разработки пластов и объекта;
- подбор участков для внедрения технологий МУН;
- планирование участков перевода скважин под закачку;
- выбор скважин для зарезки боковых и боковых горизонтальных стволов;
- планирование бурения вертикальных и горизонтальных скважин;
- создание подмодели по заданным скважинам;
- графическое отображение геологических и технологических параметров.

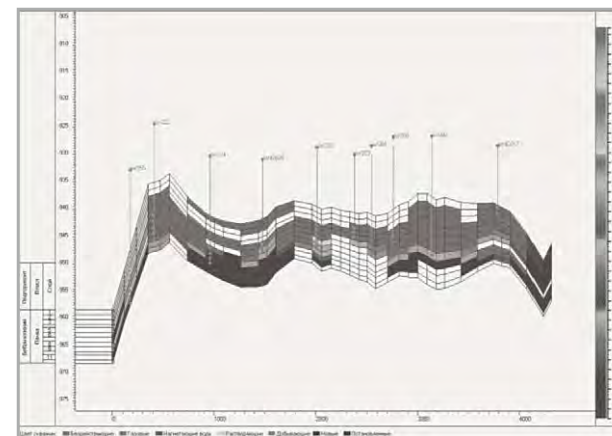
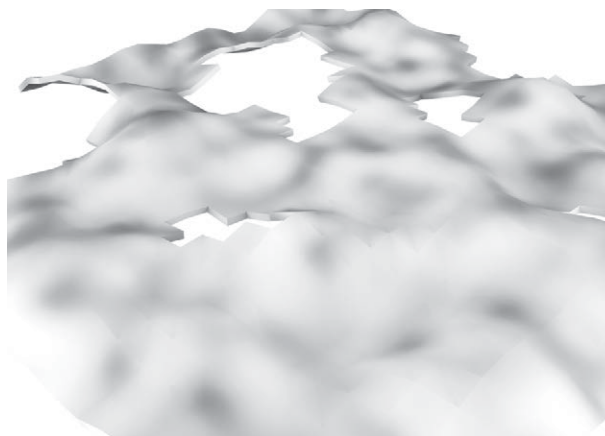
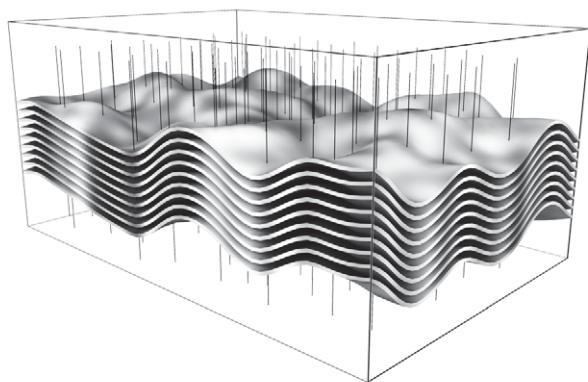
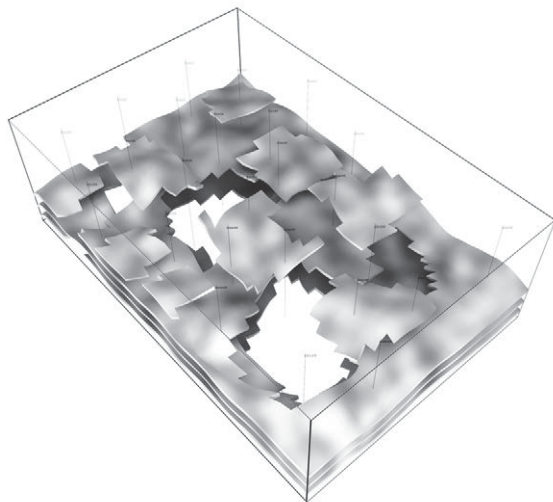


Имя параметра	Параметр	Значение	Единица измерения	Тип
1) Загрузка ГТТ	карта	Рисунки
2) Подбор скважин	Рисунки
3) Загрузка геологической модели	Рисунки
4) Анализ геологических параметров	Рисунки
5) Расчет запасов нефти	Рисунки
6) Анализ геологических параметров	Рисунки
7) Расчет остаточных запасов нефти	Рисунки
8) Анализ геологических параметров	Рисунки
9) Расчет остаточных запасов нефти	Рисунки
10) Анализ геологических параметров	Рисунки
11) Расчет остаточных запасов нефти	Рисунки
12) Анализ геологических параметров	Рисунки

ТРЕХМЕРНОЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ И ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ

Метод включает:

- сканирование и оцифровку материалов ГИС с бумажных носителей;
- детальную корреляцию геологического разреза;
- построение различных типов геологических карт;
- анализ особенностей геологического строения при выборе алгоритмов расчета моделей;
- площадный контроль качества замеров инклинометрии;
- построение трехмерных геологических моделей месторождений;
- построение геологических разрезов;
- создание проектов и подготовка рекомендаций для закладки горизонтальных скважин и зарезки вторых стволов из вертикальных скважин;
- подсчет и уточнение запасов;
- поддержку и обновление геологической модели по требованию заказчика;
- построение трехмерных трехфазных гидродинамических моделей с их адаптацией по истории разработки.



СПОСОБ ПОИСКА НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ НЕЙРОКОМПЬЮТЕРНОЙ СИСТЕМЫ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ

Патент РФ №2158939

Изобретение относится к области сейсмических исследований и используется при поиске природных углеводородов.

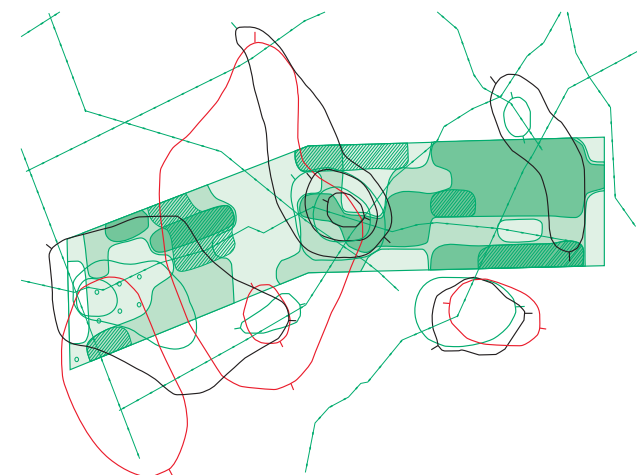
Сущность способа

- Размещают в точке наблюдения приемник сейсмических колебаний.
- Регистрируют информационные сигналы по их измеряемым компонентам в течение промежутка времени, достаточного для записи статистически достоверного шумового сигнала в инфранизкочастотном диапазоне.
- Рассчитывают спектральные характеристики с использованием Фурье-преобразования полученных сигналов, анализируют их на наличие ложных сигналов и сигналов от продуктивного пласта с природными углеводородами.
- Исключают из рассмотрения ложные сигналы.
- Проводят анализ оставшихся сигналов с вынесением суждения о наличии или отсутствии углеводородов. Причем регистрацию и запись проводят по вертикальным компонентам информационных сигналов в диапазоне частот 0,5-50 Гц, соответствующем диапазону глубин залегания фундамента.
- Производят сравнение сигналов от исследуемой области с сигналами, полученными при дополнительном измерении сейсмических сигналов в месте, заведомо не содержащем углеводородов.





Результат






Повышение достоверности обнаружения залежей углеводородов путем выявления и исключения сигналов, не характеризующих наличие залежи. Указанный способ основывается на гипотезе о залежи нефти как единственно возможном источнике наблюдаемой аномалии в низкочастотном диапазоне сейсмического спектра. Вместе с тем практика показывает, что аномальные сигналы наблюдаются при наличии других существенных неоднородностей в разрезе, в частности, в виде активных тектонических нарушений. Аномальный сигнал наблюдается также в целевом диапазоне при неглубоком залегании фундамента в точке исследования, соизмеримом с глубиной залегания углеводородов.

Подтверждение результатов НСЗ скважиной №1215, вскрывшей залежь нефти в бобриковских отложениях нижнего карбона (Черноозерское месторождение)



Поднятия выделенные по кровле:

-  Верейского горизонта (отр. гор. «В»)
-  Тульского горизонта (отр. гор. «У»)
-  Турнейского яруса (отр. гор. «С»)
-  Сейсмопрофили Елаурской с.п. № 8/02-1

-  Перспективные
-  Возможно перспективные
-  Бесперспективные
-  С невыясненной перспективностью
-  Возможно перспективные зоны в отложениях девона



Строительство скважин

РАЗБУРИВАНИЕ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ МНОГОЗАБОЙНЫМИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫМИ СКВАЖИНАМИ

Патенты РФ №N№2287674, 2298629

Предназначение

При разработке нефтяной залежи с подошвенной водой происходит поднятие конусов воды к забоям добывающих скважин, вследствие этого наступает обводнение добываемой продукции, захоронение части извлекаемых запасов в продуктивном пласте и снижение конечной нефтеотдачи залежи.

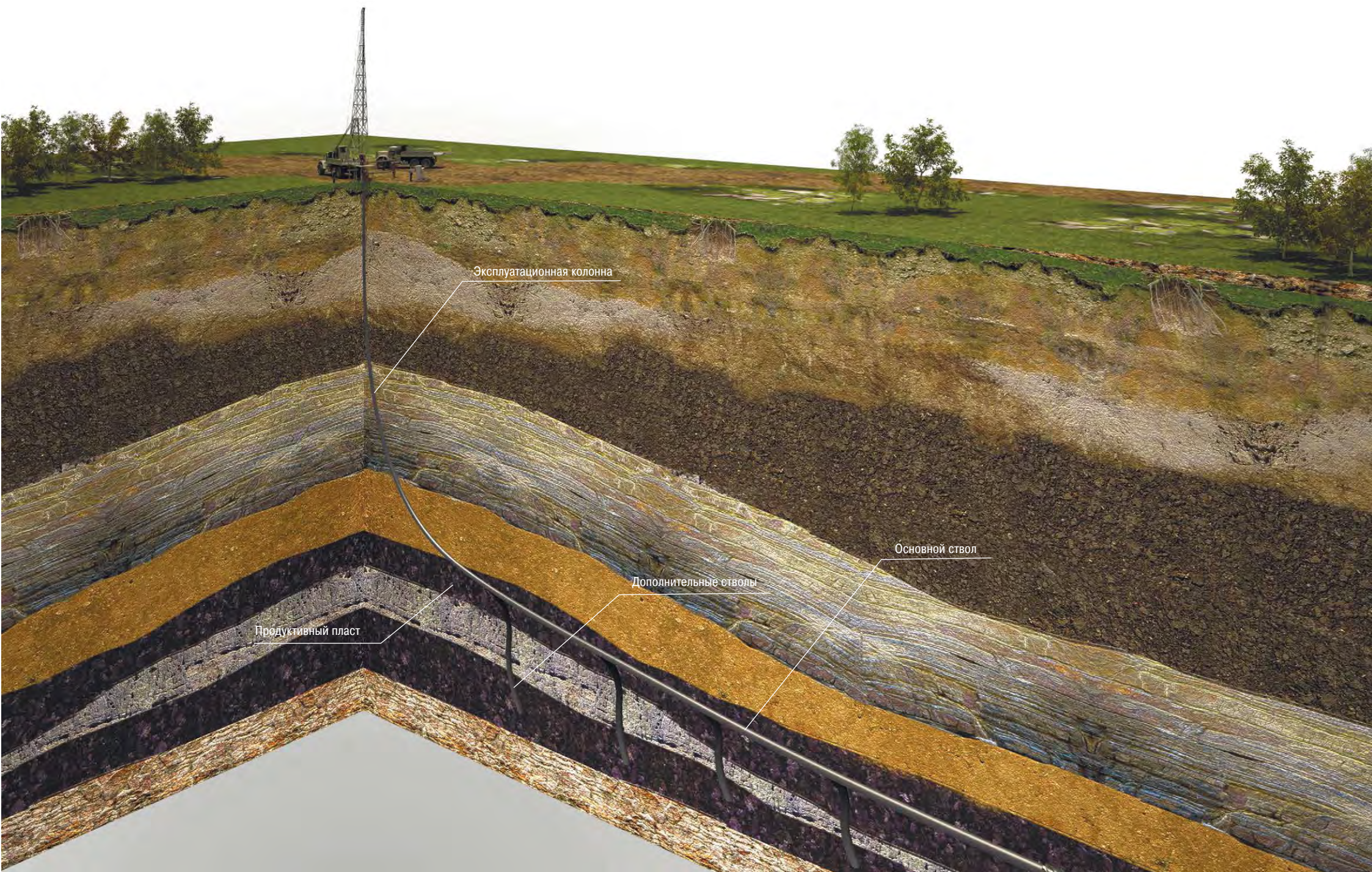
Способ разработки нефтяной залежи многозабойными скважинами включает проводку в скважине основного транспортного горизонтального ствола, бурение из основного транспортного горизонтального ствола дополнительных ответвленных ниспадающих стволов в работающие участки пласта и включение скважин в работу по добыче нефти.

Отличается тем, что основной транспортный горизонтальный ствол бурят горизонтально или наклонно в кровельной части продуктивного пласта, а дополнительные ответвленные ниспадающие стволы бурят с понижением их забоев к концу основного транспортного горизонтального ствола. Первый дополнительный ответвленный ниспадающий ствол бурят как продолжение основного транспортного горизонтального ствола меньшим диаметром, второй и последующие дополнительные ответвленные ниспадающие стволы бурят из основного транспортного горизонтального ствола с последовательно уменьшаемыми забоями, при этом после бурения каждого дополнительного ответвленного ниспадающего ствола проводят интенсификационную обработку призабойной зоны и консервацию вязкоупругим составом на время бурения следующих дополнительных ответвленных ниспадающих стволов.

Применение

Способ бурения многозабойной скважины позволяет бурить многозабойную скважину малым количеством бурильных компоновок с применением серийно выпускаемого отечественного бурового оборудования, а также обеспечивает избирательный вход скважинным инструментом в любой дополнительный ствол с целью проведения технологических работ (промывка, кислотная обработка призабойной зоны, изоляционные работы, геофизические и гидродинамические исследования и др.) и выборочное отключение обводненных стволов для дальнейшей эксплуатации скважины.

Применение предложенного способа позволит повысить нефтеотдачу залежи.



Эксплуатационная колонна

Основной ствол

Дополнительные стволы

Продуктивный пласт

СПОСОБ СООРУЖЕНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ ПАРОНАГНЕТАТЕЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ

Патенты РФ №N№2287674, 2298629

Татарстан обладает значительными запасами сверхвязкой нефти (СВН). Ее ресурсы, по разным оценкам, находятся в пределах от 1,5 до 7 млрд. т. «Татнефть» - первая нефтяная российская компания, которая в 2006 году начала опытно-промышленную разработку месторождений сверхвязкой нефти. Основным объектом разработки является Ашальчинское месторождение СВН, где с начала разработки добыто более 300 тысяч тонн СВН.

«Татнефть» первой в России приступила к опытно-промышленной разработке месторождений СВН. Компания внимательно изучает передовой опыт других стран в этой сфере нефтедобычи, разрабатывает собственные технологии и приобретает современное зарубежное оборудование для добычи СВН.

Одним из наиболее экономичных и эффективных способов добычи высоковязкой нефти в ОАО «Татнефть» является метод нагнетания в продуктивный пласт перегретого пара для разогрева залежей сверхвязкой нефти и увеличения выработки за счет увеличения подвижности СВН.

Бурение на СВН

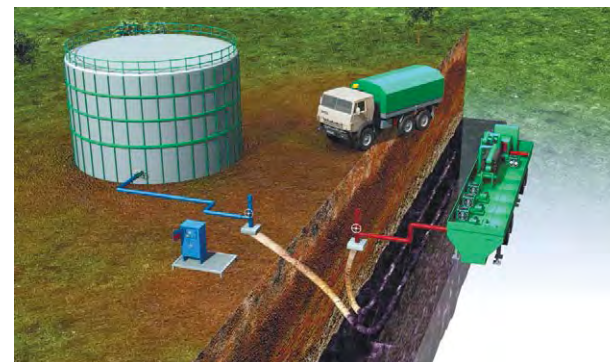
Для строительства скважины по добыче СВН применяется установка наклонно направленного бурения.

Установка позволяет забуривать 2 параллельных ствола с расстоянием 5 м между ними: один в кровле и один в подошве с проходкой до 300 м. При этом входы скважин размещаются на расстоянии 15 м между собой.

Добыча СВН

При обустройстве скважины устанавливается станция с парогенератором для постоянной подачи перегретого пара в верхний ствол скважины для прогрева кровли продуктивного пласта.

При нагреве кровли текучесть битумной нефти повышается, и продукция стекает к нижнему стволу скважины, где под давлением через фильтр поступает на прием электроцентробежного насоса. Продукция поднимается на поверхность.



Добыча сверхвязкой нефти (СВН)



ИЗОЛЯЦИЯ ЗОН ОСЛОЖНЕНИЙ РАСШИРЯЕМЫМИ ТРУБАМИ

Предназначение

В ОАО «Татнефть» созданы технологии и комплекс оборудования для локального крепления стенок скважин расширяемыми обсадными колоннами без цементирования с сохранением полезного сечения скважины.

Данная технология позволяет во многих случаях исключить промежуточные колонны, колонны-«летучки» и хвостовики, тем самым значительно упрощая конструкцию скважины.

На технологию локального крепления скважин расширяемыми трубами получено 15 авторских свидетельств СССР, более 45 патентов РФ и 53 - зарубежных стран, в том числе США, Австралии, Канады, Китая, Индии, Норвегии, Японии, Германии, Великобритании, Мексики, Италии, Франции и др.

Область применения

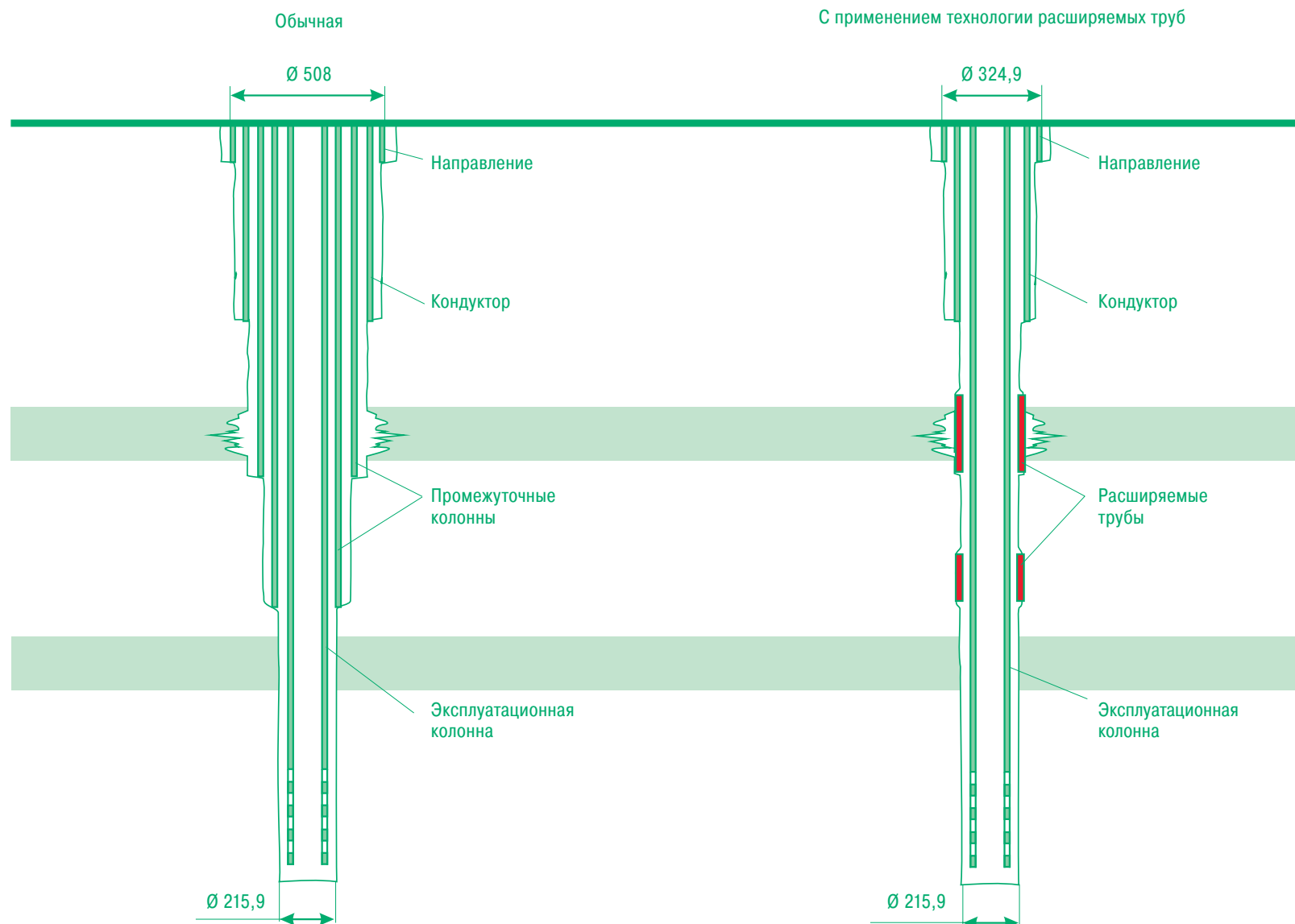
В зависимости от функционального назначения оборудования для локального крепления скважин предусмотрены модификации для работы в необсаженном стволе скважин диаметрами 124, 144, 156, 190, 215,9, 295,3 мм с целью:

- последовательной локальной изоляции зон осложнений по мере их вскрытия;
- наращивания обсадных колонн снизу без уменьшения внутреннего диаметра скважины;
- изоляции водоносных пластов и зон водопритока в открытом стволе скважин;
- разобщения отдельных участков в горизонтальных скважинах;
- подвески хвостовика в скважине;
- ремонта обсадных колонн диаметрами 146, 168, 219 и 245 мм.

Преимущества:

- исключается применение промежуточных колонн и колонн-«летучек»;
- снижаются энерго- и материалоемкость, сроки строительства скважин;
- повышаются качество и надёжность изоляционных работ;
- повышается качество ремонта промежуточных эксплуатационных колонн.

Конструкция скважин



ДЕМПФЕР НАДДОЛОТНЫЙ ДН-197

Патент на ПМ №95022



Предназначение

Гашение продольных колебаний бурового инструмента и ограничения ударных нагрузок на долото при бурении скважин.

Особенности применения

Демпфер наддолотный ДН-197 устанавливается между долотом 215,9 мм и валом забойного двигателя.

Преимущества:

1. Достигается увеличение проходки на долото на 30-50 %.
2. Происходит стабилизация механической скорости бурения на всем протяжении долбления.
3. Достигается полное отсутствие вибрации на рабочей площадке буровой установки.

Наименование показателя	Значение
Наружный диаметр корпуса, мм, не более	197
Диаметр применяемого долота, мм, не более	215,9
Диаметр центрального канала, мм, не менее	55
Допустимая осевая нагрузка, кН, не более	200
Рабочее давление, МПа, не более	12
Длина, мм, не более	850
Масса, кг, не более	90
Присоединительные резьбы по ГОСТ Р 50864-96	3-117

ТЕХНОЛОГИЯ ВОДОИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ НА ОСНОВЕ ВЫСОКОВЯЗКОЙ ЭМУЛЬСИИ И РАСШИРЯЕМЫХ ТРУБ

Область применения

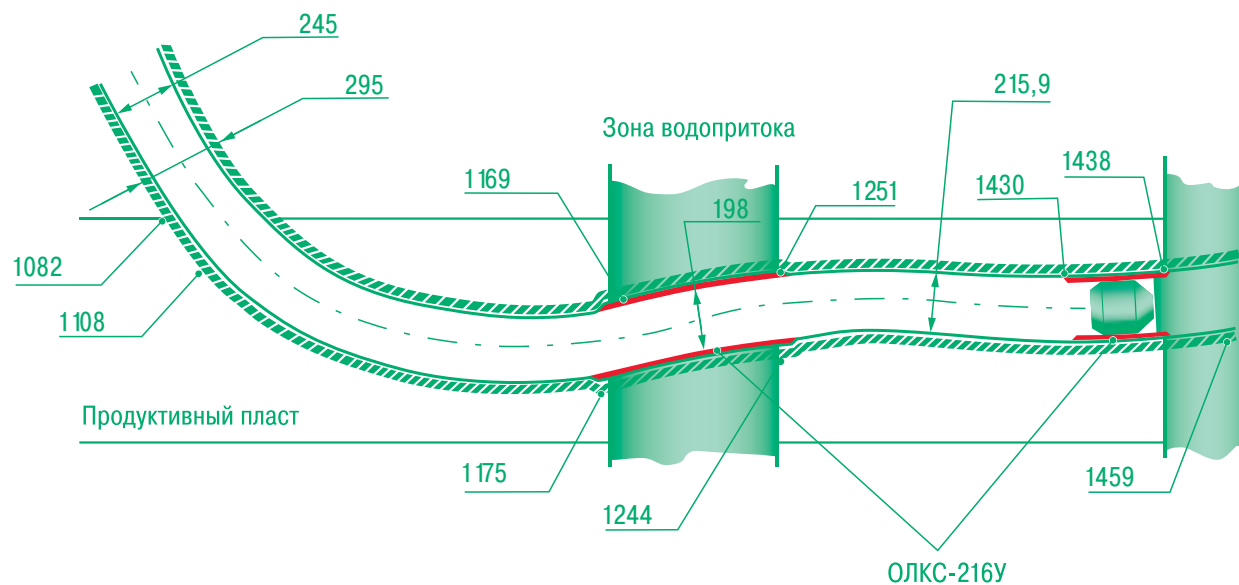
В необсаженном стволе скважин диаметром 215,9 мм или 144 мм.

Технология включает следующие операции:

- определение интервала водопритока;
- закачивание под давлением гидрофобной эмульсии в интервал водопритока;
- спуск и установку профильного перекрывателя.

Преимущества:

Надежность изоляции зоны водопритока в горизонтальном стволе скважины.



Технология водоизоляционных работ

КЛИНЯ-ОТКЛОНИТЕЛИ (КОТ) ДЛЯ ВЫРЕЗАНИЯ «ОКНА» В ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЕ И БУРЕНИЯ БОКОВОГО СТВОЛА

Патенты РФ №№2366793, 2164282

Предназначение

Фрезерование «окна» в стенке эксплуатационных колонн диаметрами 146 и 168 мм.

Область применения

В нефтяных и газовых скважинах при ремонте их методом бурения боковых и боковых горизонтальных стволов.

Преимущества:

- устанавливаются в любом заданном интервале обсадной колонны независимо от степени ее изношенности и деформированности;
- надежно закрепляются и выдерживает осевую нагрузку до 200 кН и крутящий момент до 10,8 кН м;
- не требуют создания искусственного забоя или цементирования для его установки;
- усилие прижатия «головы» клина к стенке эксплуатационной колонны - не менее 5,5 кН, что позволяет бурить боковые стволы в наклонных скважинах в противоположном от основного направлении.

Наименование показателя	Значение	
Тип отклонителя	КОТ-146	КОТ-168
Длина, мм, не более	8000	8000
Наружный диаметр, мм, не более	120	140
Масса, кг, не более	280	330
Угол клина-отклонителя	2°30'±5'	2°30'±5'
Количество срезных штифтов, шт	1	
Усилие (сила) срезания штифта, кН	140±5	
Давление выправления якоря, МПа, не более	10	
Производительность насосного агрегата при создании рабочего давления, л/с, не более	2	

СПУСК КЛИНА-
ОТКЛОНИТЕЛЯ

ВЫПРАВЛЕНИЕ
ДАВЛЕНИЕМ

ЗАРЕЗКА ОКНА
В ОБСАДНОЙ
КОЛОННЕ

БУРЕНИЕ
БОКОВОГО
СТВОЛА

КАЛИБРОВКА
БОКОВОГО
СТВОЛА

ПАКЕРЫ ГИДРОМЕХАНИЧЕСКИЕ ПГМ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ И ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ В СКВАЖИНАХ МАЛОГО ДИАМЕТРА



Предназначение

Пакер гидромеханический ПГМ-156 предназначен для гидродинамических исследований и изоляции зон осложнений путем намыва глинистого раствора с наполнителем в скважину, пробуренную долотом диаметром 155,6 мм.

Область применения

В нефтяных и газовых скважинах при ремонте их методом бурения боковых и боковых горизонтальных стволов.

Преимущества:

- устанавливаются в любом заданном интервале обсадной колонны независимо от степени ее изношенности и деформированности;
- надежно закрепляются и выдерживают осевую нагрузку до 200 кН и крутящий момент до 10,8 кН м;
- не требуют создания искусственного забоя или цементирования для его установки;
- усилие прижатия «головы» клина к стенке эксплуатационной колонны не менее 5,5 кН, что позволяет бурить боковые стволы в наклонных скважинах в противоположном направлении от основного.

Наименование показателя	Значение
Габаритные размеры, мм: - диаметр в транспортном положении; - длина	144 1850
Диаметр описанной окружности по вершинам зубков плашек в рабочем положении, мм	162
Присоединительная резьба (муфта)	3-102
Масса, кг	115
Расход промывочной жидкости, необходимый для вывода плашек в рабочее положение, м ³ /с (л/с), не более	0,006-0,008 (6-8)
Перепад давления жидкости на пакере в момент выхода плашек в рабочее положение, МПа	1-1,5
Осевая нагрузка на пакер при запакеровке, кН(т)	80-120 (8-12)
Максимальное рабочее давление, МПа	10
Вид промывочной жидкости	Производственная вода (минерализованная, пресная), буровой раствор с инертными наполнителями, цементный раствор
Температура рабочей среды, °С, не более	100

РАСШИРИТЕЛЬ ДЛЯ БОКОВЫХ СТВОЛОВ И БОКОВЫХ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СТВОЛОВ

Предназначение

Расширители раздвижные многошарошечные предназначены для калибровки и фрезеровки внутренней поверхности обсадной колонны, а также для расширения диаметра необсаженных скважин при установке профильного перекрывателя.

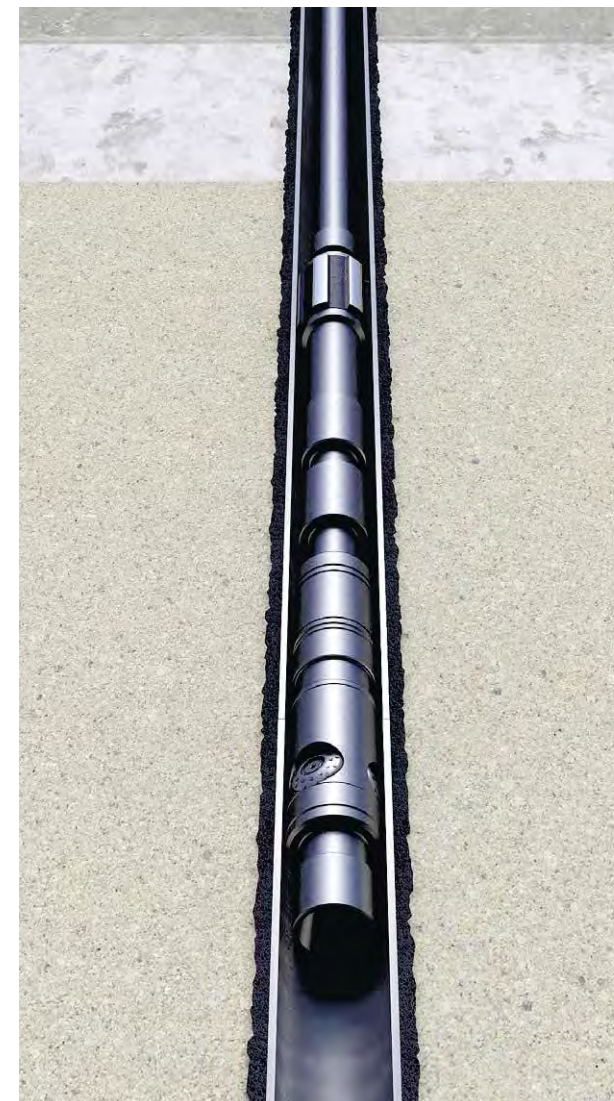
Область применения

В нефтяных скважинах, обсаженных колонной диаметром 140, 146, 168 и 178 мм.

Приводом расширителя в рабочее положение является промывочная жидкость, подаваемая в колонну бурильных труб насосом. Возврат в транспортное положение осуществляется реакцией стенок скважины на шарошки расширителя при его подъеме. Шарошки установлены на подшипниках скольжения. При износе твердосплавного вооружения они легко заменяются на новые.

Применение расширителя позволяет:

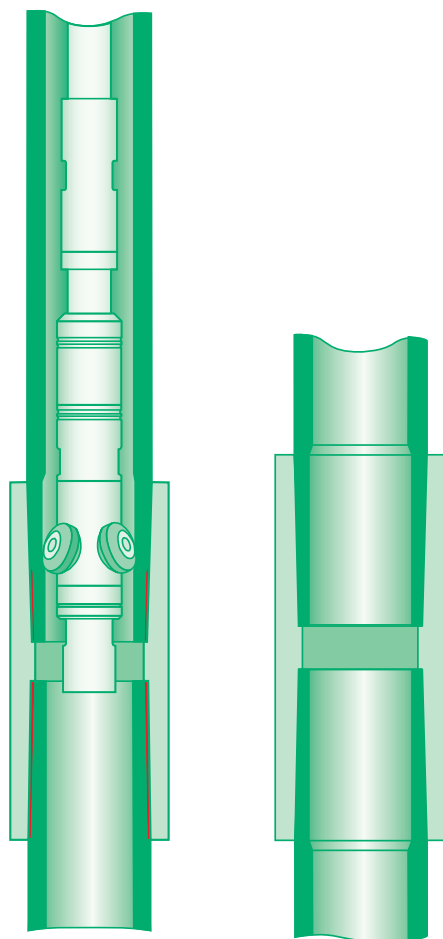
- откалибровать внутреннюю поверхность обсадной колонны под один размер на большой длине;
- расфрезеровать разностенные участки обсадных колонн;
- расфрезеровать ранее установленный перекрыватель или пластырь.



Наименование показателя	Значение	
Тип расширителя	РРУ 116/132	РРУ 134/152
Диаметр расширителя:		
- в транспортном положении, мм	116	134
- в рабочем положении, мм	132	152
Количество шарошек, шт	3	3
Присоединительная резьба:	120-122	140-142
- верхняя	3 – 76	3 – 76
- нижняя	3 – 76	3 – 76
Длина корпуса, мм	~1000	~1000
Масса, кг	42	46

ВОССТАНОВЛЕНИЕ ГЕРМЕТИЧНОСТИ МУФТОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ КОЛОНН МЕТОДОМ ВАЛЬЦЕВАНИЯ

Патенты РФ № 2291945



Развальцовка резьбового
соединения

Соединение после
развальцовки

Предназначение

Восстановление герметичности резьбовых соединений эксплуатационных колонн.

Область применения

В нефтяных и газовых скважинах, обсаженных эксплуатационными колоннами диаметрами от 140 до 178 мм.

Применение технологии позволяет:

- повысить надежность выполнения ремонтных работ, снизить их трудоемкость и обеспечить безаварийность работ;
- сохранить внутреннее поперечное сечение эксплуатационной колонны, что дает возможность проводить необходимые технологические операции в скважине, спускать и поднимать различное оборудование, приборы и т. д.;
- обеспечить герметизацию резьбового соединения пластическим деформированием ниппеля путем развальцовки его диаметра на величину от 1 до 3%;
- уплотнить зазоры в резьбовом соединении за счет их заполнения металлом ниппеля.
- герметизировать зазоры в резьбовых соединениях методом их вальцевания расширителем конструкции «ТатНИПнефти» при малых осевых нагрузках;

Результаты применения технологии восстановления герметичности эксплуатационных колонн путем вальцевания резьбовых соединений

№ скважины	Размер обсадной колонны, мм	Глубина негерметичной скважины, мм	Интервалы развальцовки э/колонны, мм	Рабочий диаметр расширителя, мм	Время работы, ч	Механическая скорость, м/ч
32323	168	287	296,5 - 288,8	153,5	0,5	7,6
21424д	168	1695 1705	1694 - 1696 1704 - 1706	153,5	0,4 0,4	5 5
20708	146	1117 1210	1115 - 1120 1205 - 1215	134	0,7 1,2	7,14 8,3
20965	168	1696 1905,5	1695 - 1697 1904 - 1907	153,5	0,3 0,55	5,71 5,45
5915	146	1497 1507 1600	1496 - 1498 1506 - 1508 1599 - 1601	136	0,4 0,4 0,4	5 5 5
1008р	146	900	899 - 901	134	0,4	5

РЕЦЕПТУРЫ НОВЫХ ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ

Расширяющийся цементный камень предназначен для цементирования эксплуатационных колонн в зоне продуктивных горизонтов. Используется для обеспечения повышения качества изоляции заколонного пространства в зоне продуктивного пласта, предупреждения образования каналов в контактных зонах цементного камня и сохранения плотности контакта цемента с породой. Тампонажный раствор, образующий трещиностойкий цементный камень, предназначен для цементирования интервалов перфорации.

Облегченные тампонажные растворы Тампонажный раствор, стойкий к агрессивной среде пластовых вод

предназначены для цементирования непродуктивных интервалов скважины и включают в себя три различные рецептуры:

- ПЦТ III-Об 5-50 применяют для скважин с возможными остаточными поглощениями с учетом пониженной водоотдачи облегченного тампонажного раствора;
- СУТМ применяют в скважинах, где требуются уменьшенные сроки схватывания тампонажного цемента. СУТМ СлМЛЗП применяют для ликвидации зон поглощений и установки цементных мостов;
- АСПМ применяют для скважин с требованиями повышенной прочности цементного камня из облегченного тампонажного раствора.

Рецептура ПЦТ+МК рекомендуется при цементировании эксплуатационных колонн на скважинах с наличием агрессивных пластовых вод вместо геля-цементного раствора (ГЦР).

Рецептура ПЦТ+МК+NaCl рекомендуется для цементирования продуктивных интервалов скважины.



Тампонажный раствор АСПМ



Тампонажный раствор ПЦТ III-Об 5-50



Тампонажный раствор СУТМ

ТЕХНОЛОГИЯ РЕМОНТА БУРИЛЬНЫХ ТРУБ МЕТОДОМ НАПЛАВКИ ЗАМКОВ

Предназначение

На БМЗ ОАО «Татнефть» освоена технология нанесения на внутреннюю поверхность бурильных труб (БТ) износостойкого и термостойкого покрытия с наружным консервационным покрытием. Покрытие порошком ТК-34 Р по праймеру ТК 8007 - это высоко-температурное покрытие БТ, обладающее улучшенными характеристиками и устойчивостью к воздействию температуры, кислот и абразивному износу.

Описание

Покрытие в виде тонкой пленки, специально разработанное для повышения гибкости с сохранением повышенной стойкости к коррозии в широких диапазонах кислых и щелочных сред. Конструкция покрытия такова, что хорошо сохраняет прочность даже в условиях переменных нагрузок во время бурения. Покрытие останавливает точечную коррозию, которая может привести к коррозионному растрескиванию под нагрузкой, эрозии и излому трубы при скручивании. Зарегистрировано увеличение срока службы буровой трубы в три-четыре раза по сравнению с трубой без покрытия. Покрытие устойчиво ко всем типам бурового раствора и успешно используется в геотермальных скважинах и в условиях геостатического давления. Покрытие порошком, наносимым методом сплавления. Покрытие обладает повышенной устойчивостью к механическому износу ко всем видам буровых растворов при температуре до 200 °С.

Эффективность

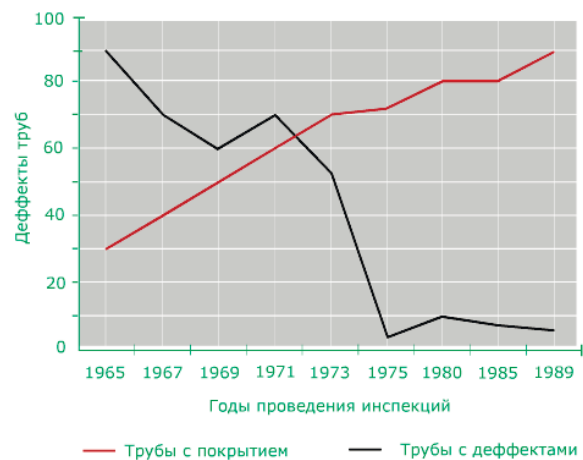
По данным, предоставленным фирмой «Тюбоскоп-Ветко», подобные покрытия бурильных труб нашли широкое применение во многих буровых фирмах мира. За счет применения бурильных труб с внутренним покрытием можно получить:

- увеличение среднего срока службы бурильных труб более чем в 2 раза;
- уменьшение гидравлических потерь более чем на 10 %;
- экономию энергетических затрат при бурении, особенно при глубине более 1000 м, экономия составляет более 20 % ;
- уменьшение количества спускоподъемных операций за счет уменьшения отказов бурильных колонн более чем в два раза;
- увеличение межремонтного периода бурильных труб в 1,5 раза.

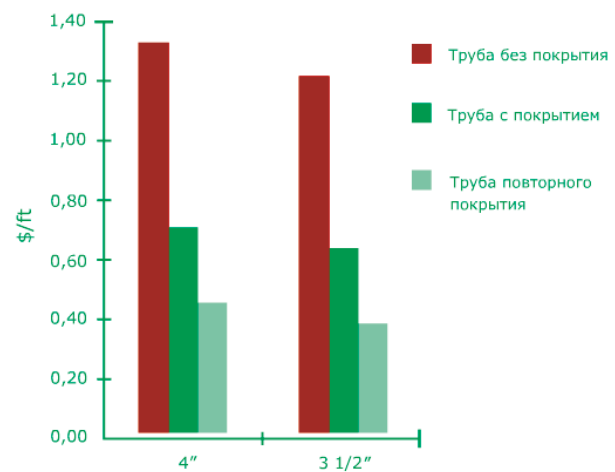
Эти показатели направлены на уменьшение стоимости бурения скважин. Технология может быть востребована в других трубопроводах, например, на объектах подготовки и переработки нефти.



Экономические преимущества при использовании буровых труб с покрытием



Стоимость бурения \$/ft





Спуск клина-отклонителя

Бурение бокового ствола

Спуск перекрывателя в боковой ствол

Выправление давлением

Вальцовка перекрывателя

Установленный перекрыватель

ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА БЕСЦЕМЕНТНОГО КРЕПЛЕНИЯ БОКОВЫХ СТВОЛОВ ПРОФИЛЬНЫМИ ПЕРЕКРЫВАТЕЛЯМИ П-144У

Патенты РФ №№56932, 52904, 57886, 58153, 63839, 2191883

Предназначение

Бесцементное крепление боковых стволов (БС) диаметром 144 мм, пробуренных из эксплуатационных колонн диаметром 168 мм.

Область применения

Строительство боковых стволов и боковых горизонтальных стволов из эксплуатационных колонн старого и простаивающего фонда скважин.

Технология крепления перекрывателем П144У включает:

- калибровку обсадной колонны в интервале соединения ее с подвеской перекрывателя;
- калибровку открытого ствола при помощи стандартных калибраторов, применяемых при бурении скважин;
- сборку и спуск в боковой ствол перекрывателя П-144У;
- прямую промывку скважины через башмак-клапан перекрывателя;
- закрытие башмака-клапана созданием на него нагрузки о забой;
- установку перекрывателя путём выправления его внутренним давлением;
- развальцовку подвески перекрывателя, подъем развальцевателя;
- развальцовку колонны профильных труб по стволу.

Разобщение пластов БС осуществляется за счёт пакеров.





Добыча нефти и ППД

ТИПОРАЗМЕРНЫЙ РЯД БЕЗБАЛАНСИРНЫХ ЦЕПНЫХ ПРИВОДОВ СКВАЖИННОГО ШТАНГОВОГО НАСОСА

ПРИВОД ЦЕПНОЙ СКВАЖИННОГО ШТАНГОВОГО НАСОСА ПЦ 60-3-0,5/2,5

Патент РФ №2200876



Предназначение

Приведение в действие скважинного штангового насоса.

Особенности:

- длина хода - 3 м;
- благоприятный закон движения штанг;
- максимальная скорость штанг в 1,7 раза меньше, чем у балансирных аналогов;
- кратное сокращение металлоемкости по сравнению с балансирными аналогами.

Достигнуто

Наименование показателя	Значение
Увеличение средней длины хода	89,5 %
Уменьшение средней частоты качаний	58 %
Уменьшение средней скорости откачки	20,6 %
Увеличение среднего коэффициента подачи	17,9 %
Уменьшение средней амплитуды нагрузок в ТПШ	10,6 %
Снижение затрат на транспортировку, монтаж и обслуживание	
Увеличение МРП	с 671 до 899 сут
Снижение количества ремонтов:	
- по причине образования водонефтяной эмульсии	в 3,2 раза
- по причине отказа штанг	в 1,7 раза
- снижение количества промывок скважин горячей нефтью	в 7 раз

ПРИВОД ЦЕПНОЙ СКВАЖИННОГО ШТАНГОВОГО НАСОСА ЦП 80-6-1/4

Патент РФ № 2283969

Предназначение

Приведение в действие скважинного штангового насоса.

Особенности:

- длина хода - 6 м;
- благоприятный закон движения штанг;
- максимальная скорость штанг в 1,7 раза меньше, чем у балансирных аналогов;
- кратное сокращение металлоемкости по сравнению с балансирными аналогами.

Преимущества:

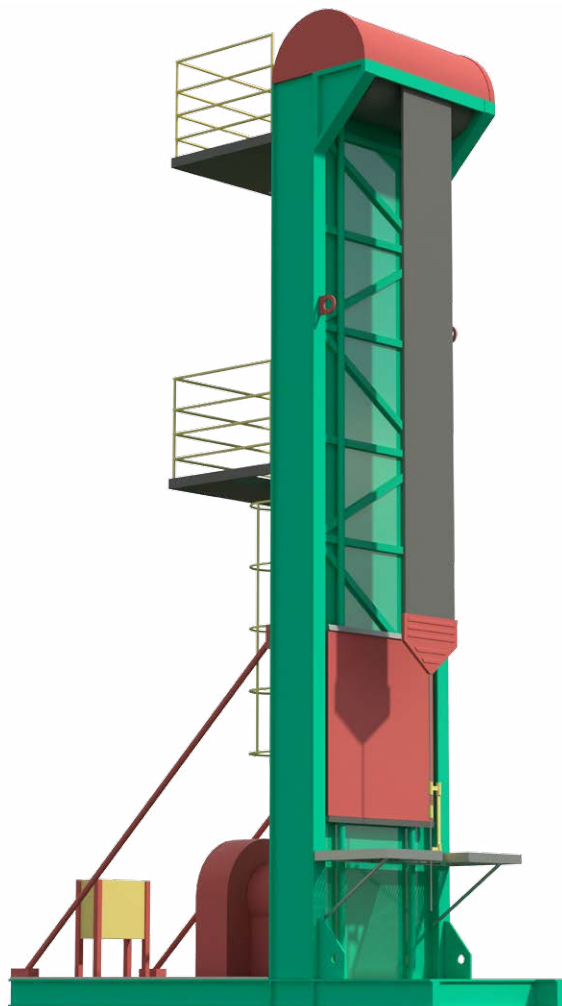
- возможность эксплуатации штанговым насосом высокодебитных скважин, в том числе с высоковязкой продукцией;
- возможность эксплуатации штанговым насосом скважин с дополнительными эксплуатационными колоннами малого диаметра без потери производительности;
- снижение динамических нагрузок, увеличение срока службы скважинного оборудования при эксплуатации штанговыми насосами скважин с дебитами до 100 м³/сут.;
- снижение удельных энергозатрат на подъем продукции по сравнению с УЭЦН более чем в 2 раза;
- в отличие от УЭЦН обеспечивает возможность регулирования режима эксплуатации скважины в широких пределах без потери КПД и привлечения бригады ПРС для замены установки на другой типоразмер.



ТИПОРАЗМЕРНЫЙ РЯД БЕЗБАЛАНСИРНЫХ ЦЕПНЫХ ПРИВОДОВ СКВАЖИННОГО ШТАНГОВОГО НАСОСА

ПРИВОД ЦЕПНОЙ СКВАЖИННОГО ШТАНГОВОГО НАСОСА ЦП 120-7,3-1/4

Патент РФ № 2283969



Предназначение

Приведение в действие скважинного штангового насоса.

Особенности:

- длина хода - 7,3 м;
- благоприятный закон движения штанг;
- максимальная скорость штанг в 1,7 раза меньше, чем у балансирных аналогов;
- кратное сокращение металлоемкости по сравнению с балансирными аналогами.

Преимущества:

- возможность эксплуатации штанговым насосом высокодебитных скважин, в том числе с высоковязкой продукцией;
- возможность эксплуатации штанговым насосом скважин с дополнительными эксплуатационными колоннами малого диаметра без потери производительности;
- снижение динамических нагрузок, увеличение срока службы скважинного оборудования при эксплуатации штанговыми насосами скважин с дебитами до 100 м³/сут.;
- снижение удельных энергозатрат на подъем продукции по сравнению с УЭЦН более чем в 2 раза;
- в отличие от УЭЦН обеспечивает возможность регулирования режима эксплуатации скважины в широких пределах без потери КПД и привлечения бригады ПРС для замены установки на другой типоразмер.

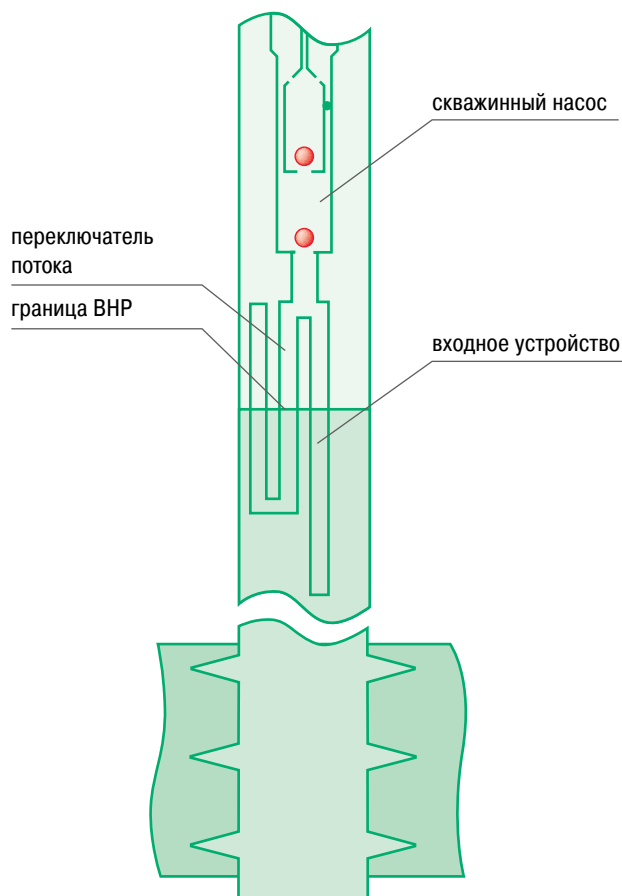


7247B



ВХОДНЫЕ УСТРОЙСТВА (ВУ) ДЛЯ ПООЧЕРЕДНОЙ ПОДАЧИ НЕФТИ И ВОДЫ НА ПРИЕМ СКВАЖИННОГО НАСОСА

Патенты РФ №№2213269, 55893, 2232294, 2300666



Назначение

Снижение интенсивности образования стойкой высоковязкой водонефтяной эмульсии в колонне НКТ

Особенности

Эффективно в обводненных скважинах, при подъеме продукции которых в НКТ образуется стойкая тонкодисперсионная высоковязкая водонефтяная эмульсия (обычно скважины с обводненностью продукции 25-75%).

Принцип действия

Размещаемое под насосом устройство имеет разнесенные по вертикали приемы для воды и нефти и переключатель потоков жидкости, образованный двумя соединенными навстречу друг другу сифонами, что обеспечивает откачку либо жидкости меньшей плотности (нефти) через верхнее отверстие, либо жидкости большей плотности (воды) через нижнее.

Эффективность применения:

- снижение количества подземных ремонтов по причине образования эмульсии;
- снижение количества обработок скважин химическими реагентами;
- экономия НКТ и штанг.

Экономическая эффективность:

- экономический эффект от внедрения ВУ - 56 млн. руб.;
- общая экономия НКТ и штанг - 19087 м.

Обеспечиваемые преимущества

Снижение гидродинамического сопротивления движению штанговой колонны и, как следствие:

- снижение обрывности штанг;
- рост межремонтного периода работы скважины;
- устранение необходимости в применении скважинных дозаторов и подаче химических реагентов;
- снижение количества либо устранение необходимости периодических промывок скважин растворителями;
- снижение потерь напора в системе сбора и экономия электроэнергии на транспорт продукции;
- улучшение условий работы установок подготовки продукции скважин;
- экономия штанг и труб за счет возможности работы насоса с уменьшенным погружением под уровень.

Внедрено более 1400 шт.

Результаты внедрения ВУ:

- снижение амплитуды нагрузок на головку балансира в среднем на 18,5% и средне-взвешенного удельного потребления электроэнергии на 1,5-2 кВт*ч/т (20-25%);
- частота ПРС из-за влияния эмульсии на работу глубинно -насосного оборудования (ГНО) на фонде скважин, оборудованных ВУ, снизилась с 0,862 до 0,362.

НАСОСНЫЕ СИСТЕМЫ ДВОЙНОГО ДЕЙСТВИЯ С УСТАНОВКАМИ СКВАЖИННЫХ ШТАНГОВЫХ НАСОСОВ (УСШН)

Патент РФ №63864

Назначение

Повышение эффективности эксплуатации высокообводненных скважин установками скважинных штанговых насосов (УСШН).

Особенности применения:

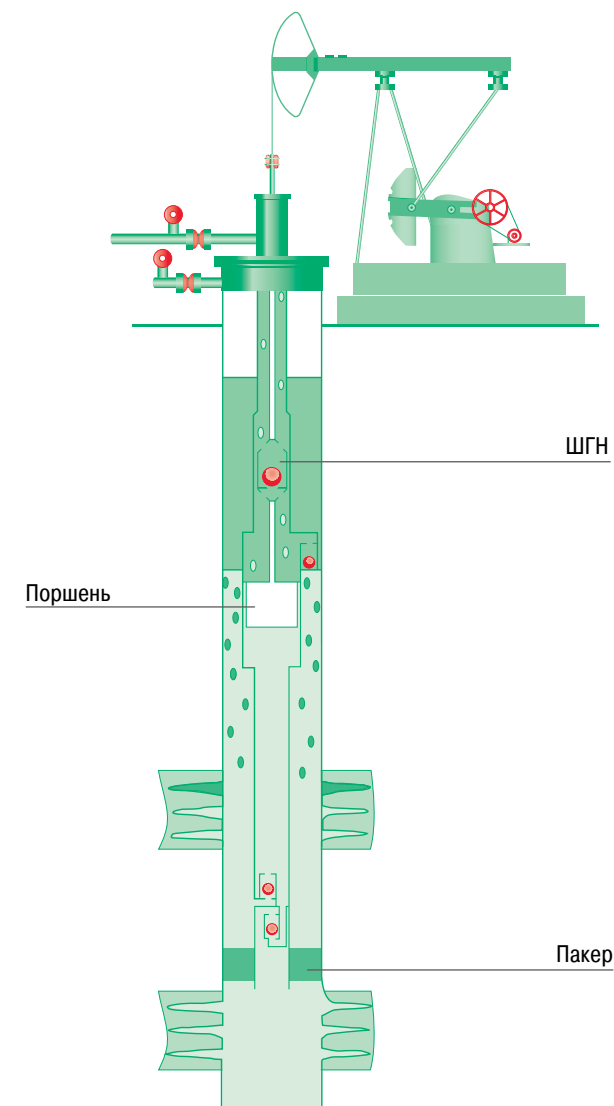
- площади с излишками воды, которые необходимо утилизировать;
- районы, где для ППД используется пресная вода, а пластовую необходимо утилизировать (охраняемые зоны и проч.);
- при разработке небольших залежей малым числом скважин (в т.ч. на новых территориях, где ППД осуществляется «своей» водой).

Особенности:

- 1) внутрискважинное гравитационное отделение воды от нефти;
- 2) подъем малообводненной нефти с одновременным нагнетанием большей части попутной воды в отсеченный пакером нижележащий поглощающий пласт без подъема ее на поверхность;
- 3) размещение в скважине из расчета последующей эксплуатации системы «призабойная зона пласта — скважина — насос» с тем же динамическим уровнем, что и до внедрения УСШН с КДД;
- 4) контроль объема закачиваемой в пласт воды расчетным путем.

Преимущества:

- кратное сокращение объема поднимаемой жидкости с экономией энергозатрат на подъем продукции;
- снижение обводненности продукции с уменьшением затрат на подготовку неподнятой воды и закачку ее обратно в пласт;
- дополнительная добыча нефти и экономия затрат на строительство нагнетательных скважин в условиях отсутствия ППД через другие нагнетательные скважины (при разработке небольших залежей с малым числом скважин, а также на новых территориях).



ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ СВАБИРОВАНИЯ

ТИПОРАЗМЕРНЫЙ РЯД МЕТАЛЛИЧЕСКИХ ПЛАШЕЧНЫХ СВАБОВ ДЛЯ ОТБОРА ЖИДКОСТИ ИЗ СКВАЖИН ПО НКТ

Патенты РФ №№2168611, 2229049, 2315856, 2322576



Назначение

Отбор жидкости из скважин свабированием по колоннам НКТ.

Особенности применения:

- освоение скважин;
- снижение уровня жидкости и регулируемый отбор продукции скважин при проведении исследований;
- очистка ствола скважины и призабойной зоны пласта от загрязнений дренированием;
- удаление из скважины и пласта продуктов реакции при химических и комбинированных методах обработки призабойной зоны пласта;
- удаление из пласта и ствола скважины технологических агентов после гидроразрыва или пескоструйной перфорации пласта;
- создание управляемых депрессий на пласт при вторичном вскрытии;
- создание управляемых депрессий на пласт при физических и комбинированных методах обработки призабойной зоны пласта;
- удаление воды с забоев газовых скважин;
- периодическая эксплуатация малодебитных и необорудованных нефтяных скважин.

Преимущества:

Снятие ограничений со стороны сваба по развиваемому напору:

- увеличение производительности и эффективности свабирования;
- увеличение предельной глубины снижения уровня жидкости в скважине.

Кратное увеличение ресурса сваба:

- при работе в отечественных НКТ;
- при отборе продуктов химических реакций после обработок призабойной зоны пласта.

ТИПОРАЗМЕРНЫЙ РЯД МЕТАЛЛИЧЕСКИХ ПЛАШЕЧНЫХ СВАБОВ ДЛЯ ОТБОРА ЖИДКОСТИ ИЗ СКВАЖИН ПО ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ КОЛОННАМ

Патенты РФ №№2168611, 2229049, 2315856, 2322576

Назначение

Отбор жидкости из скважин свабированием непосредственно по эксплуатационным колоннам.

Особенности применения:

- снижение уровня жидкости и регулируемый отбор продукции скважин при проведении исследований;
- очистка ствола скважины и призабойной зоны пласта от загрязнений дренированием;
- удаление из скважины и пласта продуктов реакции при химических и комбинированных методах обработки призабойной зоны пласта;
- удаление из пласта и ствола скважины технологических агентов после гидроразрыва или пескоструйной перфорации пласта;
- создание управляемых депрессий на пласт при вторичном вскрытии;
- создание управляемых депрессий на пласт при физических комбинированных методах обработки призабойной зоны пласта;

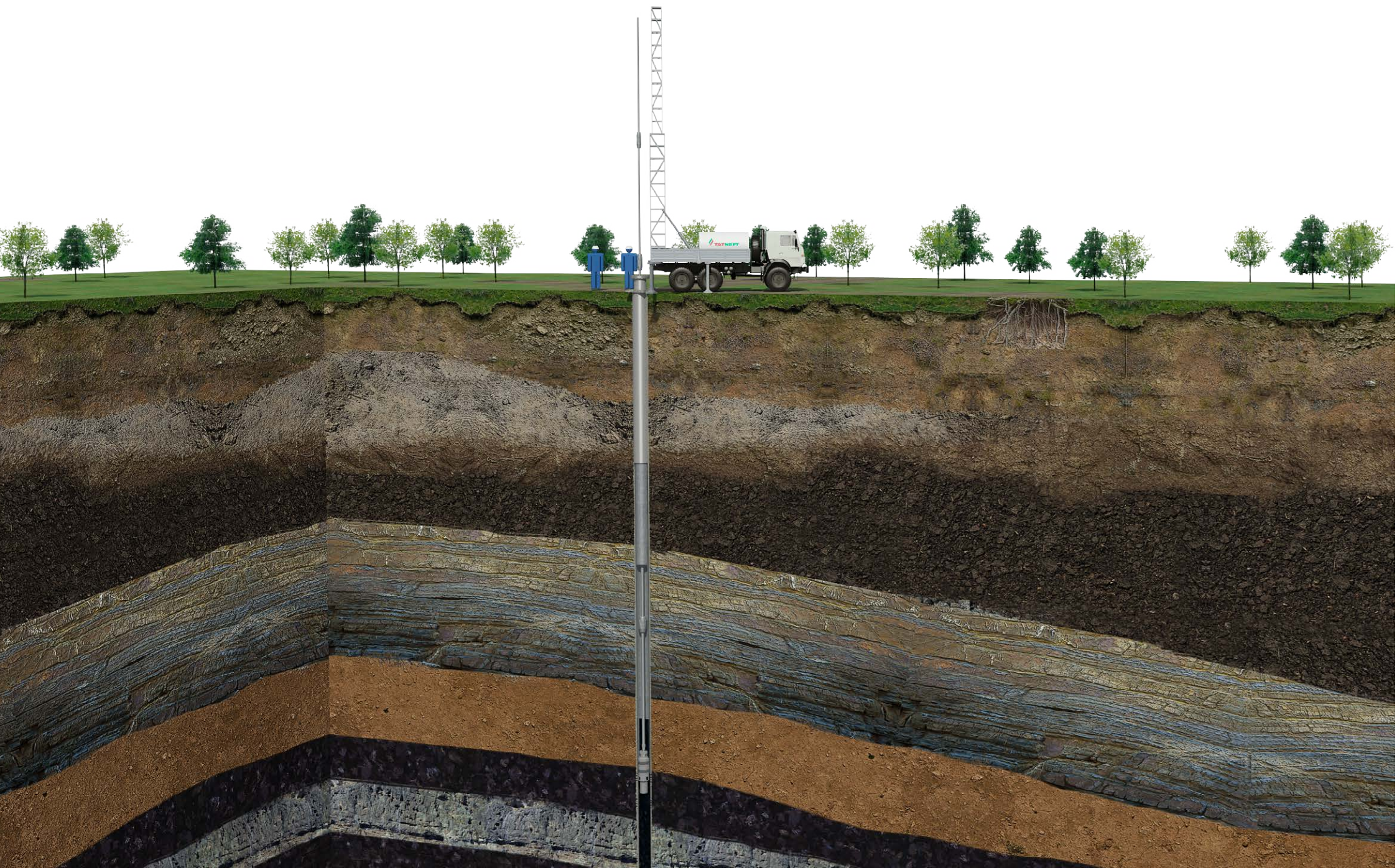
- удаление воды с забоев газовых скважин;
- периодическая эксплуатация малодебитных и необорудованных нефтяных скважин.

Преимущества:

- высокая производительность;
- минимальная трудоемкость процесса отбора жидкости;
- возможность отбора нефти, находящейся выше границы ВНР;
- высокая эффективность отбора высоковязкой продукции;
- высокопроизводительный отбор жидкости в скважинах малого диаметра;
- низкая металлоемкость;
- кратное увеличение ресурса сваба:
 - при работе в отечественных трубах;
 - при отборе продуктов химических реакций после обработок призабойной зоны пласта.



Наименование показателя	Значение				
	Условное обозначение свабов				
	СМ-114	СМ-127	СМ-140	СМ-146	СМ-168
Условный диаметр трубы, мм	114	127	140	146	168
Максимальный наружный диаметр сваба, мм	105	117	130	136	156
Минимальный диаметр проходного для сваба отверстия, мм	96	107	116	122	142
Длина сваба, мм	1300				
Высота столба жидкости, поднимаемого при номинальной настройке предохранительного клапана, м	530	430	370	330	270
Объем жидкости, поднимаемой после закрытия предохранительного клапана, м ³	4,2	4,3	4,6	330	4,9
Максимальная высота поднимаемого столба жидкости при свабировании на канате диаметром 15 мм, м	800	650	550	500	400



ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ СВАБИРОВАНИЯ

ТЕХНОЛОГИЯ ПЕРИОДИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАЛОДЕБИТНЫХ И НЕ ОБОРУДОВАННЫХ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН МОБИЛЬНЫМИ ПОДЪЕМНЫМИ УСТАНОВКАМИ

Особенности применения:

Нефтяные скважины (главным образом, простаивающие нерентабельные либо необорудованные), в том числе с высоковязкой продукцией, эксплуатация которых другими способами невозможна либо нецелесообразна.

Технология позволяет:

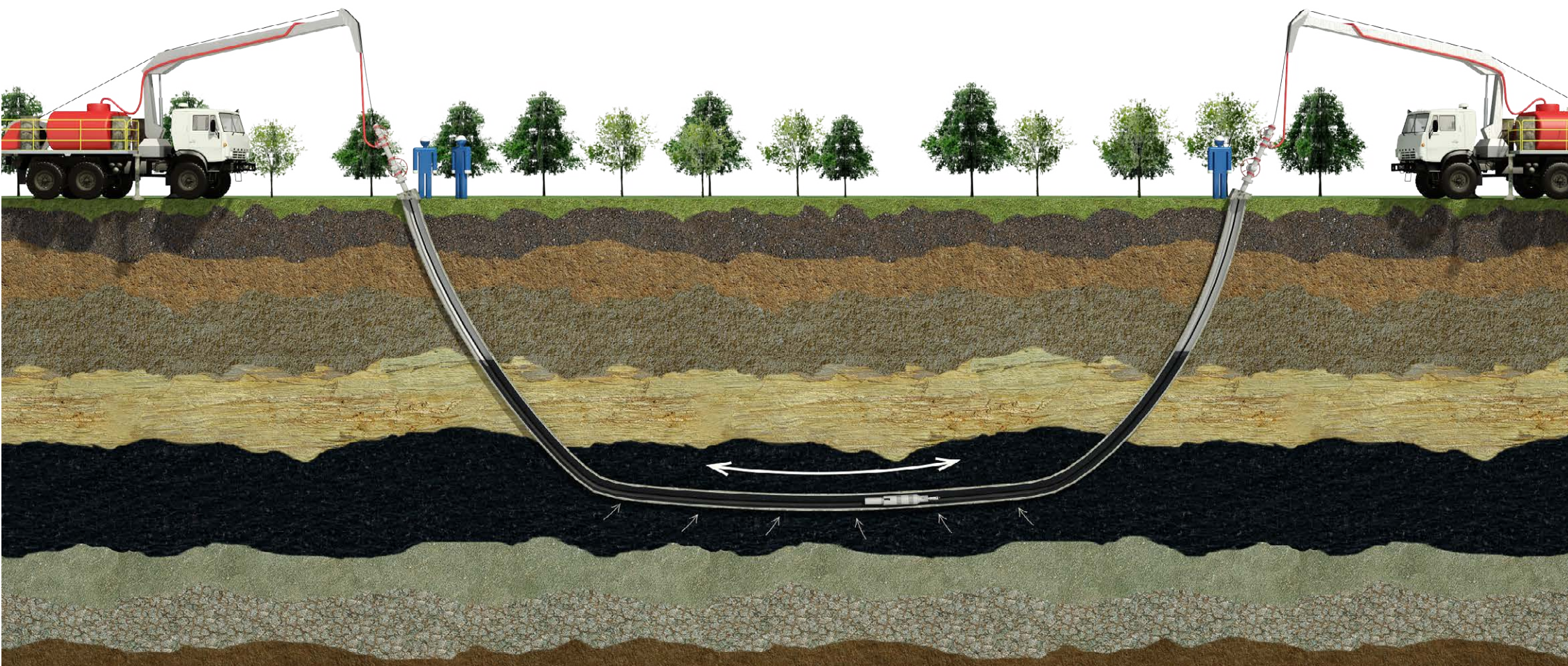
вовлекать в эксплуатацию не только малодебитные скважины из простаивающего фонда нерентабельных скважин, но и получать дополнительную добычу нефти из новых временно не обустроенных скважин, осуществлять освоение, опробование и пробную эксплуатацию разведочных скважин с целью уточнения параметров, необходимых для составления проектных документов с существенной экономией капитальных вложений на приобретение станков-качалок, насосно-компрессорных труб, насосных штанг, скважинных насосов, сооружение фундаментов, подвод к скважинам ЛЭП, сборных нефтепроводов и др. В условиях дефицита средств не используемое при данной технологии оборудование (станки-качалки, скважинные насосы, штанги и т. п.) может быть демонтировано и прибыльно применено на других, более продуктивных скважинах.

Технология предназначена

для применения на скважинах, где исключена возможность нефтегазопроявлений (месторождения на поздней стадии разработки, низкие и аномально низкие пластовые давления на нефтяных месторождениях с незначительным газовым фактором и др.).

Технология включает

три независимых комплекса технологических приемов периодической эксплуатации скважин мобильными подъемными установками: свабирование по колонне насосно-компрессорных труб (НКТ), свабирование по эксплуатационной колонне (ЭК) и откачка скважинной жидкости длинноходовыми штанговыми насосами (ДШН) с приводом от подъемника. Каждый из комплексов приемов имеет свои преимущества и недостатки, на конкретной скважине применяется один из трех комплексов. Выбор того или иного комплекса технологических приемов определяется геолого-техническими характеристиками скважины, наличием в распоряжении нефтедобывающего предприятия необходимого оборудования, возможностью его монтажа в скважине, опытом работы персонала, состоянием эксплуатационной колонны скважины и другими факторами.



ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ СВАБИРОВАНИЯ

УСТАНОВКА ДЛЯ ДОБЫЧИ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ ИЗ ДВУХУСТЬЕВЫХ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН СВАБИРОВАНИЕМ ПО ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ КОЛОННАМ

Назначение

Способ реализован в виде технологии добычи сверхвязкой нефти из двухустьевых горизонтальных скважин свабированием по эксплуатационным колоннам.

Область применения

Двухустьевые горизонтальные скважины с одним вертикальным и одним наклонным устьем, эксплуатирующие месторождения природных битумов с применением парогравитационного дренирования пласта.

Технология разработана на основе теоретического обоснования способа подъема жидкости из скважин свабами по эксплуатационным колоннам, опыта свабирования скважин по эксплуатационным колоннам в ОАО «Татнефть», а также анализа результатов экспериментальных и опытно-промышленных работ на Мордово-Кармальском и Ашальчинском месторождениях сверхвязких нефтей.

УСТАНОВКА ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ (ОРЭ) ДВУХ ОБЪЕКТОВ, СОВМЕЩАЮЩАЯ ДОБЫЧУ С ЗАВОДНЕНИЕМ (УОРЭДЗ-146 (168))

Патент РФ № 2305747

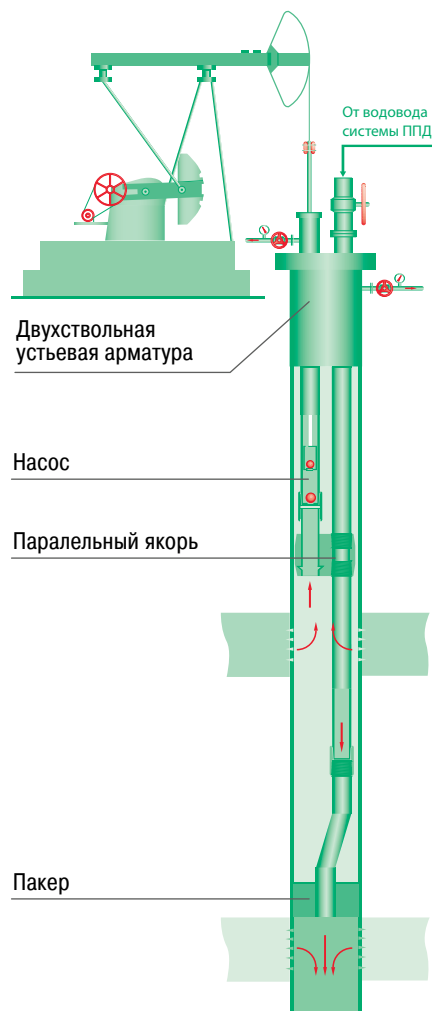


Схема ОРЭ

Назначение

Технология одновременно-раздельной эксплуатации и закачки (ОРЭиЗ) предназначена для одновременно-раздельной эксплуатации двух и более пластов одной скважиной.

Применение:

- скважины, имеющие значительные различия коллекторских свойств пластов и характеристик нефтей;
- обводненные скважины при больших перепадах давлений;
- для присоединения к уже эксплуатируемому горизонту малопродуктивного, эксплуатация которого отдельной скважиной нерентабельна;
- скважины с большим расстоянием по глубине между объектами.

Преимущества:

- сокращение объемов бурения за счет использования ствола одной скважины;
- эксплуатация одновременно объектов с разными коллекторскими характеристиками и свойствами нефтей;
- повышение рентабельности отдельных скважин за счет подключения других объектов разработки или разных по свойствам пластов одного объекта разработки.

УСТАНОВКА ДЛЯ ОРЭ ДВУХ ПЛАСТОВ В СКВАЖИНАХ, ОБОРУДОВАННЫХ ЭЦН (УОРЭ ЭЦН-146(168))

Патент РФ № 2339798

Назначение

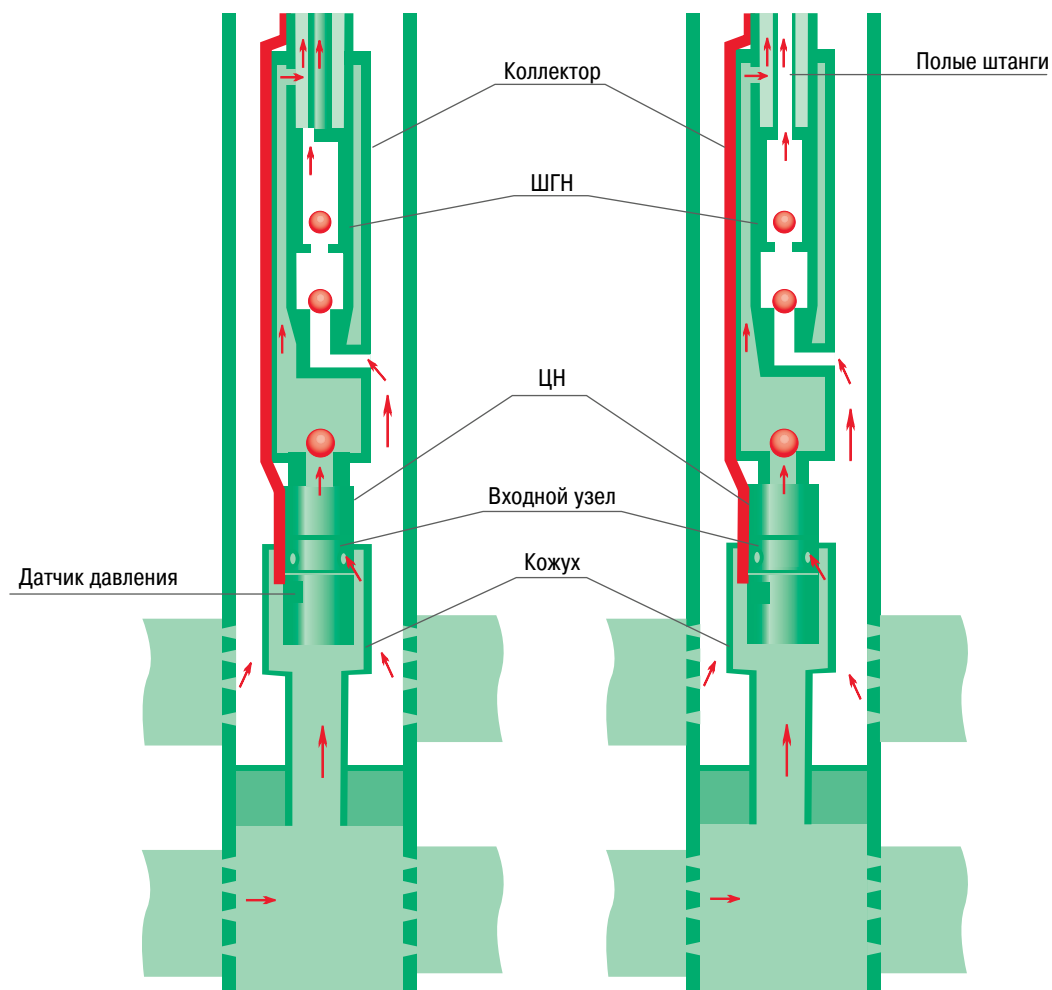
Метод одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) предназначен для одновременно-раздельной эксплуатации двух и более пластов одной скважиной.

Применение:

- скважины, имеющие значительные различия коллекторских свойств пластов и характеристик нефтей;
- обводненные скважины при больших перепадах давлений;
- для присоединения к уже эксплуатируемому горизонту малопродуктивного, эксплуатация которого отдельной скважиной нерентабельна;
- скважины с большим расстоянием по глубине между объектами.

Эффективность внедрения:

- сокращение объемов бурения за счет использования ствола одной скважины;
- эксплуатация одновременно объектов с разными коллекторскими характеристиками и свойствами нефтей;
- повышение рентабельности отдельных скважин за счет подключения других объектов разработки или разных по свойствам пластов одного объекта разработки;
- использование телеметрии ЭПН повышает эффективность контроля за добычей из нижнего пласта.



Установка для ОРЭ с ЭЦН

УСТАНОВКА ДЛЯ ВНУТРИСКВАЖИННОЙ ПЕРЕКАЧКИ ПОДЗЕМНЫХ ВОД ИЗ НИЖНЕГО ПЛАСТА В ВЕРХНИЙ

Патенты РФ №№2351749, 77900

Область применения

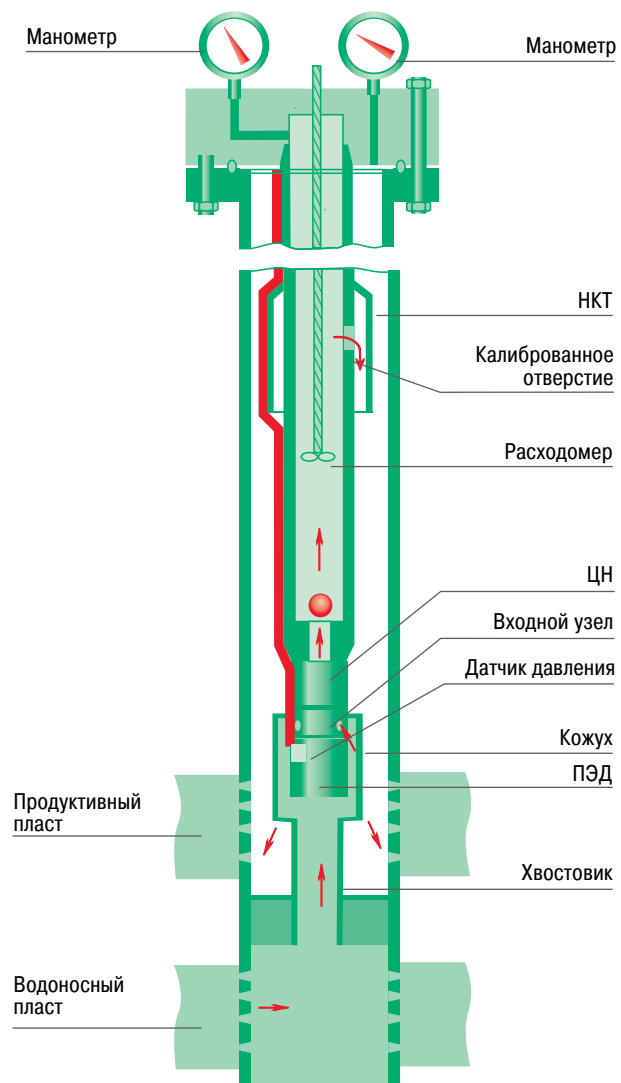
Нагнетательные скважины, имеющие два вскрытых объекта разработки: нижний водоносный (донор), верхний нефтеносный (акцептор).

Обозначения

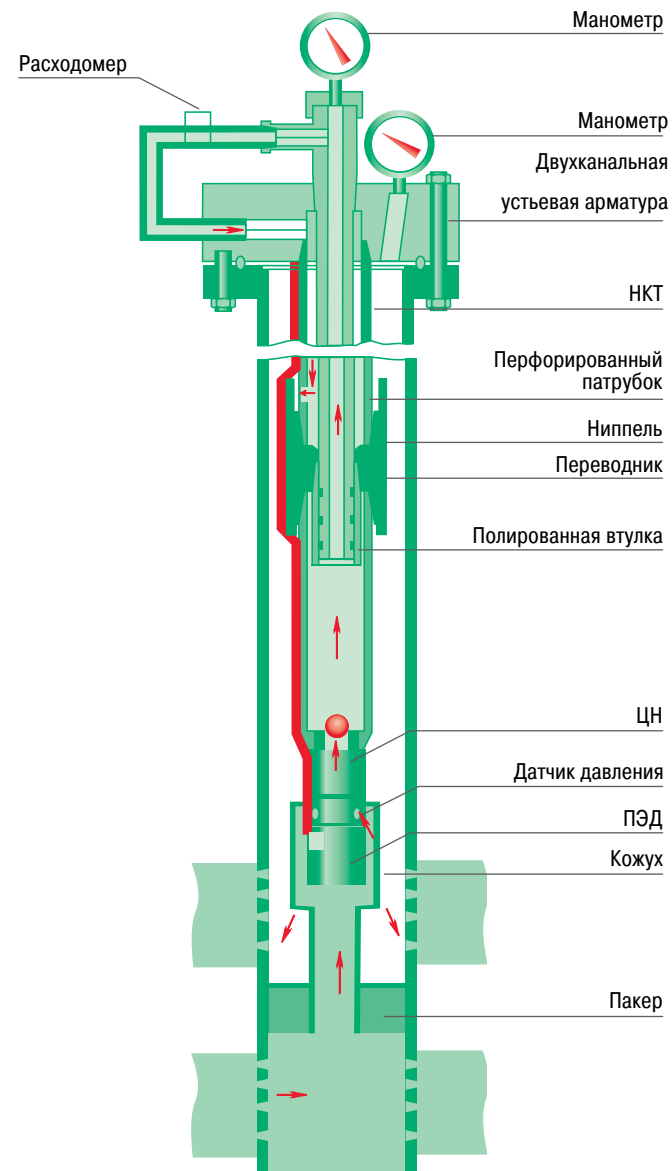
УВСП 1-146 (168) или УВСП 2-146 (168).

Эффективность внедрения:

- установка позволяет в отсутствие или большом удалении системы поддержания пластового давления (ППД) организовать поддержание пластового давления на небольших площадях;
- позволяет экономить на бурении скважины, в установке наземного насосного оборудования, на наземных коммуникациях;
- обеспечивает перекачку пластовой воды из водоносного пласта в разрабатываемый нефтеносный пласт.



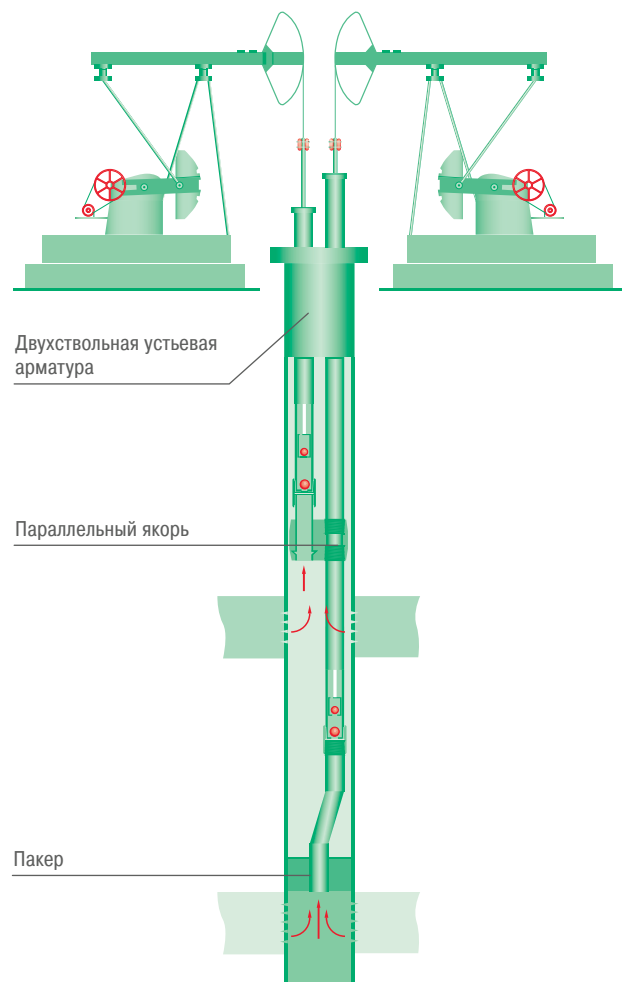
Внутрискважинная перекачка воды



Установка для внутрискважинной перекачки воды из нижнего пласта в верхний

УСТАНОВКА ДЛЯ ОРЭ ДВУХ ОБЪЕКТОВ С РАЗДЕЛЬНЫМ ПОДЪЕМОМ ПРОДУКЦИИ

Патент РФ № 2305747



Двухлифтовая установка для ОРЭ

Предназначение

Метод одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) предназначен для одновременно-раздельной эксплуатации двух и более пластов одной скважиной.

Применение

- скважины, имеющие значительные различия коллекторских свойств пластов и характеристик нефти;
- обводнённые скважины при больших перепадах давлений;
- для присоединения к уже эксплуатируемому горизонту малопродуктивного, эксплуатация которого отдельной скважиной нерентабельна;
- скважины с большим расстоянием по глубине между объектами.

Эффективность внедрения:

- сокращение объёмов бурения за счёт использования ствола одной скважины;
- эксплуатация одновременно объектов с разными коллекторскими характеристиками и свойствами нефти;
- повышение рентабельности отдельных скважин за счёт подключения других объектов разработки или разных по свойствам пластов одного объекта разработки.

УСТАНОВКА ДЛЯ ОРЭ ДВУХ ОБЪЕКТОВ УОРЭ-146(168)

Патент РФ № 2221136

Предназначение

Метод одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) предназначен для одновременно-раздельной эксплуатации двух и более пластов одной скважиной.

Применение:

- скважины, имеющие значительные различия коллекторских свойств пластов и характеристик нефти;
- обводнённые скважины при больших перепадах давлений;
- для присоединения к уже эксплуатируемому горизонту малопродуктивного, эксплуатация которого отдельной скважиной нерентабельна;
- скважины с большим расстоянием по глубине между объектами.

Эффективность внедрения:

- сокращение объёмов бурения за счёт использования ствола одной скважины;
- эксплуатация одновременно объектов с разными коллекторскими характеристиками и свойствами нефти;
- повышение рентабельности отдельных скважин за счёт подключения других объектов разработки или разных по свойствам пластов одного объекта разработки.

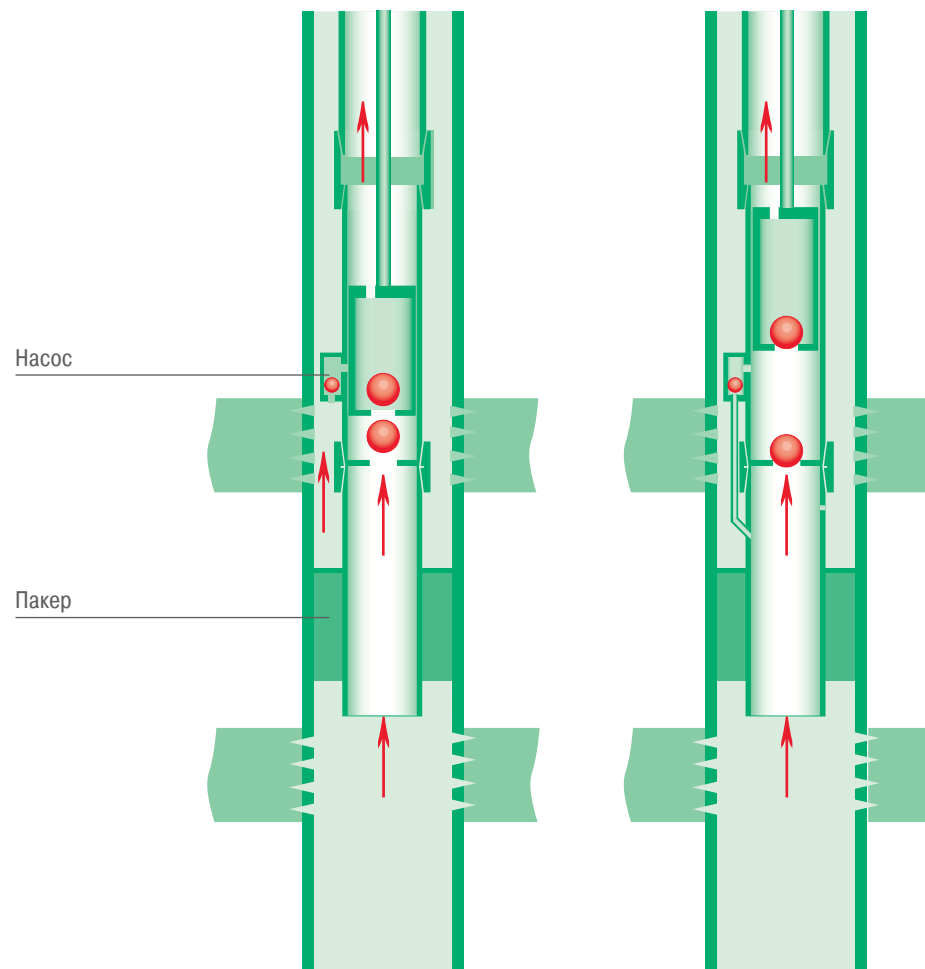


Схема однолифтовой установки для ОРЭ

УСТАНОВКА ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДВУХ ОБЪЕКТОВ В СКВАЖИНЕ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОГО НАСОСА И ПОЛЫХ ШТАНГ

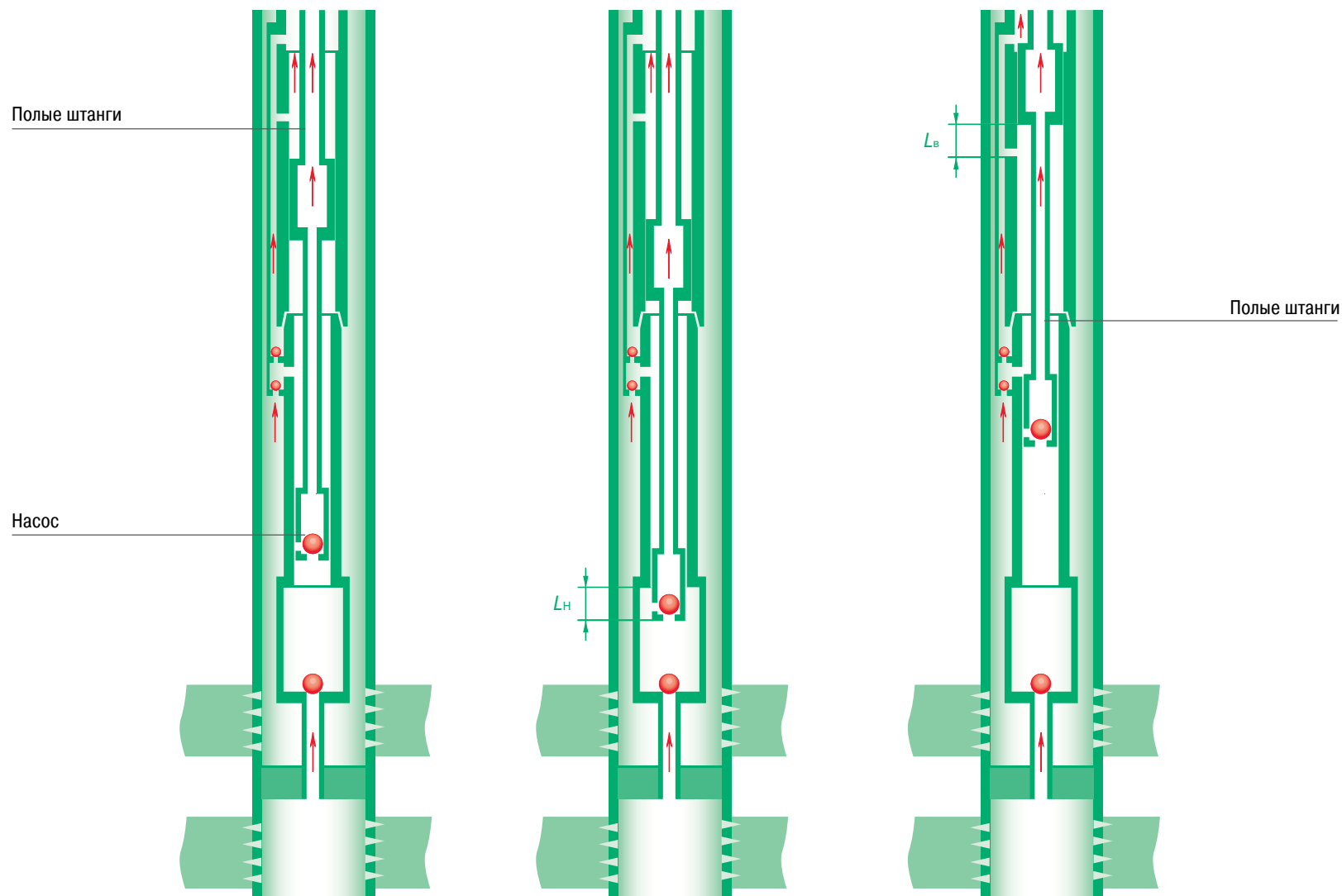
Патент РФ № 2386794

Назначение

Установка для одновременно-раздельной эксплуатации двух объектов в скважине с использованием дифференциального насоса и полых штанг УОРЭ ДН обеспечивает разобщение пластов, раздельную их эксплуатацию, учёт добываемой продукции, а также достижение проектных темпов разработки.

Эффективность внедрения:

- Одновременно-раздельно эксплуатировать объекты, которые запрещено эксплуатировать совместно проектами, РД, правилами и т.п.
- Скважины с большой разностью пластовых давлений у объектов.
- Скважины с большой разностью по глубине залегания между объектами.
- Скважины с существенными отличиями коллекторских свойств пласта и характеристик нефтей.
- Скважины с ограничениями по депрессии одного из объектов (обводнение при больших перепадах давлений, высокая величина давления насыщения, а также другие причины).



ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ ПАКЕР «М1-Х»

Патент РФ № 2386794



Применение

Используется в эксплуатационных и нагнетательных скважинах для разобщения затрубного пространства с целью предохранения обсадной колонны от действия высоких давлений и агрессивных сред.

Описание

Извлекаемый пакер «М1-Х» с посадкой за счет сжатия или растяжения позволяет НКТ находиться в растянутом, сжатом или нейтральном положениях.

Особенности и преимущества:

- Возможность использования на малых глубинах.
- Возможность нахождения НКТ в растянутом, сжатом или нейтральном положении.
- Удерживание давления под пакером до 50 МПа.
- Посадка и извлечение вращением вправо.
- Наличие уплотнения под верхними плашками, позволяющего удалить шлам до освобождения пакера.
- Возможность использования в качестве механической пакер-пробки.
- Безопасный механизм освобождения.

Производство пакера организовано ОАО «Татнефть» и УК ООО «ТМС групп» по лицензионному соглашению с компанией Шлюмберже. Производятся три типа пакеров: М1-Х 5 3/4*2 5/8, М1-Х 6 5/8*2 7/8, М1-Х 6 5/8* 2 7/8 (наружный диаметр 142 мм).

УСТАНОВКА ДЛЯ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОГО ЗАВОДНЕНИЯ ДВУХ ОБЪЕКТОВ В ОДНОЙ СКВАЖИНЕ

Патенты РФ №N°2351801, 2353758

Применение

Установка предназначена для одновременно-раздельного заводнения двух объектов в одной скважине с оптимальными для них параметрами.

Область применения

Нагнетательные скважины, имеющие два вскрытых объекта разработки.

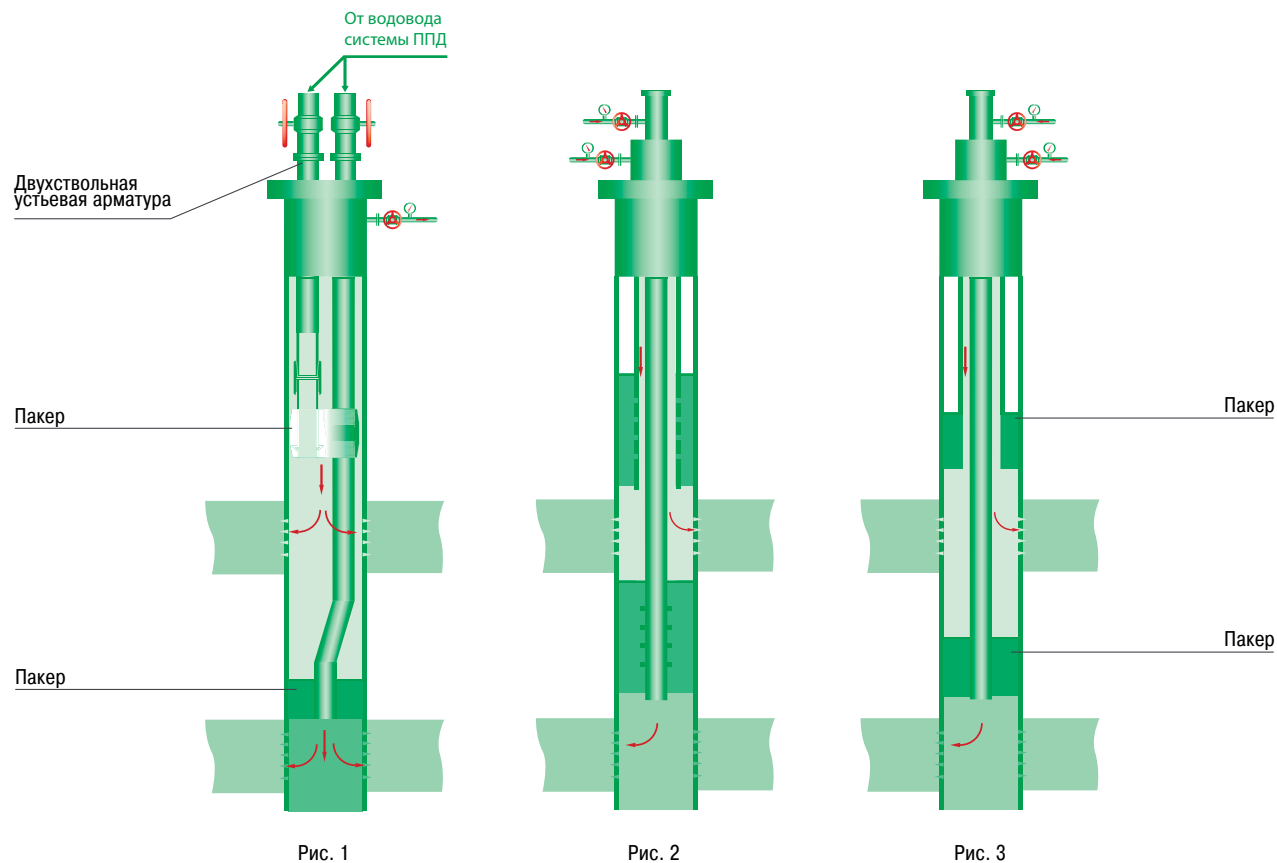
Устройство и принцип действия:

Установка для одновременно-раздельного заводнения двух объектов может быть с параллельным или концентричным расположением насосно-компрессорных труб (НКТ) в скважине.

Схема установки с параллельным расположением труб изображена на рис. 1. Установка состоит из подземного и наземного оборудования. В состав подземного оборудования установки входит пакер для разобщения объектов, параллельный двухканальный якорь для ограничения относительного перемещения колонн НКТ и две расположенные параллельно колонны НКТ: короткая (КК) и длинная (ДК). Наземная часть содержит двухканальную устьевую арматуру.

Схемы установок с концентричным расположением труб изображены на рис. 2 и 3. Установки состоят из подземного и наземного оборудования и отличаются способом соединения колонны НКТ с пакером. В состав подземного оборудования установки входят два пакера, нижний из которых

служит для разобщения объектов, а верхний для защиты эксплуатационной колонны (ЭК) от высокого давления и две расположенные концентрично колонны НКТ: внутренняя (ВК) и наружная (НК). Наземная часть содержит концентричную двухканальную устьевую арматуру.



АНАЛИЗАТОР ПОТОЧНЫЙ РАСТВОРЕННОГО В ВОДЕ КИСЛОРОДА РК-1



Применение

Измерение массовой концентрации растворенного кислорода в закачиваемых в пласт сточной и пресной водах.

Отличительные особенности

Измерения выполняются методом поляризации измерительного электрода относительно вспомогательного и измерения тока деполяризации, возникающего в результате диффузии растворенного кислорода из исследуемой жидкости через избирательную мембрану и последующей электрохимической реакции его восстановления на поверхности измерительного электрода.

Измерительная ячейка подключается непосредственно к водоводу.

Наименование показателя	Значение
Диапазон измерения растворенного кислорода, мг/дм ³	от 0 до 20
Граница погрешности, %, не более	± 2,5
Температура измеряемой среды, °С	от 0 до +50
Инерционность, с	10
Индикация	цифровая
Выходной канал	аналоговый
Напряжение питания от сети переменного тока, В	220 ± 15%

АНАЛИЗАТОР ЗАГРЯЗНЕНИЙ СТОЧНОЙ ВОДЫ СТОК-101

Применение

Измерение массовой концентрации загрязнений (нефтепродукты, твердые взвешенные частицы) в закачиваемых в пласт сточных водах на основе ультразвуковой наноскопии.

Позволяет осуществить оперативный и непрерывный контроль за качеством сточной воды, мониторинг качества подготовки сточных вод непосредственно в трубопроводе.

Отличительные особенности:

- ультразвуковой датчик устанавливается на трубопровод без остановки процесса;
- измерения выполняются методом ввода и отражения от частиц загрязнений ультразвуковых колебаний;
- концентрация загрязнений выводится на компьютер, входящий в комплект поставки;
- измерения проводятся с заданной периодичностью (от одной минуты до нескольких часов).

Наименование показателя	Значение
Диапазон измерения загрязнений, мг/дм ³ , в пределах	от 15 до 200
Граница погрешности, %, не более	115
Продолжительность одного цикла измерений, мин	1
Температура измеряемой среды, °С	от +5 до +40
Питание анализатора от сети через блок питания: - напряжение, В - частота, Гц	220 50 ± 1
Потребляемая мощность, В*А, не более	5
Время установления рабочего режима, с, не более	1
Коммуникационный интерфейс связи с компьютером	220 ± 1 соответствует стандарту RS-485 5%



ТЕХНОЛОГИЯ ОЧИСТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН СИСТЕМЫ ППД МЕТОДАМИ ИЗЛИВОВ

Патенты РФ №№2244113, 2306405, 2269647, 2293175, 41793, 47961, 57358

Область применения

Нагнетательные скважины существующих систем поддержания пластового давления на нефтяных месторождениях ОАО «Татнефть».

Назначение

Очистка призабойной зоны нефтяного пласта в нагнетательных скважинах при эксплуатации низкопроницаемых пластов или ухудшивших свои эксплуатационные показатели вследствие загрязнения при-скважинной зоны в соответствии с РД 153-39.0-7112-11 «Инструкция по применению технологии очистки призабойной зоны нагнетательных скважин системы поддержания пластового давления методами изливов на месторождениях ОАО «Татнефть» и РД 153-39.0-689-10 «Регламент периодичности очистки призабойной зоны пласта нагнетательных скважин системы поддержания пластового давления ОАО «Татнефть».

Описание технологии:

Технологический процесс очистки ПЗП нагнетательных скважин методом изливов включает в себя:

- выделение групп низкопроницаемых нагнетательных скважин с высокопроницаемой призабойной зоной коллекторов и высокопроницаемых нагнетательных скважин с высокопроницаемой призабойной зоной коллекторов в единой гидродинамической системе,
- определение свойства коллекторов каждой из скважин, допустимой степени загрязнения жидкости, принимаемой высокопроницаемыми нагнетательными скважинами
- излив расчетного объема жидкости из низкопроницаемых коллекторов в высокопроницаемые коллекторы либо в низкопроницаемые, но с меньшим пластовым давлением, коллекторы через высокопроницаемые скважины с очисткой этой жидкости до допустимой степени загрязнения, принимаемой высокопроницаемыми нагнетательными скважинами.

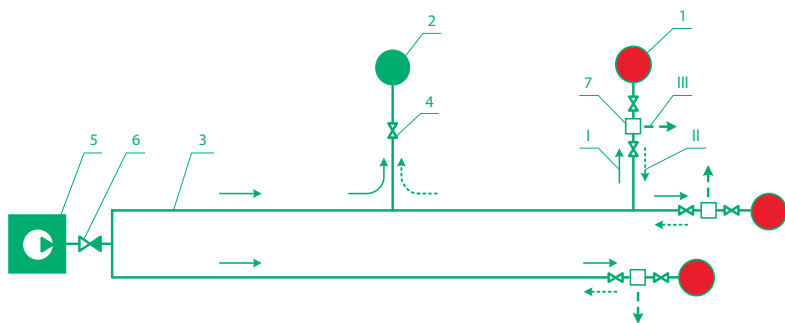
Технология комбинированного излива представляет собой процесс излива жидкости по совмещенной схеме: вначале в водовод, а затем – в автоцистерноводовоз. При проведении излива в систему водоводов направляется только относительно чистая вода из нагнетательной скважины, ограниченная объемом спущенных в нагнетательную скважину НКТ и объемом между башмаком НКТ и подошвой перфорированного пласта. При подходе к устью нагнетательной скважины жидкости излива из очищаемой ПЗП производят переключение потока излива из системы водоводов в емкость водовоза для утилизации выносимых изливом загрязнений.

Технология позволяет:

- сократить затраты на очистку призабойной зоны пласта нагнетательных скважин по сравнению с традиционными методами (в том числе с традиционным изливом в емкость);
- снизить расходы электроэнергии на поддержание пластового давления при закачке воды;
- сократить объем шламов при изливах нагнетательных скважин и утилизировать их за счет перекачки изливов в высокопроницаемые скважины;
- сократить число и длительность ремонтных работ (ПРС, КРС) по восстановлению приемистости нагнетательных скважин;
- увеличить текущую добычу нефти за счет сохранения заданных темпов закачки воды (поддержания пластового давления) и сокращения числа ремонтов нагнетательной скважины;
- повысить эффективность использования фонда нагнетательных скважин;
- улучшить условия безопасности проведения работ по очистке призабойной зоны пласта (ПЗП) на месторождениях ОАО «Татнефть».

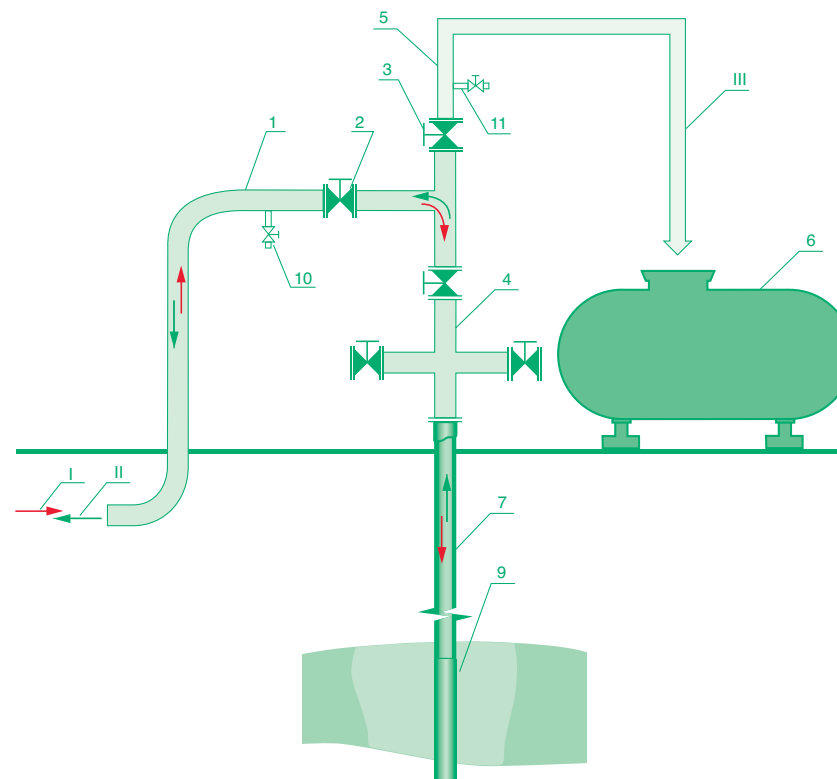
Экономическая эффективность

Срок окупаемости при успешности выполнения работ (восстановление приемистости скважины) 50% и выше - 0,4 года. Среднегодовой экономический эффект на одну нагнетательную скважину – 373,6 тыс. руб.



Очистка призабойной зоны нагнетательных скважин методом динамического излива

1	Низкопроницаемая нагнетательная скважина
2	Высокопроницаемая нагнетательная скважина
3	Водовод
4	Задвижка
5	КНС
6	Обратный клапан
7	Приустьевое очистное устройство
I	Закачка воды в пласт
II	Излив воды из низкопроницаемых нагнетательных скважин
III	Утилизация загрязнений из очистного устройства



Обвязка устьевой арматуры нагнетательной скважины для очистки призабойной зоны нагнетательных скважин с применением технологии комбинированного излива

1	Водовод	8	Продуктивный пласт
2, 3	Задвижки	9	Призабойная зона пласта
4	Нагнетательная скважина	10, 11	Пробоотборники
5	Линия для отвода загрязнений излива	I	Поток закачки в скважину
6	Емкость	II	Поток излива из скважины
7	Насосно-компрессорные трубы	III	Отвод загрязнений излива

МЕТОДЫ ОПТИМИЗАЦИИ СХЕМ ППД С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СХЕМ МЕЖСКВАЖИННОЙ ПЕРЕКАЧКИ, ИНДИВИДУАЛЬНЫХ НАСОСОВ И ГРУППОВОЙ ЗАКАЧКИ ВОДЫ В ПРОДУКТИВНЫЙ ПЛАСТ

Патенты №№96609; 2387816; 92090; 2397318

Свидетельства о регистрации программ для ЭВМ №№2010616781, 2010617037

Назначение

Повышение энергоэффективности эксплуатации системы ППД.

Область применения

Системы поддержания пластового давления. Новые технологические схемы закачки, позволяющие снизить энергопотребление и себестоимость, увеличить время между очистками призабойной зоны, снизить давление в высоконапорных водоводах. Инструментом, позволяющим оптимизировать показатели системы ППД, является разработанное программное обеспечение (ПО), которое позволяет выполнить многовариантные расчёты в зависимости от изменения структурных схем, замены насосов, сезонных изменений и т.д.

Технология позволяет:

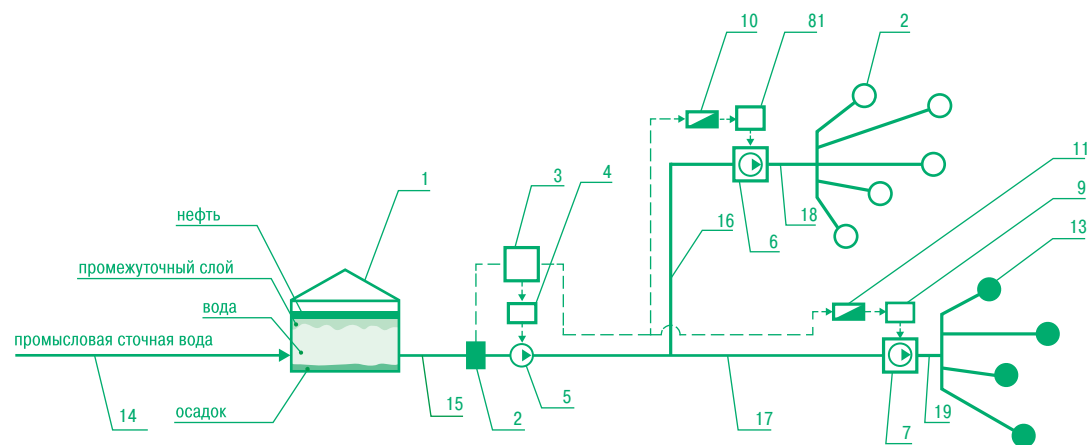
- сократить затраты на очистку ПЗП нагнетательных скважин по сравнению с традиционными методами (в том числе с традиционным изливом в емкость);
- снизить расходы электроэнергии на ППД при закачке воды;
- сократить объем шламов при разливах нагнетательных скважин и утилизировать их за счет перекачки изливов в высокоприемистые скважины;
- сократить число и длительность ремонтных работ (ПРС, КРС) по восстановлению приемистости нагнетательных скважин;
- повысить эффективность использования фонда нагнетательных скважин.

Инструкция по обследованию системы ППД с целью повышения эффективности её эксплуатации определяет:

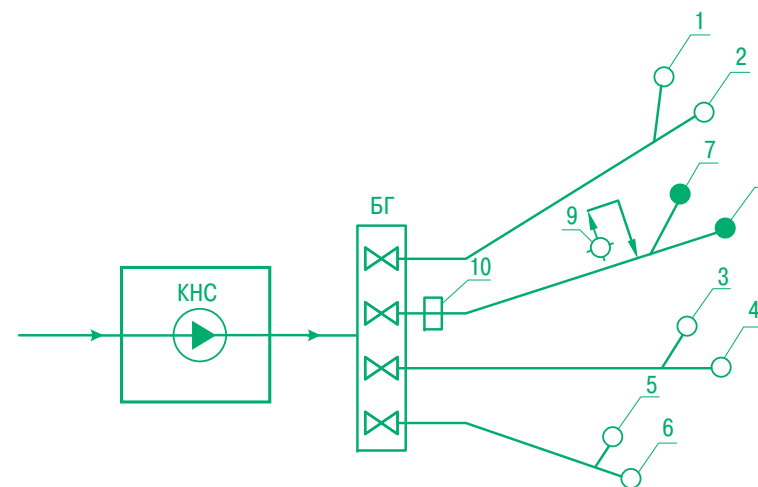
- методические указания по анализу, улучшению показателей элементов существующей системы ППД, а также в случаях технологических изменений этих показателей и на перспективу;
- требования по оптимизации трубопроводной системы и насосного оборудования системы ППД, по использованию альтернативных схем заводнения в сравнении со схемой заводнения «КНС – ППД»;
- методические указания по минимизации затрат на выполнение заданий по закачке воды в систему ППД и оценке резервов НГДУ в области энергосбережения на объектах ППД.

Экономия затрат на закачку составляет до 1 руб./м³ при оптимизации по предложенным методам.

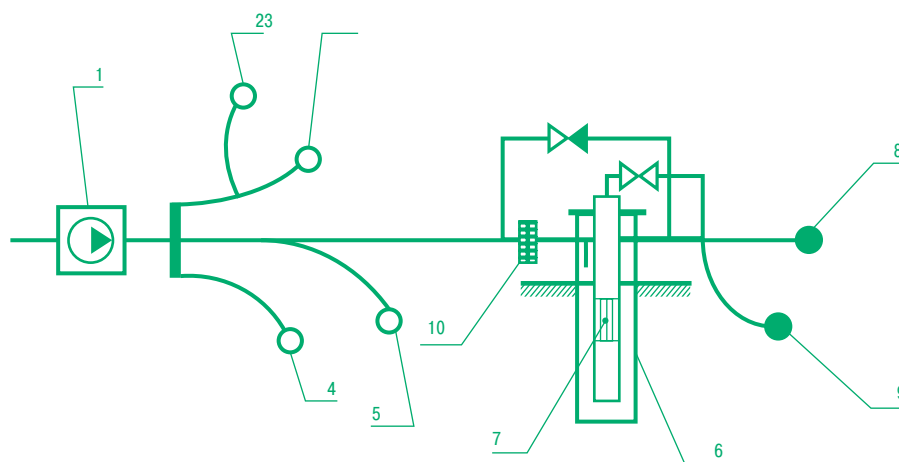
Технологическая схема «интеллектуальной» системы закачки воды



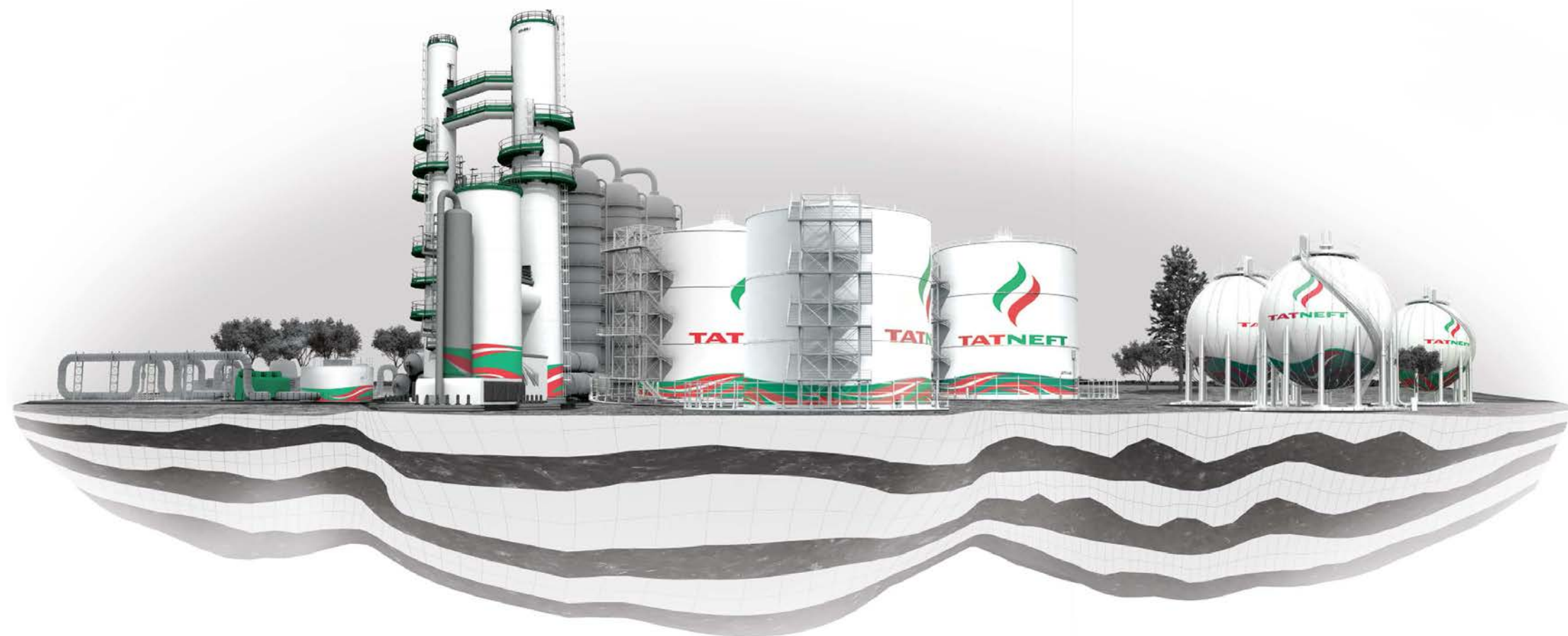
Технологическая схема совместной закачки воды насосами систем КНС и МСП



Технологическая схема совместной закачки воды насосами систем КНС и шурфовой КНС



1, 2, 3, 4, 5, 6	Высокоприемистые нагнетательные скважины
7, 8	Низкоприемистые нагнетательные скважины или нагнетательные скважины, требующие более высокого качества воды
9	Водозаборная скважина
10	Запорно-регулирующая арматура



Подготовка нефти,
газа и воды

ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ

Патенты РФ №№1397473, 2316376

Предназначение

Промысловая подготовка сверхвязкой нефти до товарной кондиции.

Область применения

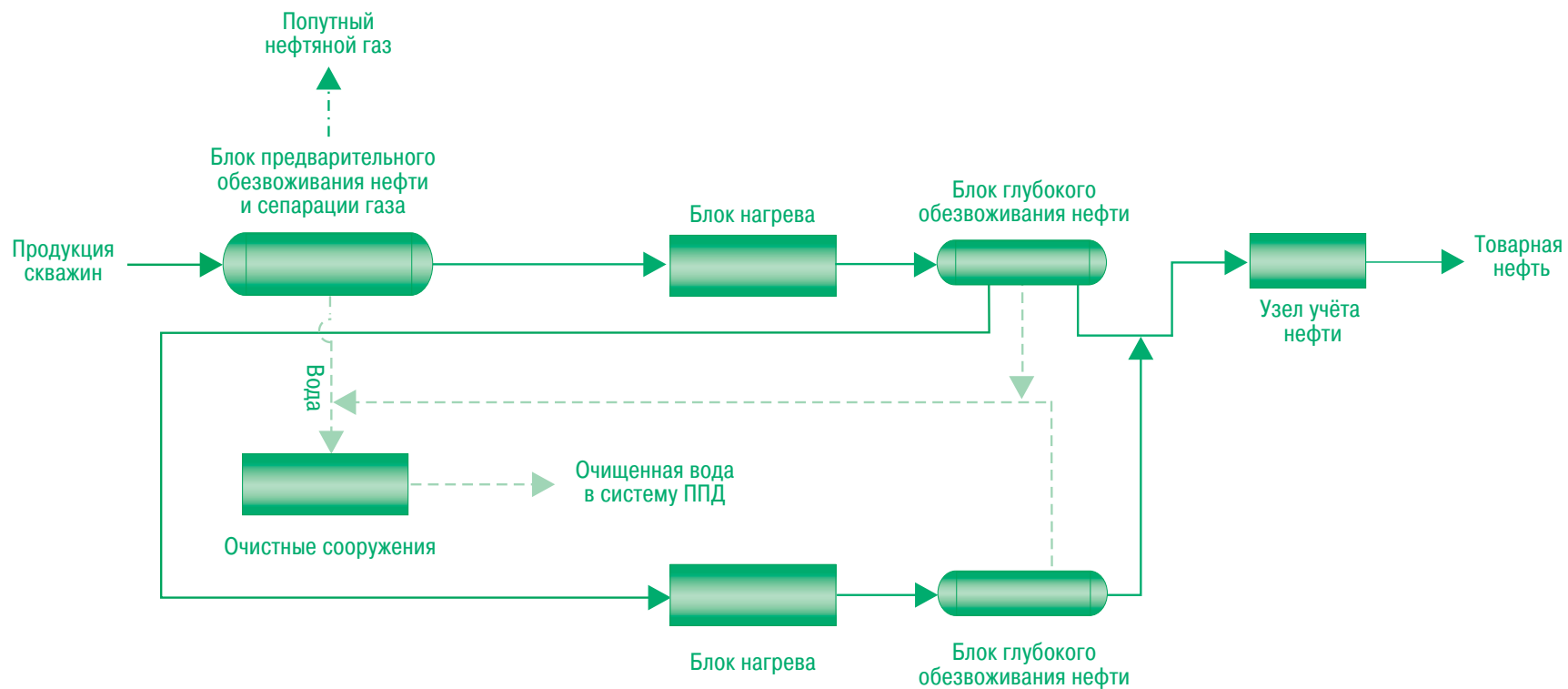
Установки подготовки сверхвязкой нефти на промыслах.

Технологии:

- технология с «жестким» режимом термохимического обезвоживания с последующим электрообезвоживанием сверхвязкой нефти;
- технология с «умеренным» режимом термохимического обезвоживания сверхвязкой нефти в смеси с углеводородным разбавителем;
- технология с «умеренным» режимом термохимического обезвоживания с последующим выпариванием остаточной воды из сверхвязкой нефти.

Технологии обеспечивают:

- разрушение высокоустойчивых эмульсий сверхвязкой нефти;
- обезвоживание сверхвязкой нефти до 1-й группы качества по ГОСТ Р 51858-2002;
- экологически безопасную подготовку сверхвязкой нефти.



СЕПАРАЦИЯ НЕФТИ НА КОНЦЕВЫХ УЧАСТКАХ СИСТЕМ СБОРА НЕФТИ И ГАЗА

Патент РФ №2223810

Назначение

Сепарация и предварительное обезвоживание нефти в трубопроводной системе транспорта продукции скважин.

Краткое описание

Технология предусматривает поступление продукции скважин в расширенную часть приемного трубопровода конечного участка системы сбора — в делитель фаз, расслоение смеси на фазы, обработку каждой фазы в коалесцирующих насадках с последующим отбором нефти, газа и воды отдельными потоками.

Технологические характеристики:

Производительность – до 10000 м³/сут;

Количество сбрасываемой воды (от исходной) – 85-90%;

Наличие в воде:

- нефтепродуктов – 50-120 мг/л;

- ТВЧ – 50-100 мг/л.

Остаточное содержание воды в нефти – до 5-15%.

Область применения:

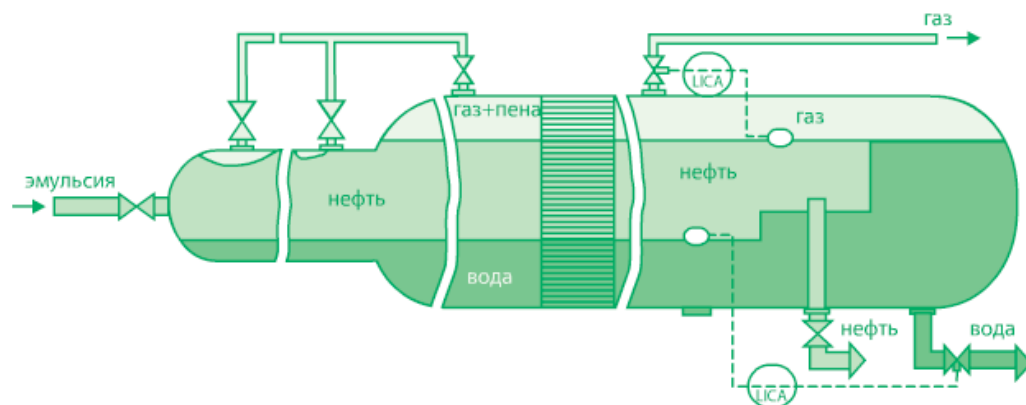
- дожимные насосные станции;
- установки сепарации и обезвоживания нефти;
- установки подготовки нефти.

Технология позволяет:

- уменьшить металлоёмкость объектов;
- уменьшить размеры производственных площадок;
- повысить производительность и стабилизировать режимы работы установок подготовки нефти;
- уменьшить капиталовложения объектов;
- уменьшить себестоимость всех основных процессов подготовки нефти.

Отличительные особенности:

- высокая удельная производительность за счет развитой поверхности контакта фаз с коалесцирующими насадками;
- работа без постоянного персонала;
- простота конструкции и обслуживания делителя фаз;
- удобство транспортирования и монтажа оборудования.



ТЕХНОЛОГИЯ ОЧИСТКИ НЕФТИ ОТ СЕРОВОДОРОДА

Патент РФ №2223810

Назначение

Технология очистки нефти от сероводорода методом её отдувки углеводородным газом в колонне предназначена для доведения качества товарной нефти по остаточной массовой доле сероводорода в ней до требований ГОСТ Р 51858-2002.

Область применения

Технология используется на установках подготовки высокосернистой нефти (УПВСН).

Технологическая эффективность

Повышение качества товарной нефти за счёт снижения в ней массовой доли сероводорода до требований ГОСТ Р 51858-2002.

Экономическая эффективность

Срок окупаемости использования технологии на объектах подготовки высокосернистой нефти составляет 1,5-2,5 года.



ТЕХНОЛОГИЯ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ИНТЕНСИФИЦИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ

Назначение

Подготовка тяжелой нефти до товарной кондиции.

Область применения:

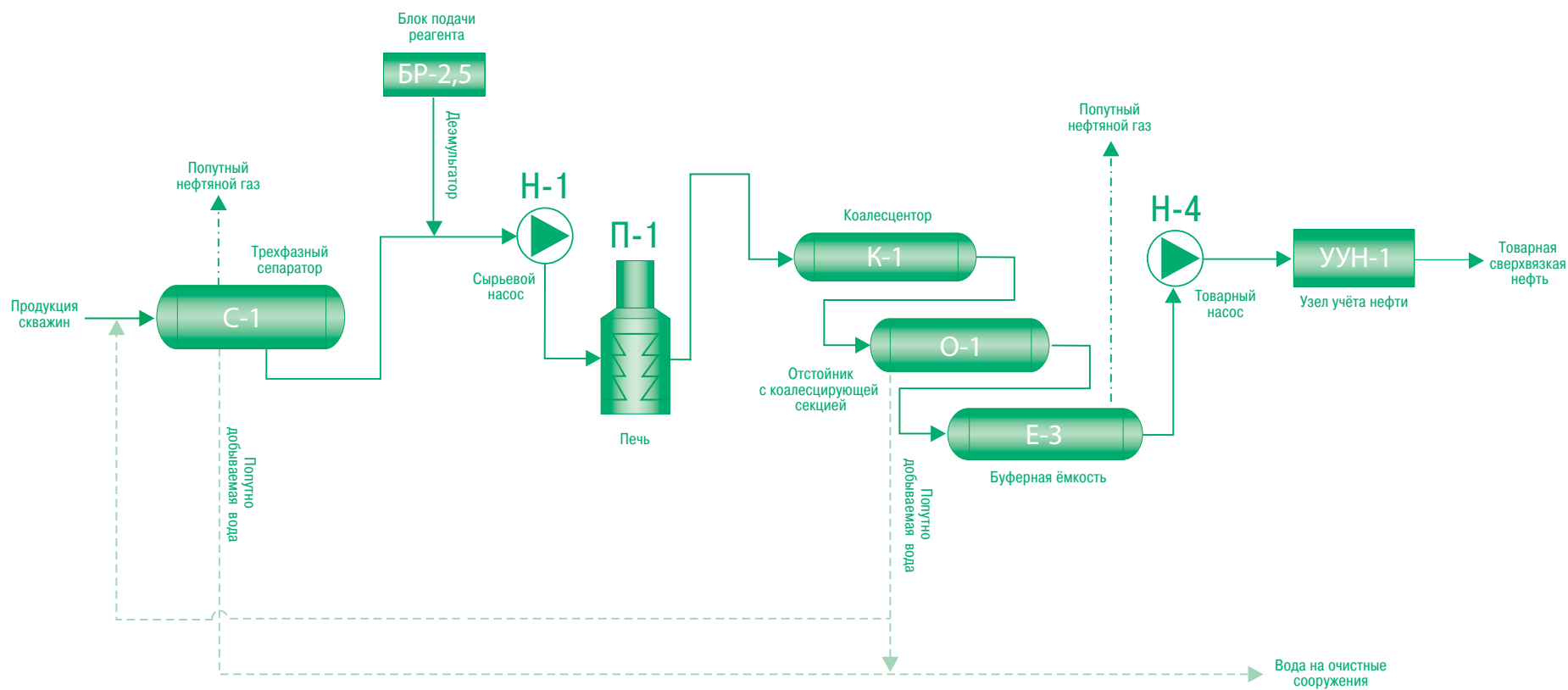
Установки подготовки тяжелой нефти.

Описание технологии:

Продукция скважин, обработанная деэмульгатором в системе нефтесбора, направляется на ступень сепарации газа и предварительного сброса воды. Далее предварительно обезвоженная нефть нагревается до температуры 80-90 °С и поступает на ступень обезвоживания, состоящую из внешнего коалесцентора и отстойника с внутренней коалесцирующей секцией. Коалесцирующие устройства способствуют укрупнению капель воды в нефти, что приводит к их более быстрому осаждению. Коалесцентор представляет собой устройство в виде трубы, внутренняя полость которой заполнена насыпной насадкой, а коалесцентно-осадительная секция отстойника выполнена в виде регулярной насадки. Товарная сверхвязкая нефть откачивается потребителю.

Преимущества:

- технология позволяет подготавливать тяжелую нефть до товарной кондиции;
- использование коалесцирующих устройств позволяет в 2,5-3 раза сократить необходимое количество отстойного оборудования, что снижает капитальные и эксплуатационные затраты при подготовке тяжелой нефти;
- простота и надёжность технологической схемы установки.



Принципиальная технологическая схема установки подготовки тяжелой нефти

КАСКАДНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ОЧИСТКИ СТОЧНЫХ ВОД ДЛЯ СИСТЕМЫ ППД

Патент РФ №2166071

Технологический процесс:

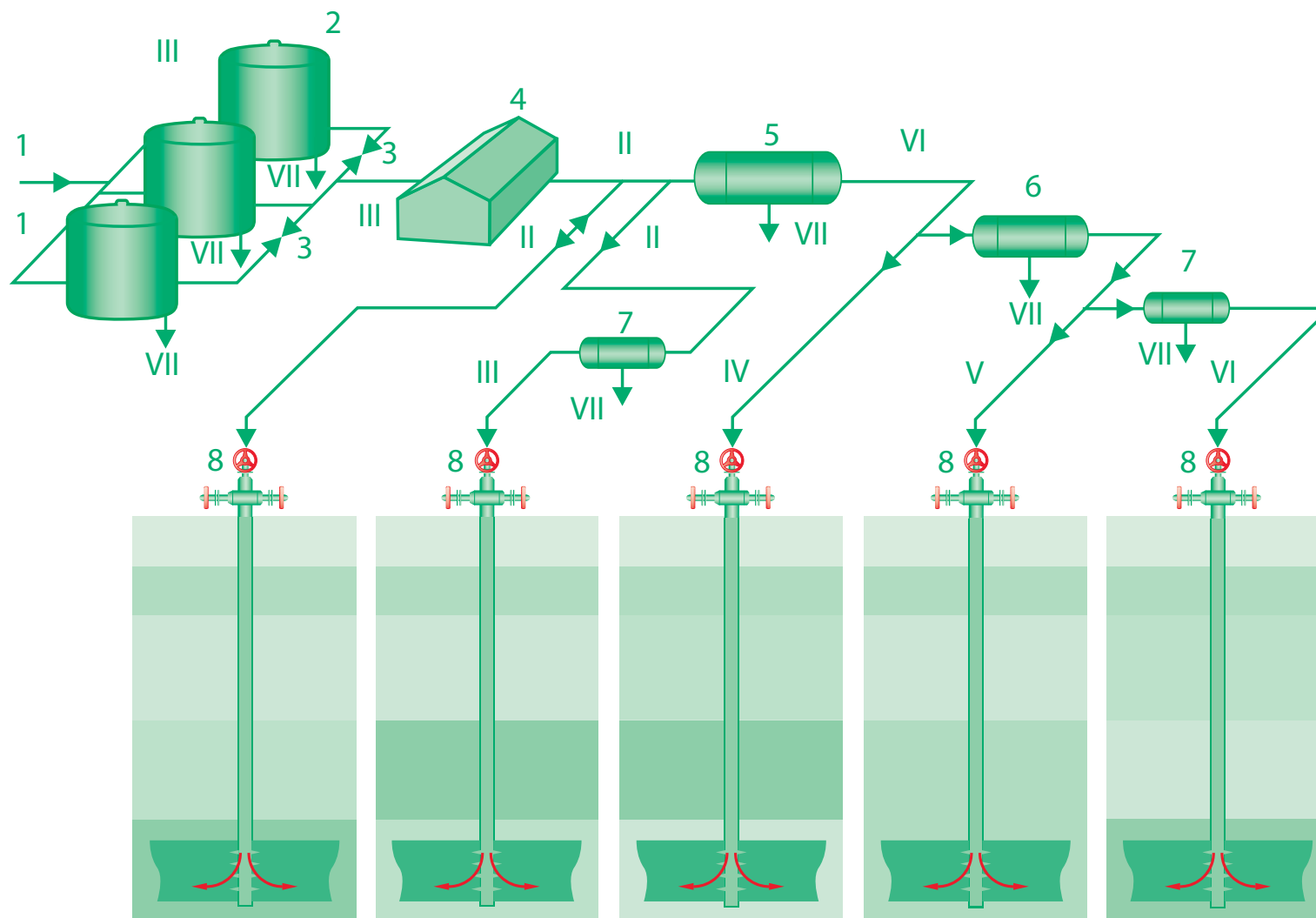
- петрографический анализ пластов и определение требований к качеству закачиваемых вод;
- дифференцированная очистка воды, в том числе в полевых условиях, в соответствии с требованиями к ее качеству.

Область применения:

- извлечение нефти, не поддающейся вытеснению традиционными средствами;
- эффективная выработка высоко- и слабопроницаемых пластов.

Экономическая эффективность:

- увеличение текущей добычи нефти;
- кратное сокращение числа и длительности ремонтных работ по восстановлению приемистости нагнетательных скважин;
- осуществление ремонтных работ в экологически чистом варианте;
- дифференцирование по объему и качеству закачиваемых вод;
- сокращение затрат на очистку закачиваемых вод;
- значительная экономия электроэнергии, затрачиваемой на поддержание пластового давления.



1 - водовод; 2 - очистные сооружения; 3 - сборный коллектор; 4 - кустовая насосная станция (КНС);
 5,6,7 - узлы доочистки воды; 8 - нагнетательная скважина;
 I - II - III - IV - V - VI - ступени качества закачиваемой воды; VII - сброс шлама.

ТЕХНОЛОГИЯ ОЧИСТКИ СТОЧНЫХ ВОД С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОАЛЕСЦИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ

Патент РФ № 2469766

Область применения

Технология относится к области подготовки нефтепромысловых сточных вод, используемых в системе поддержания пластового давления при заводнении нефтяных месторождений.

Назначение:

- Повышение производительности отстойного оборудования. Время отстаивания воды до достижения нормированного качества по нефти сокращается в 4-5 раз.
- Повышение глубины очистки сточных вод. Остаточная концентрация нефти в очищенной воде составляет до 20 мг/дм³, механических примесей – до 10 мг/дм³.

Описание технологии

Процесс очистки сточных вод, реализуемый при помощи отстаивания в вертикальных резервуарах типа РВС или горизонтальных булитах, можно значительно интенсифицировать при помощи коалесцирующих материалов, на поверхности которых будет происходить предварительное укрупнение капель эмульгированной нефти.

Разработаны типоразмеры коалесцирующих устройств, предназначенные для установки в типовые горизонтальные отстойники объемом 50, 100 и 200 м³ соответственно.

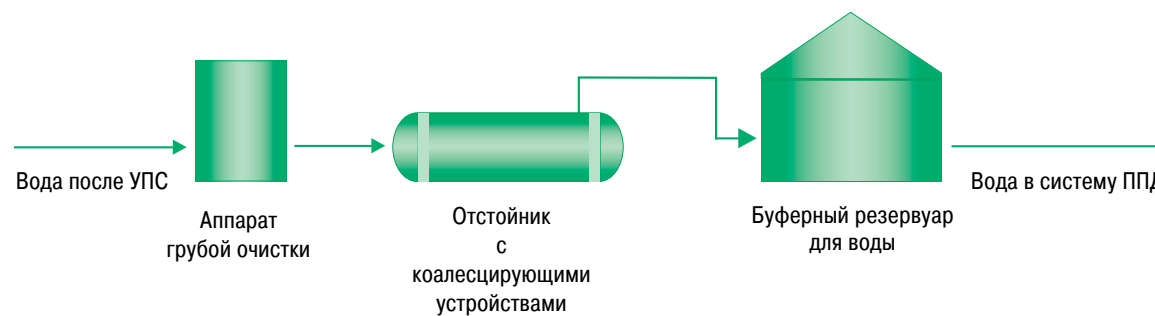
Преимущества:

Технология реализуется в компактных аппаратах, несомненными достоинствами которых являются:

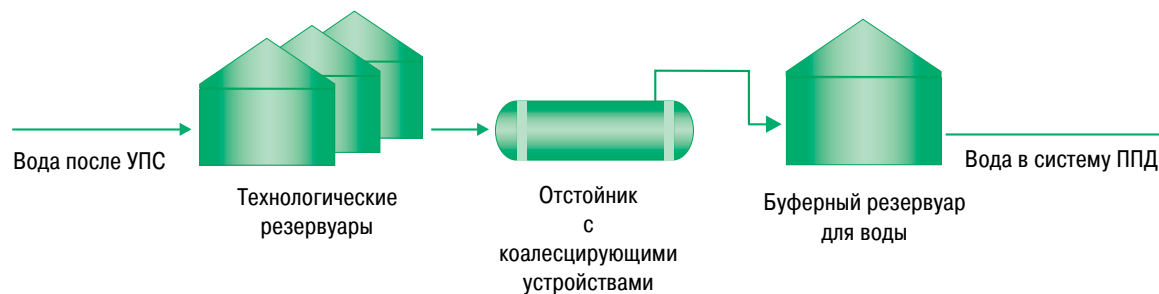
- высокая эффективность, пропускная способность и устойчивость работы в весьма широком диапазоне концентраций эмульгированного вещества;
- простота конструкторского оформления;
- удобство и минимизация обслуживания;
- устойчивость работы в весьма широком диапазоне концентраций загрязнений;
- наличие системы регенерации коалесцирующего материала.

Наименование показателя	Значение
Производительность по жидкости, м ³ /сут	от 2000 до 7000
Объем аппарата, м ³	50, 100, 200
Рабочее давление, МПа	0,6
Возможность размещения коалесцирующих устройств	от 1 до 2
Концентрация в очищенной воде, мг/дм ³ - эмульгированной нефти - твердых частиц	20 10
Частицы загрязнений в очищенной воде, мкм	менее 10

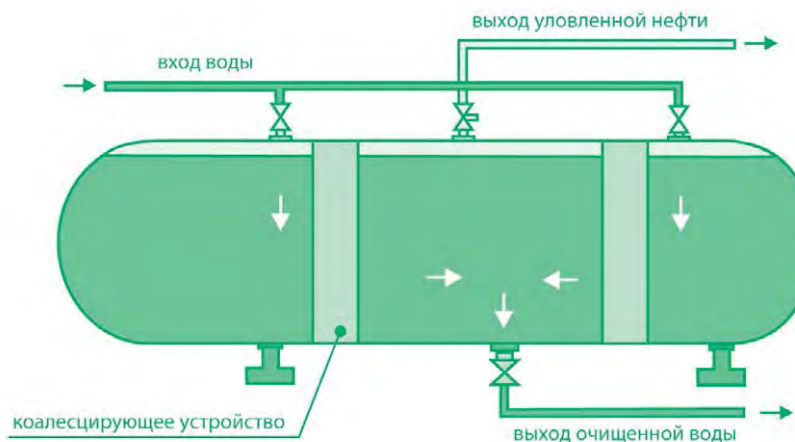
1. Отстойник с коалесцирующими устройствами – основная ступень очистки



2. Отстойник с коалесцирующими устройствами – вторая ступень очистки



3. Аппарат очистки сточных вод от нефти с применением коалесцирующих устройств



АППАРАТЫ ВОЗДУШНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ

Назначение:

Предназначены для охлаждения газов и жидкостей, конденсирования паровых и парожидкостных сред в технологических процессах химической, нефтехимической, нефтеперерабатывающей, нефтяной и газовой отраслей промышленности.

Изготавливаются аппараты воздушного охлаждения следующих типов:

- АВГ горизонтальные;
- АВЗ зигзагообразные;
- АВМ малопоточные;
- блочные конструкции аппаратов;
- аппараты с рециркуляцией нагретого воздуха;
- с условным давлением от 0,6 до 7,5 МПа; длиной труб до 12 м; поверхностью теплообмена до 11400 м².

Описание технологии:

Аппарат воздушного охлаждения состоит из трубных секций, составленных из оребренных биметаллических труб. Секции монтируются на металлической конструкции. Привод колеса вентилятора размещается на отдельной раме. Колесо вентилятора, вращаясь в полости коллектора, прогоняет воздух через межтрубное пространство секции, охлаждая продукт.

Возможно исполнение аппаратов с увлажнителями, подогревателями воздуха, с системой рециркуляции, состоящей из панелей и жалюзи с пневмоприводом поворота лопастей.

Аппараты могут быть укомплектованы колесами вентиляторов из композитных материалов и преобразователем частоты вращения электродвигателя.



ТЕПЛООБМЕННЫЕ АППАРАТЫ

Назначение:

Все многообразие теплообменной аппаратуры предназначено для нагрева и охлаждения жидких и газообразных сред в технологических процессах нефтяной, химической, нефтехимической, газовой отраслей промышленности, а также для прогрева воды в системах отопления и горячего водоснабжения жилых, общественных и промышленных зданий (используются практически во всех отраслях промышленности) с длиной труб до 9 м, диаметром кожуха от 325 до 2200 мм.

Основные группы:

- теплообменные аппараты;
- теплообменники;
- холодильники;
- испарители;
- конденсаторы: с плавающей головкой и U-образными трубами, неподвижными трубными решетками и температурным компенсатором на кожухе, испарители термосифонные, конденсаторы вакуумные;
- теплообменники типа труба в трубе разборные, неразборные.



АППАРАТЫ ЕМКОСТНЫЕ

Назначение:

Аппараты емкостные цилиндрические для жидких и газовых сред (далее по тексту - аппараты) с номинальными объемами от 2 до 50 м³, с условными давлениями от 0,8 до 2,5 МПа и температурой среды от минус 60 до 200 °С, применяются в технологических установках химической, нефтехимической, нефтеперерабатывающей, нефтяной и газовой отраслях промышленности.

Аппараты не предназначены для хранения сжиженных углеводородных газов в складских условиях. Вредность веществ, содержащихся в средах, должна быть не более класса опасности 2 ГОСТ 12.1.007-76. Жидкость должна иметь плотность не более 1000 кг/м³, температуру, не превышающую температуру кипения при рабочем давлении, и температуру, при которой давление упругости паров не превышает рабочее давление аппарата.

Аппараты изготавливаются в трех материальных исполнениях:

- сталь 16ГС-6 (от минус 30° до 200° С);
- сталь 09Г2С-8 (от минус 60° до 200° С);
- сталь 16Г2С-7 (от минус 46° до 200° С).

Климатическое исполнение аппаратов при поставке в районы с умеренным или холодным климатом УХЛ1, тропическим климатом Т1 по ГОСТу 15150.



ФИЛЬТРЫ ЖИДКОСТНЫЕ ДЛЯ ТРУБОПРОВОДОВ

Назначение:

Фильтры жидкостные сетчатые для трубопроводов на условные давления 1,6 и 4,0 МПа при температуре транспортируемой жидкости от минус 60 до 300 °С, предназначены для защиты насосного и другого оборудования в технологических установках нефтеперерабатывающей, нефтехимической, нефтяной и газовой отраслей промышленности, при работе которого размер твердых частиц механических примесей и жидкости должен быть не более 200 мкм.

Классы опасности транспортируемой жидкости 1, 2, 3 и 4 ГОСТ 12.1.007-76.

Производство:

Изготавливаются два конструктивных исполнения фильтров по способу соединения с трубопроводом:

- исполнение 1 на фланцах;
- исполнение 2 с помощью сварки.

В зависимости от температуры транспортируемой жидкости фильтры изготавливаются в четырех исполнениях:

- 1 - сталь 16ГС (от минус 30 °С до 300 °С)
- 2 - сталь 09Г2С-8 (от минус 60 °С до 300 °С)
- 3 - сталь 08Х22Н6Т (от минус 40 °С до 300 °С)
- 4 - сталь 09Г2С-7 (от минус 46 °С до 300 °С)

По требованию заказчика фильтры могут быть изготовлены с термообработкой.



БЛОКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ

Технические характеристики:

Завод выпускает технологические блоки по техническим проектам в соответствии с ОСТ 26-18-5-88, представляющие собой конструктивно законченный элемент технологической установки, состоящий из аппаратов (ёмкости, теплообменники, сепараторы, фильтры, дегазаторы и др.), оборудования (насосы, электродвигатели и др.), технологических трубопроводов (в пределах блока) с запорной, предохранительной и регулирующей арматурой, средств измерения, контроля и автоматизации с трубными и электрическими проводками к ним; металлоконструкций, которые поставляются для нефтяных и газоконденсатных месторождений страны.

Применение:

Блоки применяются в районах с умеренным и холодным климатом: устанавливаются как на открытой площадке, так и в отапливаемом помещении.

Производство:

В зависимости от рабочих параметров среды блочно-комплектное оборудование изготавливается из углеродистой, низколегированной и высоколегированной сталей.



ТЕХНОЛОГИЯ И ОБОРУДОВАНИЕ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОЙ ОБРАБОТКИ ВОДЫ ДЛЯ БОРЬБЫ С СОЛЕОТЛОЖЕНИЯМИ

Патент РФ № 2494048

Назначение

Прибор электромагнитной обработки воды (ПЭОВ) предназначен для предотвращения образования накипи на теплопередающих поверхностях и разрушения существующей накипи, а также для снижения коррозионной активности обрабатываемой воды.

Прибор разработан совместно с ОАО «КНИТИ ВТ».

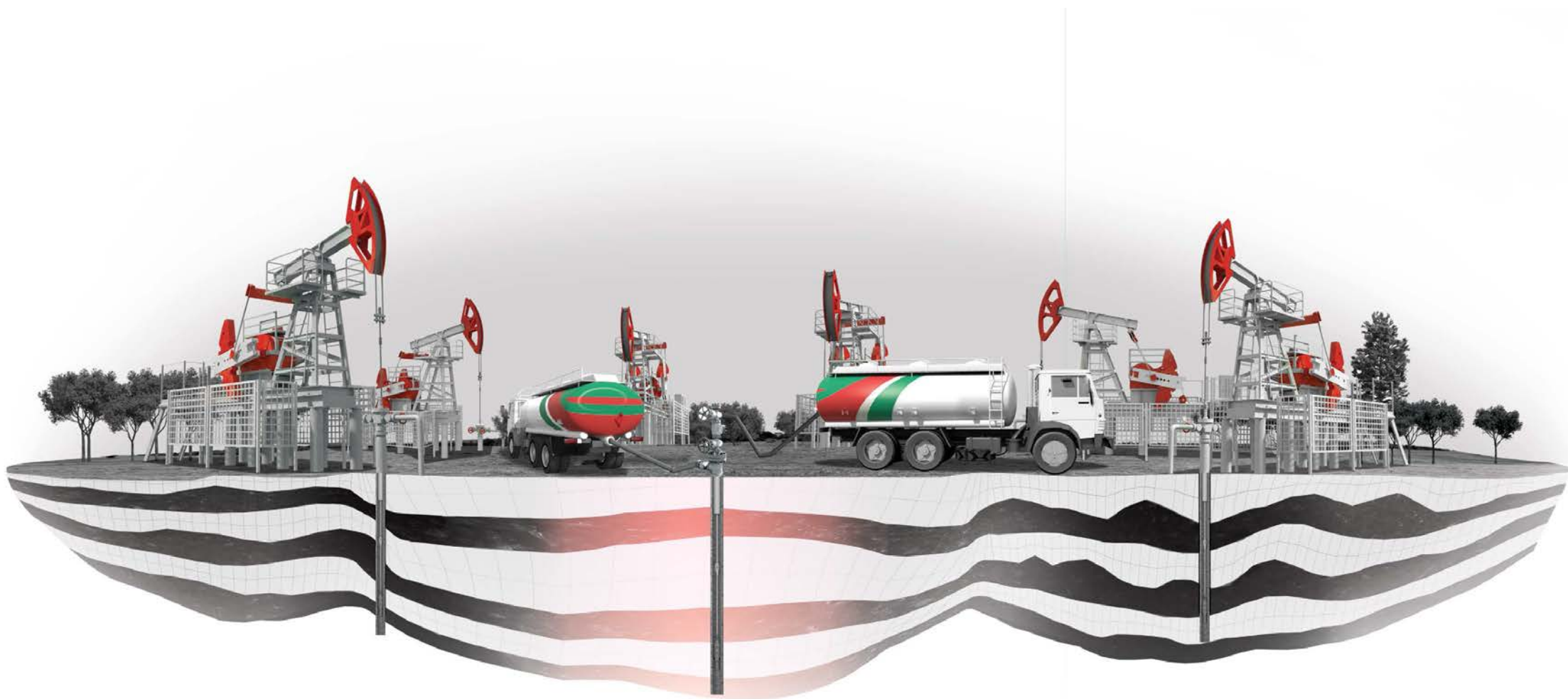
Преимущества:

- разрушение существующей накипи (в течение 2-3 месяцев) и предотвращение образования новой;
- одновременное снижение скорости коррозии (в 2-3 раза) при электромагнитном воздействии на воду;
- минимальное потребление электроэнергии (не более 50 Вт);
- простота монтажа: не требует врезки в трубопровод.

Наименование показателя	Значение
	ПЭОВ-6
Диаметр металлического трубопровода, мм	100-530
Потребляемая мощность, Вт, не более	50
Диапазон частот, генерируемых ПЭОВ-6, кГц, в пределах	0,5-10
Напряженность электрического поля, В/м, не более	500
Количество катушек-излучателей	12
Устойчивость к воздействию температур окружающего воздуха, °С	-15 до +35
Средний срок службы, лет	12
Габаритные размеры, не более, длинаХширинаХвысота, мм	632Х432Х265
Масса, кг, не более	60



Прибор электромагнитной обработки воды ПЭОВ-6 во взрывозащищенном исполнении



Повышение
нефтеотдачи пластов

ТЕХНОЛОГИЯ ПОВЫШЕНИЯ ВЫРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ КОМПОЗИЦИЙ НА ОСНОВЕ СИЛИКАТНОГО ГЕЛЯ (ТЕХНОЛОГИЯ ССГ-ВУКСЖС)

Патенты РФ №№48202, 2321733, 2483202

Технология предназначена для увеличения нефтеизвлечения за счет повышения охвата пласта и коэффициента нефтевытеснения. Метод воздействия на пласт основан на создании блокирующей оторочки неорганической микрогелевой композицией с последующей переадресацией заводнения в менее промытые интервалы и доотмывом нефти растворами поверхностно-активных веществ (ПАВ).

Разработан руководящий документ РД 153-39.0-738-11 «Инструкция по технологии повышения выработки нефтяных пластов с применением композиций на основе силикатного геля (технология ССГ-ВУКСЖС)».

Преимущества технологии:

- высокая надежность технологии в части гарантированного решения задачи ввода в пласт гелевой структуры;
- использование недорогих доступных реагентов отечественного производства – растворов силиката натрия и соляной кислоты, ПАВ, полимеров;
- регулируемость процесса образования суспензии силикатного геля с целью получения частиц геля заданного размера применительно к характеристикам коллектора;
- возможность использования как пресной, так и сточной минерализованной воды для приготовления закачиваемой композиции;
- экологичность процедуры закачки и безопасность получаемых гелевых структур для окружающей среды.

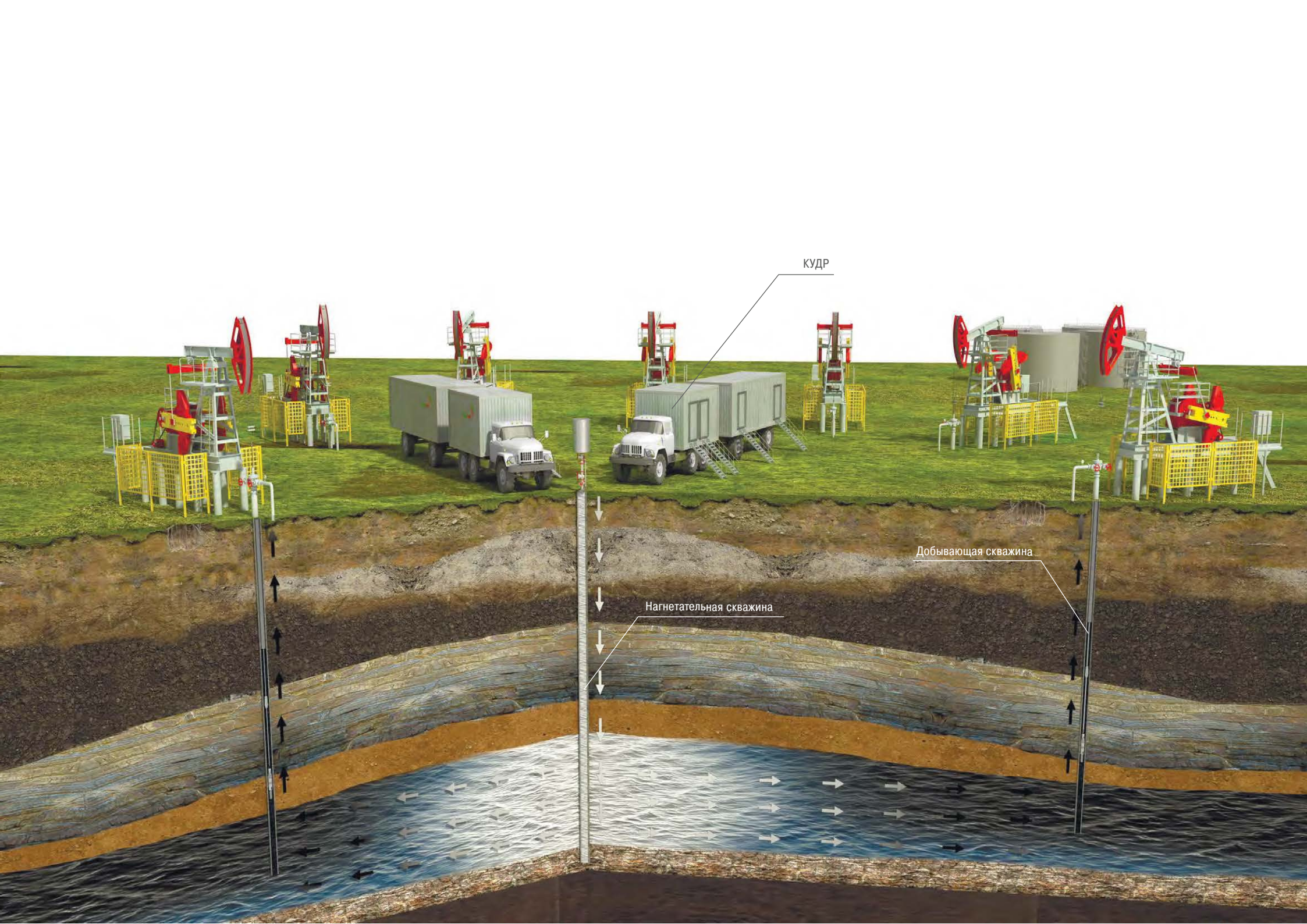
Область применения

Технологию рекомендуется применять на поздней стадии разработки нефтяного месторождения, представленного неоднородными по проницаемости коллекторами.

Технологическая эффективность

На нефтяных месторождениях ОАО «Татнефть» технология внедряется с 2012 года в промышленных масштабах.

По состоянию на 01.05.2013 года проведено 25 обработок нагнетательных скважин. Среднесуточный прирост нефти за данный период составил 5,87 т/сут. Продолжительность технологического эффекта - 1,5-2 года. Экономический эффект от применения технологии составляет 6,8 млн. рублей на одну скважину-обработку.



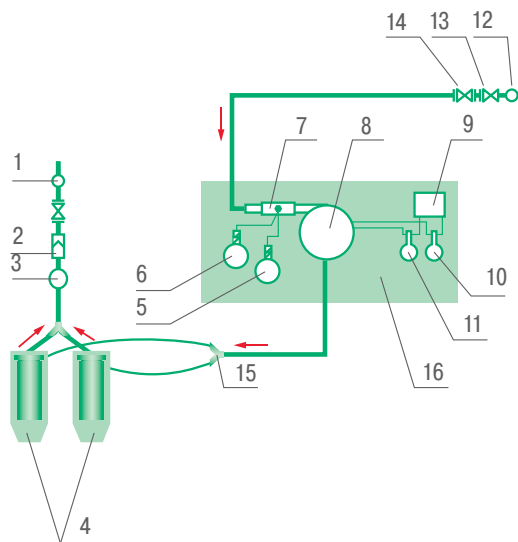
КУДР

Добывающая скважина

Нагнетательная скважина

ТЕХНОЛОГИЯ РЕГУЛИРОВАНИЯ ЗАВОДНЕНИЯ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПУТЕМ КОМБИНИРОВАННОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ОСАДКО- И ГЕЛЕОБРАЗУЮЩИМИ КОМПОЗИЦИЯМИ (ТЕХНОЛОГИЯ ГЕОС-К)

Патент РФ №2293102



Технологическая схема обвязки наземного оборудования

- 1 – нагнетательная скважина;
- 2 – обратный клапан;
- 3 – расходомер;
- 4 – насосный агрегат;
- 5 – шнековый дозатор с бункером для полиакриламида;
- 6 – шнековый дозатор с бункером для карбоксиметилцеллюлозы;
- 7 – насос струйный;
- 8 – промежуточная емкость;
- 9 – емкость для шивателя;
- 10 – насос дозировочный НД1;
- 11 – насос дозировочный НД2;
- 12 – водовод;
- 13 – задвижка;
- 14 – кран высокого давления;
- 15 – тройник;
- 16 – установка КУДР

Технология предназначена для повышения коэффициента нефтеотдачи карбонатных пластов и сочетает в себе несколько механизмов воздействия. Для блокирования крупных трещин используется гелеобразующий состав высокой прочности, обладающий выраженной адгезией к породе пласта, что необходимо для сохранения изолирующих свойств в условиях периодического изменения размеров трещин. После обработки гелеобразующей композицией производится закачка подвижной щелочно-полимерной композиции. Наличие щелочного агента приводит к модифицированию поверхности пород ранее не вовлеченных в разработку зон карбонатного коллектора, способствует их гидрофилизации, что совместно с механизмом внутрипластового образования ПАВ улучшает отделение нефти от породы, повышает её подвижность. Технология осуществляется путем закачки в нагнетательные скважины осадко- и гелеобразующей композиции, представляющей собой состав на основе сшитых эфиров целлюлозы и щелочно-полимерной композиции.

Преимущества:

- применение недорогих доступных реагентов отечественного производства;
- технология предусматривает возможность использования как пресной, так и сточной минерализованной воды для приготовления композиции;
- возможность осуществления в любых климатических условиях;
- высокая технологическая эффективность.

Область применения

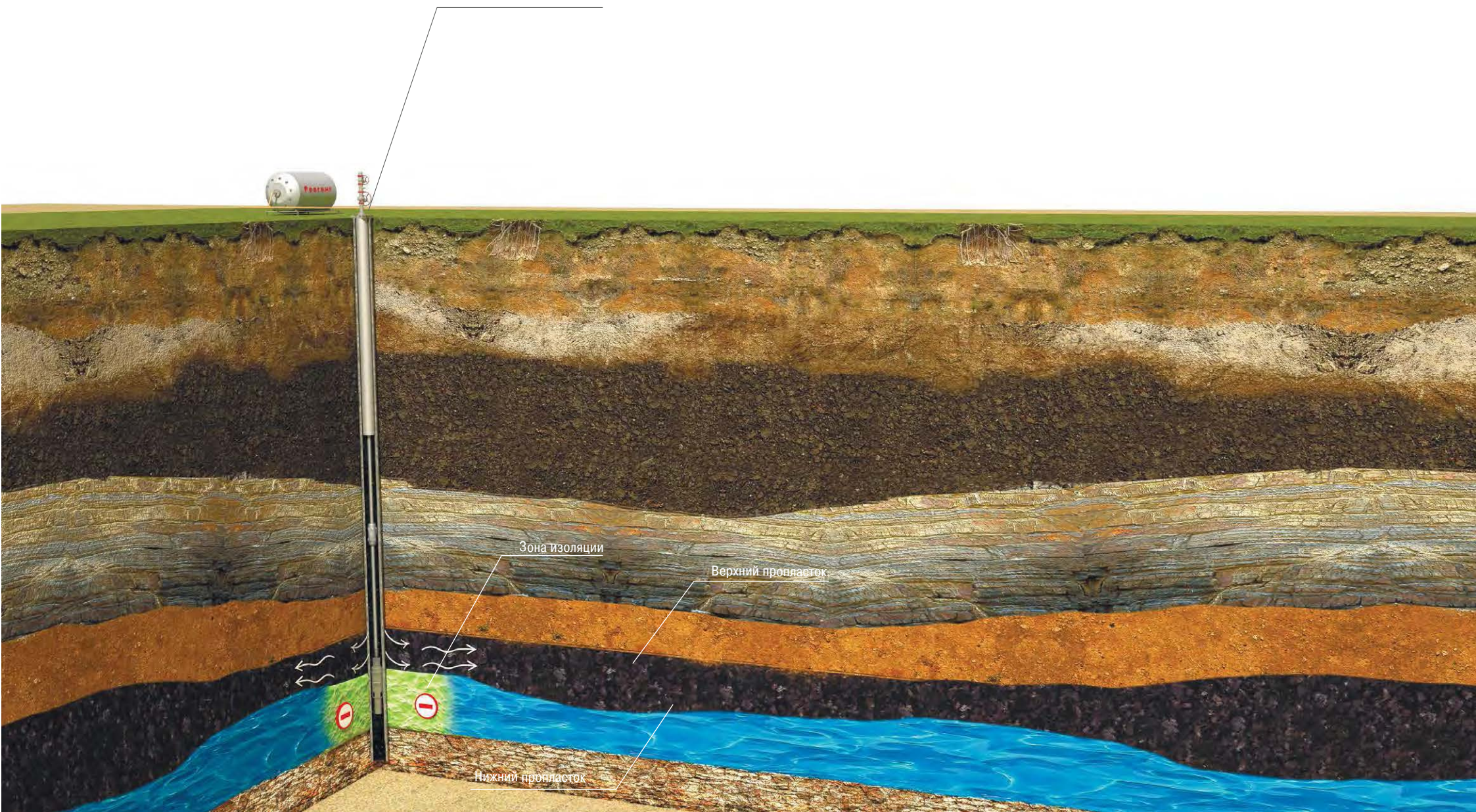
Технологию рекомендуется применять на поздней стадии разработки нефтяного месторождения, представленного неоднородными по проницаемости карбонатными коллекторами.

Технологическая эффективность

На нефтяных месторождениях ОАО «Татнефть» технология внедряется с 2006 года.

По состоянию на 01.01.2014 года проведено 60 обработок нагнетательных скважин. Среднесуточный прирост нефти за данный период составил 4,86 т/сут. Продолжительность технологического эффекта - 1,5-2 года.

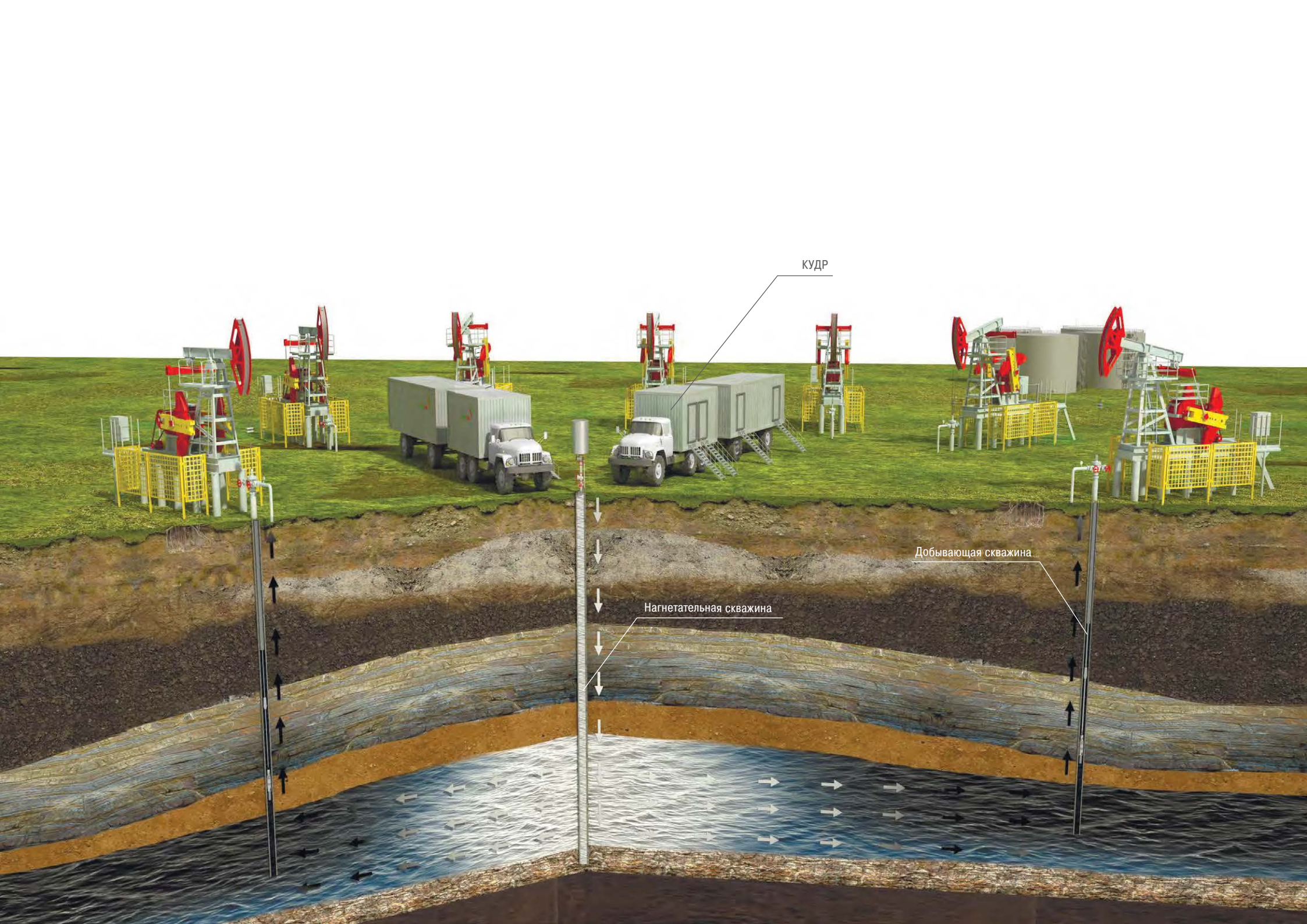
Нагнетательная скважина



Зона изоляции

Верхний пропласток

Нижний пропласток



КУДР

Добывающая скважина

Нагнетательная скважина

ТЕХНОЛОГИЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ ИЗ ПЛАСТОВ ПУТЕМ ЗАКАЧКИ МИКРОГЕЛЕВЫХ ПОЛИМЕРНЫХ СИСТЕМ С ПАВ (ТЕХНОЛОГИЯ МГС-КПС)

Патенты РФ №2485301

Технология МГС-КПС предназначена для регулирования процесса вытеснения нефти водой и увеличения нефтеизвлечения в неоднородных и многопластовых коллекторах и может использоваться как на ранней, так и на поздней стадиях заводнения коллектора. Технологический эффект достигается за счёт снижения проницаемости обводненных интервалов и увеличения эффективности вытеснения нефти из менее проницаемых зон пласта путём закачки гелирующих полимерных композиций различного типа.

В технологии предусмотрено применение гелеобразующих композиций на основе полиакриламида, получаемых с помощью индукторов гелеобразования (сшивателей) двух типов. В зависимости от геолого-технических условий участка применения определяются различные способы воздействия: закачка подвижной микрогелевой системы либо последовательная закачка гелеобразующей оторочки и микрогелевой композиции. Включение поверхностно-активных веществ (ПАВ) в состав подвижной микрогелевой системы одновременно способствует увеличению коэффициентов охвата пласта и вытеснения нефти.

Преимущества технологии:

- высокая технологическая эффективность;
- использование низких концентраций полиакриламида и сшивателя;
- применение недорогих и экологически безопасных сшивателей отечественного производства;
- возможность использования как пресной, так и сточной минерализованной воды для приготовления композиции;
- всесезонность за счёт применения ПАВ с низкой температурой застывания.

Область применения

Технология применяется на любой стадии разработки нефтяного месторождения, представленного неоднородными по проницаемости терригенным и коллекторами с проницаемостью более 0,1 мкм² и вязкостью нефти менее 200 мПа·с.

Технологическая эффективность

На нефтяных месторождениях ОАО «Татнефть» технологию реализуют с помощью передвижных установок по дозированию и закачке химреагентов УДР-32М, КУДР, Бейкер-САС, стационарной установки Кем-Трон и насосных агрегатов типа ЦА-320.

На объектах ОАО «Татнефть» за период применения данной технологии обработано 277 нагнетательных скважин. Среднесуточный прирост нефти за данный период составил 6,82 т/сут.

Срок окупаемости технологии составляет менее 1 года.

ТЕХНОЛОГИЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ ПУТЕМ ЗАКАЧКИ БИОПОЛИМЕРНЫХ КОМПОЗИЦИЙ (ТЕХНОЛОГИЯ РБК-КСАНТАН)

Патенты РФ №№2347897, 2451168

Технология предназначена для увеличения охвата пласта воздействием вытесняющего агента путём блокирования промытых зон и перераспределения путей движения закачиваемой воды по пласту.

Технологический процесс осуществляется путем закачки через нагнетательные скважины композиций на основе ксантана, при этом в зависимости от геологических условий могут применяться ПАВ-полимерные, полимер-силикатные и гелеобразующие композиции. Гелеобразующие композиции ксантана характеризуются низким фильтрационным сопротивлением при продвижении в пористой среде до момента гелеобразования. После завершения гелеобразования фильтрационное сопротивление изолируемого пропластка может возрастать в сотни раз.

Преимущества технологии:

- применение гелеобразующей композиции, обладающей высокой устойчивостью к деструктивным воздействиям и не имеющей коррозионной активности;
- низкая стоимость за счет применения доступных и недорогих реагентов с использованием существующего оборудования;
- отсутствие ограничений на минерализацию закачиваемой воды;
- экологическая безопасность, обусловленная применением полимера, получаемого биотехнологическим путем, не обладающего негативным влиянием на окружающую среду.

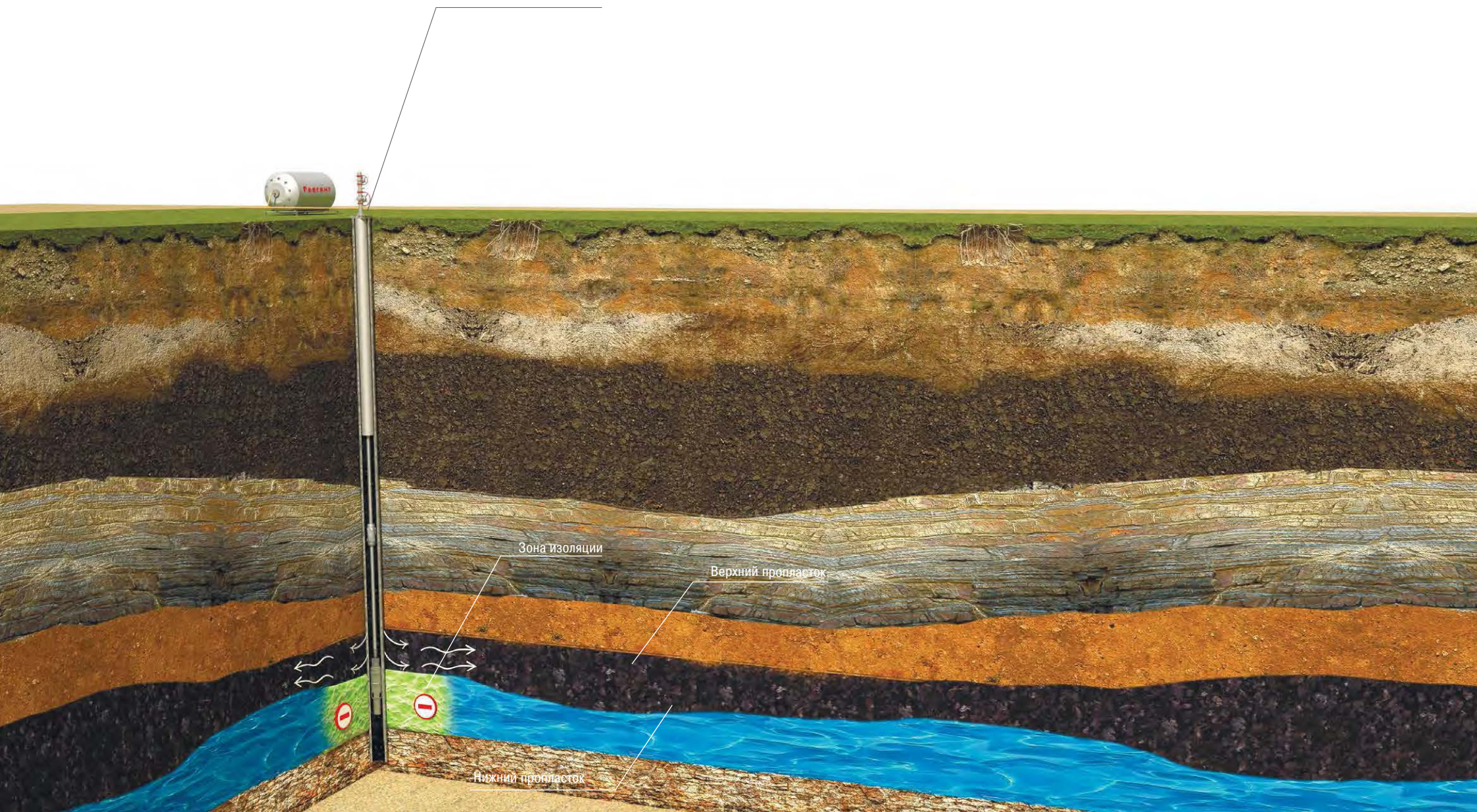
Область применения

Технологию рекомендуется применять на поздней стадии разработки нефтяного месторождения, представленного неоднородными по проницаемости коллекторами.

Технологическая эффективность

Технология реализуется на месторождениях ОАО «Татнефть» с 2012 года. По состоянию на 01.01.2014 года проведено 116 обработок нагнетательных скважин, среднесуточный прирост нефти за данный период составил 5 т/сут. Продолжительность технологического эффекта - 1,5-2 года.

Нагнетательная скважина



ТЕХНОЛОГИЯ РЕГУЛИРОВАНИЯ ЗАВОДНЕНИЯ ВЫСОКОПРОНИЦАЕМЫХ ПЛАСТОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ КОМПОЗИЦИОННОЙ СИСТЕМЫ НА ОСНОВЕ ЦЕЛЛЮЛОЗНО-ПОЛИМЕРНОГО КОМПЛЕКСА (ТЕХНОЛОГИЯ ЦПК)

Патенты РФ №2496978

Технология ЦПК предназначена для вовлечения в разработку слабодренлируемых или недренлируемых запасов нефти за счет выравнивания фронта заводнения и увеличения охвата пластов заводнением и основана на закачке реагента «целлюлозно-полимерный комплекс», представляющего собой полимер природного происхождения и содержащий дополнительно дисперсные компоненты органического и неорганического происхождения. В состав реагента (имеет три модификации, отличающиеся по составу) включены несколько специально подобранных компонентов, включающих широкий диапазон дисперсности частиц от 5 до 300 мкм.

Преимущества технологии

- всесезонность обеспечивается применением сухого реагента, суспендируемого и растворяющегося в воде любой минерализации;
- наличие трех модификаций реагента – ЦПК-1, ЦПК-2 и ЦПК-3 позволяет регулировать дисперсность частиц в закачиваемой композиции в зависимости от условий объекта воздействия;
- в технологии ЦПК применяется устойчивый к биоразложению полимер природного происхождения;
- с увеличением минерализации вязкость полимера способна увеличиваться в три раза, что позволяет применять его на объектах с любой минерализацией закачиваемых вод;
- полимер в составе ЦПК выполняет несколько функций: стабилизатор дисперсионной среды, агент довытеснения нефти из менее проницаемой части коллектора, дополнительный блокирующий агент за счет образования в пласте высоковязких растворов, усиливающих эффект дисперсных компонентов;
- экологическая безопасность и отсутствие эффекта необратимой коагуляции пор.

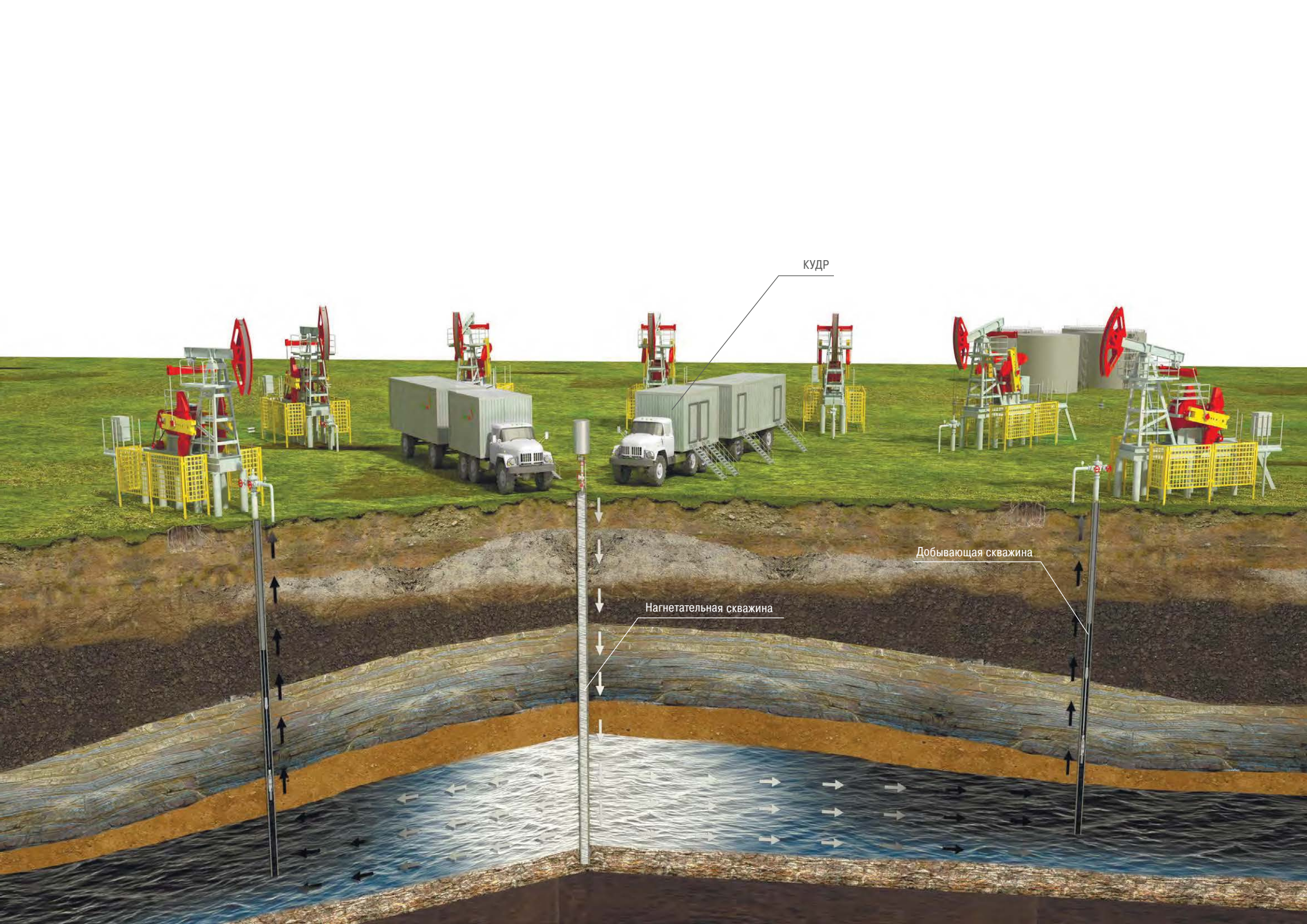
Область и условия применения

Объектами применения технологии являются участки залежей нефти, характеризующихся проницаемостью неоднородностью в терригенных коллекторах порового типа. Нефтенасыщенная толщина пласта не менее 2 м. Дебит нефти по участку не менее 5 т/сут. Приёмистость нагнетательной скважины (без штуцера) не менее 200 м³/сут.

Технологический процесс реализуется стандартным нефтепромысловым оборудованием по дозированию и закачке химреагентов – комплексными установками типа КУДР. Обработка пласта производится через нагнетательные скважины, находящиеся под закачкой пресных и минерализованных вод плотностью до 1,2 г/см³.

Технологическая эффективность

Промысловые работы по применению технологии ЦПК начались в 2011 году, всего проведено 14 обработок через нагнетательные скважины. Эффективность – 3820 т дополнительно добытой нефти на 1 млн. руб. затрат, индекс доходности за период применения составил 1,51 ед.



КУДР

Нагнетательная скважина

Добывающая скважина

ТЕХНОЛОГИЯ ПРИМЕНЕНИЯ ВЫСОКОПРОЧНЫХ СШИТЫХ ПОЛИМЕРНЫХ КОМПОЗИЦИЙ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НЕОДНОРОДНЫХ ПЛАСТОВ (ВПСК)

Патенты РФ №№2223395, 2424426, 2431741



Назначение

Технология предназначена для увеличения текущей добычи нефти путем регулирования охвата пластов заводнением и перераспределения фильтрационных потоков за счет тампонирувания высокопрочными полимерными композициями наиболее проницаемых зон пласта.

Создание блокирующей оторочки в пласте осуществляется закачкой в нагнетательные скважины гелеобразующих систем на основе полиакриламида и сшивателей.

Применение

Применение технологии позволяет решать следующие задачи регулирования заводнения: выравнивание профиля приемистости, ликвидация прорыва воды в добывающие скважины, блокирование промытых зон и трещин, ликвидация ухода закачиваемой воды в смежные пласты, ограничение приемистости скважин.

Условия применения

Технология может осуществляться на поздней стадии разработки нефтяного месторождения, представленного неоднородными по проницаемости как терригенными, так и карбонатными коллекторами с приемистостью не менее 150 м³/сут.

Материалы

Гидролизированный полиакриламид, ацетат хрома, оксид цинка или оксид магния.

Оборудование

Мобильные автоматизированные блоки напорных насосов и дозирующих устройств.

Реализация

На нефтяных месторождениях ОАО «Татнефть» внедряется с 2012 года. Текущий технологический эффект составляет более 2000 т дополнительно добытой нефти на одну скважино-обработку. Текущий суммарный эффект составляет свыше 110 тыс. т.

Применение технологии регламентируется «Инструкцией на технологию применения высокопрочных сшитых композиций для увеличения нефтеизвлечения из заводненных неоднородных пластов» (РД 153-39.0-736-11).

ТЕХНОЛОГИЯ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА ОТОРОЧКАМИ РАСТВОРА ПОЛИАКРИЛАМИДА

Патент РФ № 2172397

Назначение

Технология полимерного заводнения продуктивного пласта оторочками раствора полиакриламида предназначена для повышения нефтеотдачи продуктивных пластов.

Полимерное заводнение является методом физико-химического воздействия на продуктивный пласт. Увеличение вязкости закачиваемой воды при добавке полимеров позволяет снизить скорость продвижения воды по более проницаемым пропласткам или участкам в неоднородном коллекторе и способствует увеличению охвата пластов заводнением.

Создание блокирующей оторочки в пласте осуществляется закачкой в нагнетательные скважины водных растворов полиакриламида в виде оторочек с регулированием их объема и концентрации полиакриламида.

Условия применения

Технология может осуществляться как на ранней, так и на поздней стадиях разработки нефтяных месторождений, представленных неоднородными по проницаемости как терригенными, так и карбонатными коллекторами. Приемистость нагнетательных скважин — не менее 150 м³/сут.

Материалы

Полимеры класса полиакриламидов, частично гидролизованных.

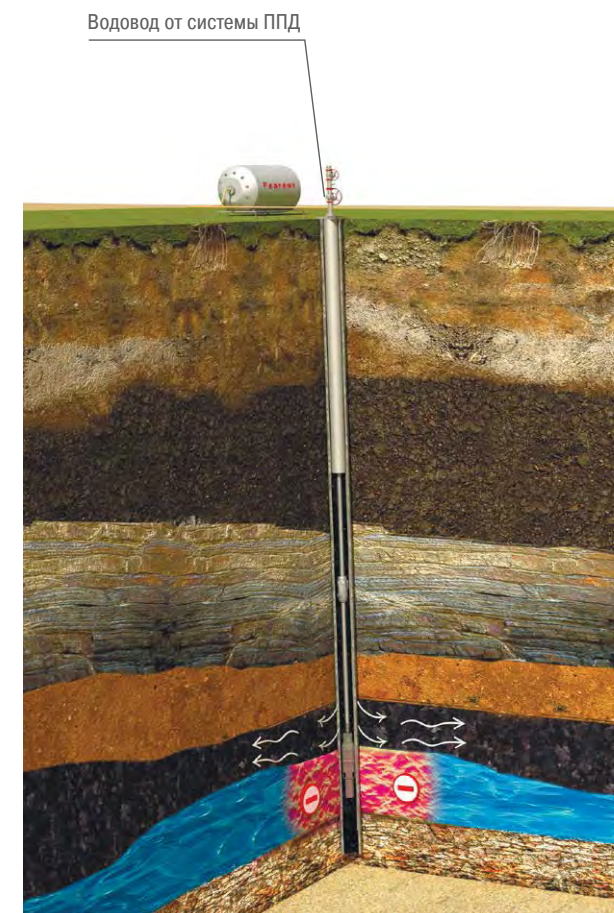
Оборудование

Мобильные автоматизированные блоки напорных насосов и дозирующих устройств.

Реализация

На нефтяных месторождениях ОАО «Татнефть» с 2008 года проведено 7 обработок на нагнетательных скважинах.

Текущий технологический эффект составляет в среднем более 1700 т на одну скважино-обработку.



ТЕХНОЛОГИЯ ПРИМЕНЕНИЯ ВОДНЫХ ДИСПЕРСИЙ МАСЛОРАСТВОРИМЫХ НЕИОНОГЕННЫХ ПАВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ЗАВОДНЕННЫХ ПЛАСТОВ

Патент РФ № 2258135

Назначение

Технология применения водной дисперсии НПАВ для целей увеличения нефтеотдачи базируется на комплексе физико-химических и коллоидных взаимодействий вытесняющего агента с пластовыми флюидами и породой коллектора.

Применение водных дисперсий маслорастворимых ПАВ позволяет улучшить вытеснение нефти за счет снижения межфазного натяжения воды на границе с нефтью; за счет реологических свойств растворов блокировать наиболее проницаемые зоны коллектора, перераспределяя фильтрационные потоки, тем самым обеспечивая увеличение охвата пласта заводнением.

Условия применения

Среднее по участку содержание закачиваемой воды в продукции добывающих скважин должно быть не менее 50%. Специальных требований к типу коллектора не предъявляется.

Приемистость нагнетательных скважин — не менее 150 м³/сут при давлении, допустимом при реализации геолого-технических мероприятий в скважине.

Материалы

Неонол АФ9-6.

Оборудование

Стандартное нефтепромысловое оборудование (насосный агрегат ЦА-320 или УН-125К, автоцистерны и т.п.).

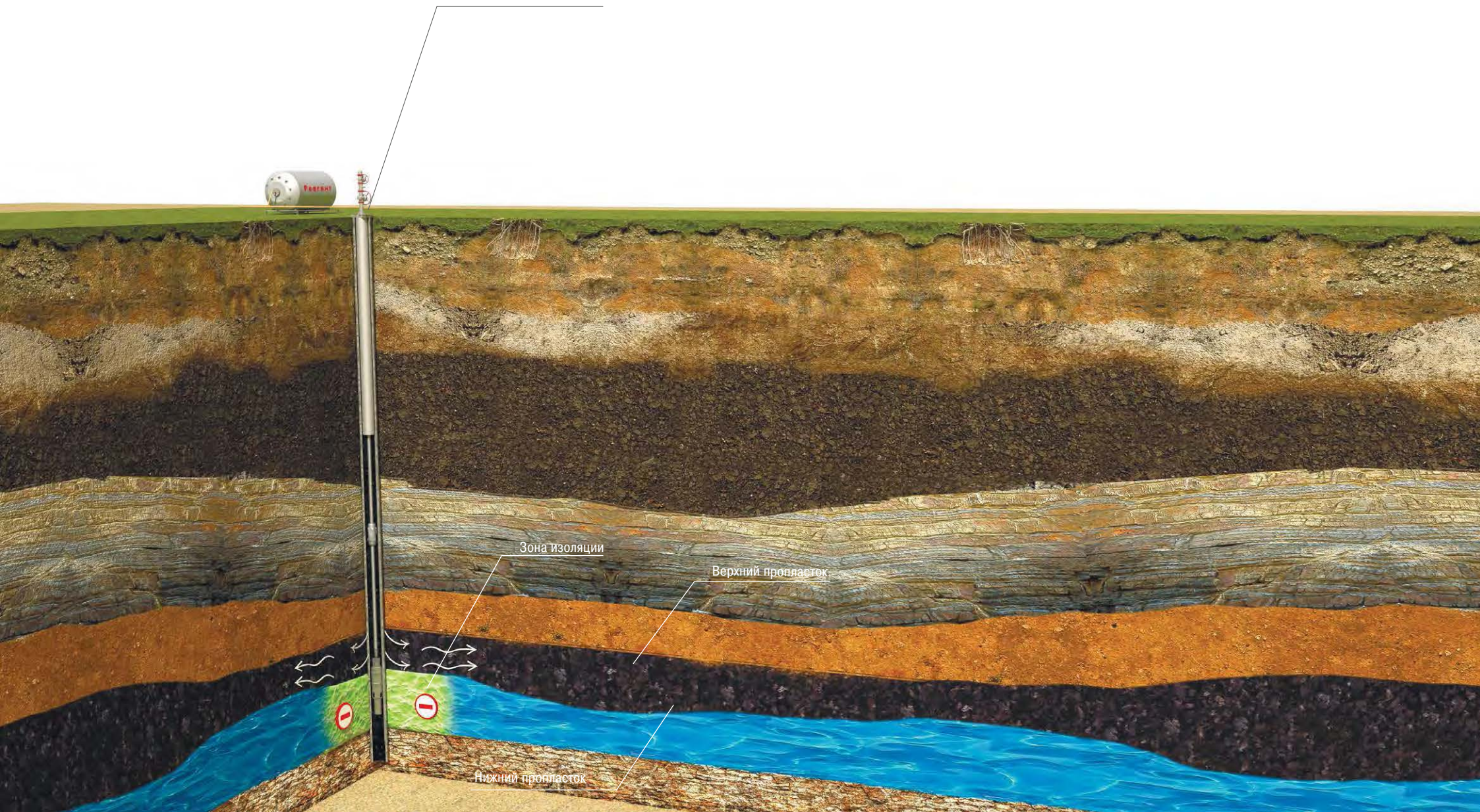
Передвижная паровая установка для нагрева рабочих жидкостей.

Реализация

На нефтяных месторождениях ОАО «Татнефть» внедряется с 2008 года. Текущий технологический эффект составляет свыше 1200 т дополнительно добытой нефти на одну скважино-обработку.

Применение технологии регламентируется «Инструкцией на технологию применения водных дисперсий маслорастворимых неионогенных ПАВ для повышения нефтеотдачи заводненных пластов» (РД 153-39.1-527-07).

Нагнетательная скважина



Зона изоляции

Верхний пропласток

Нижний пропласток

ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ МЕТОДОМ ПАРОТЕПЛОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ В КОМПОЗИЦИИ С УГЛЕВОДОРОДНЫМИ РАСТВОРИТЕЛЯМИ

Патент РФ № 87458

Назначение

Технология предназначена для усовершенствования циклического очагового паротеплового и парогравитационного способа добычи сверхвязкой нефти в скважинах с сформировавшейся паровой камерой для обеспечения интенсификации процесса извлечения продукции на поверхность. Основана на закачке определенного объема углеводородного растворителя в призабойную зону нефтяных скважин с последующей продавкой в пласт паром или горячей водой.

Применение технологии добычи сверхвязкой нефти методом паротеплового воздействия в композиции с углеводородными растворителями позволяет:

- повысить подвижность сверхвязкой нефти;
- уменьшить энергоёмкость технологий, осуществляемых с использованием теплового воздействия.

Условия применения

Для выполнения технологии выбранный участок месторождения сверхвязкой нефти (СВН) должен отвечать следующим требованиям:

- применение на участке теплового метода разработки;
- проницаемость — не менее 0,5 мкм²;
- вязкость нефти — более 200 мПа•с;
- нефтенасыщенная толщина — не менее 3 м;
- нефтенасыщенность — не менее 40% от объема пор;
- пористость — не менее 18%.

Материалы

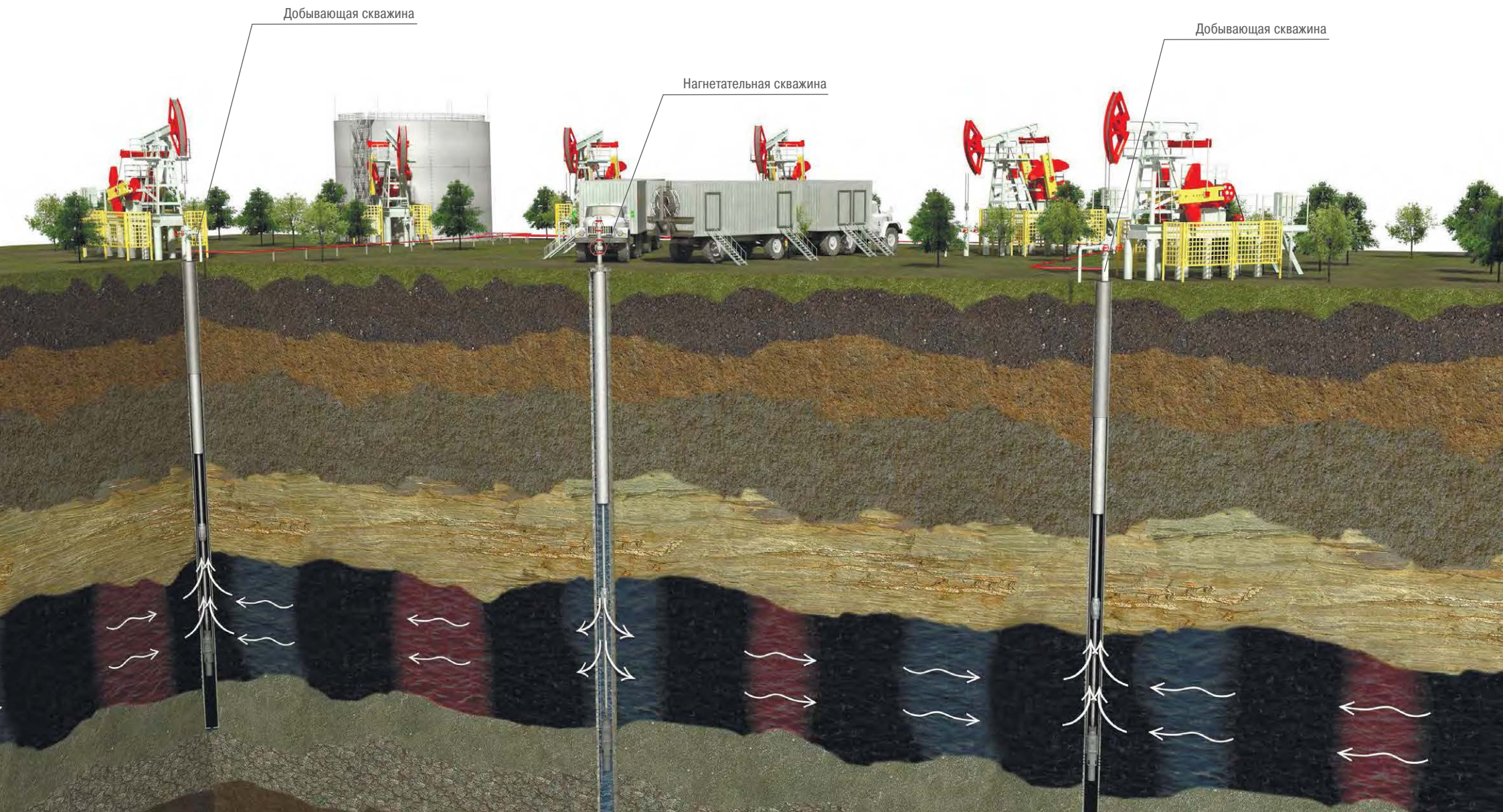
Для реализации технологии паротеплового воздействия в композиции с растворителями предлагаются следующие реагенты, имеющие по лабораторным испытаниям лучшие вытесняющие свойства для залежей СВН Мордово-Кармальского и Ашальчинского месторождений:

- нефрас 150/300 - сольвент нефтяной сверхтяжелый ТУ 38.1011049-98;
- абсорбент ТУ 38.103349-85.

Добывающая скважина

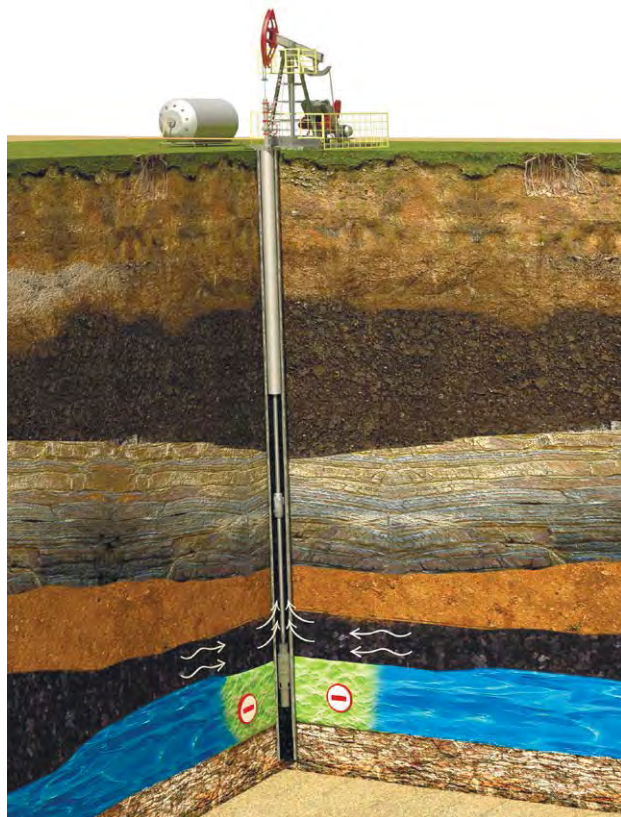
Добывающая скважина

Нагнетательная скважина



ТЕХНОЛОГИЯ ПРИМЕНЕНИЯ ВЫСОКОПРОЧНЫХ ПОЛИМЕРНЫХ СИСТЕМ ДЛЯ ОГРАНИЧЕНИЯ ПРИТОКА ВОДЫ В ДОБЫВАЮЩИЕ СКВАЖИНЫ (ВПСД)

Патенты №№2382185, 2347897, 2285785



Назначение

Технология ВПСД предназначена для ограничения притока воды как закачиваемой с целью поддержания пластового давления, так и поступающей в добывающие скважины из подошвенной части нефтенасыщенного пласта или из непосредственно прилегающего к нефтенасыщенному нижележащего водонасыщенного пласта.

Технология ВПСД реализуется путём закачки в пласт композиции, включающей полимеры различного происхождения и индукторы гелеобразования. Гелеобразующий состав может закрепляться закачкой тампонирующих составов (тампонирующей оторочки) на основе цемента или карбамидоформальдегидной смолы.

Механизм действия основан на создании в призабойной зоне пласта обладающих высокой сдвиговой прочностью стабильных гелей на основе полимеров и сшивателей, блокирующих водопроявляющие интервалы пласта, следствием чего является уменьшение (стабилизация) притока воды в добывающую скважину.

Область применения

Технология реализуется на месторождениях, представленных терригенными или карбонатными коллекторами преимущественно средней проницаемости.

Эффективность

Текущий суммарный эффект составляет свыше 250 тыс. т дополнительно добытой нефти. Текущий технологический эффект - свыше 600 т добытой нефти на 1 скважино-обработку.

Применение технологии на месторождениях ОАО «Татнефть» регламентируется «Инструкцией по технологии применения высокопрочных полимерных систем для ограничения притока воды в добывающие скважины» (РД 153-39.0-670-10). На нефтяных месторождениях ОАО «Татнефть» технология внедряется с 2011 года.

ТЕХНОЛОГИЯ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПОЗИЦИОННЫХ СИСТЕМ НА ОСНОВЕ ГУАРОВОЙ МЕДИ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ЗАВОДНЕННЫХ НЕОДНОРОДНЫХ ПЛАСТОВ (ТЕХНОЛОГИЯ ГУАР)

Патент РФ № 2346151

Назначение

Технология ГУАР предназначена для увеличения охвата пласта заводнением путем снижения проницаемости заводненных высокопроницаемых зон пласта и перераспределения закачиваемой воды с целью поддержания пластового давления в менее проницаемые нефтенасыщенные зоны пласта. Снижение проницаемости заводненных высокопроницаемых зон пласта достигается за счет гелеобразования в течение 2-5 сут закачанной в нагнетательную скважину композиции на основе водного раствора гуаровой камеди с концентрацией 0,3-0,5% и комбинации сшивателей (ацетата хрома с концентрацией 0,03-0,05% в сочетании с оксидом магния или оксидом цинка с концентрацией 0,04-0,1%). Реализация технологии с образованием сшитых полимерных систем.

Для низкопроницаемых коллекторов технология реализуется путем закачки низкоконцентрированных растворов гуаровой камеди концентрацией до 0,3% без индукторов гелеобразования или со сшивающими агентами в концентрациях, не приводящих к образованию малоподвижных высокопрочных гелей. Закачиваемый состав выравнивает фронт вытеснения, предотвращая преждевременный прорыв закачиваемой воды к добывающим скважинам.

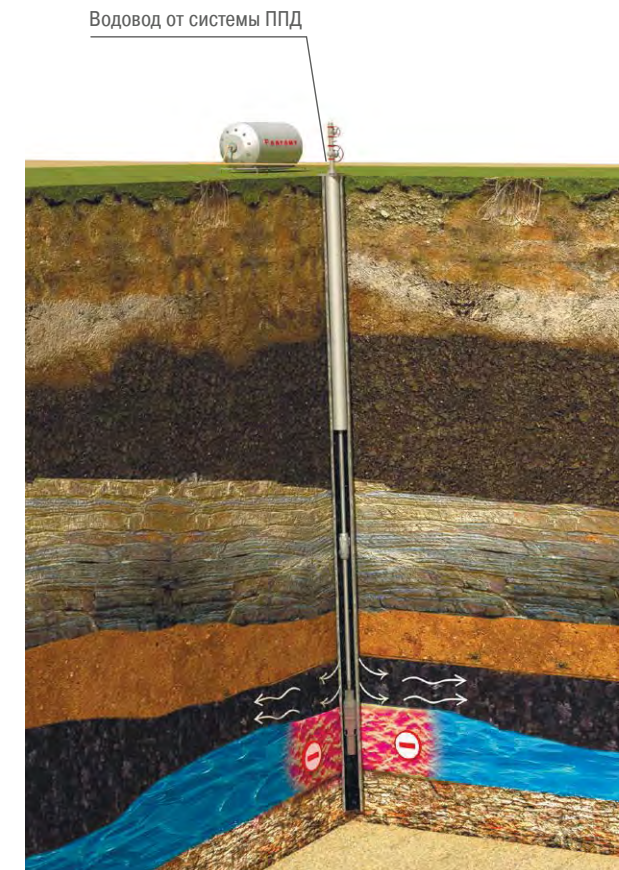
Область применения

Технология применяется на средней и поздней стадиях разработки месторождений, представленных неоднородными терригенными и карбонатными коллекторами низкой и средней проницаемости.

Эффективность

Текущий суммарный эффект составил свыше 70 тыс. т дополнительно добытой нефти. Текущий технологический эффект - свыше 1800 т дополнительно добытой нефти на 1 скважино-обработку.

Применение технологии на месторождениях ОАО «Татнефть» регламентируется «Инструкцией по технологии применения композиционных систем на основе гуаровой камеди для увеличения нефтеотдачи заводненных неоднородных пластов» (РД 153-39.0-667-10). На нефтяных месторождениях ОАО «Татнефть» технология внедряется с 2010 года.



ТЕХНОЛОГИЯ УПРАВЛЕНИЯ ОХВАТА ПЛАСТА ПАРОГРАВИТАЦИОННЫМ ВОЗДЕЙСТВИЕМ НА ОСНОВЕ КОНТРОЛЯ МИНЕРАЛИЗАЦИИ ПОПУТНО ДОБЫВАЕМОЙ ВОДЫ

Патент РФ № 2379494

Назначение

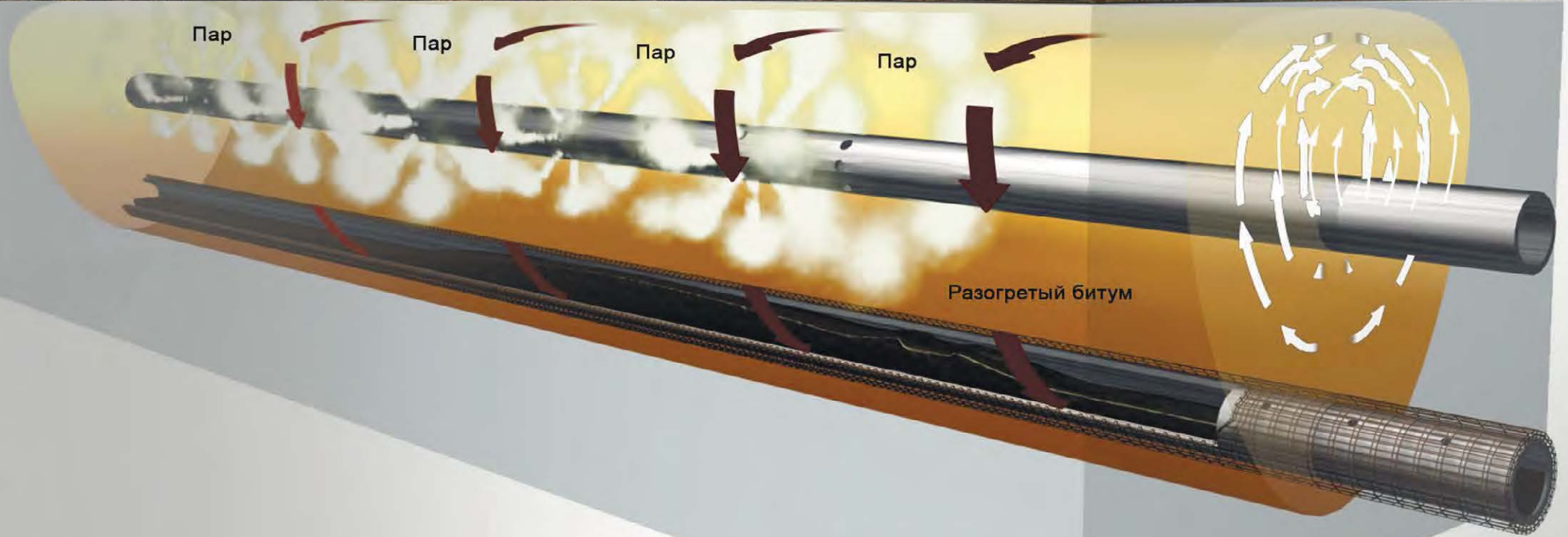
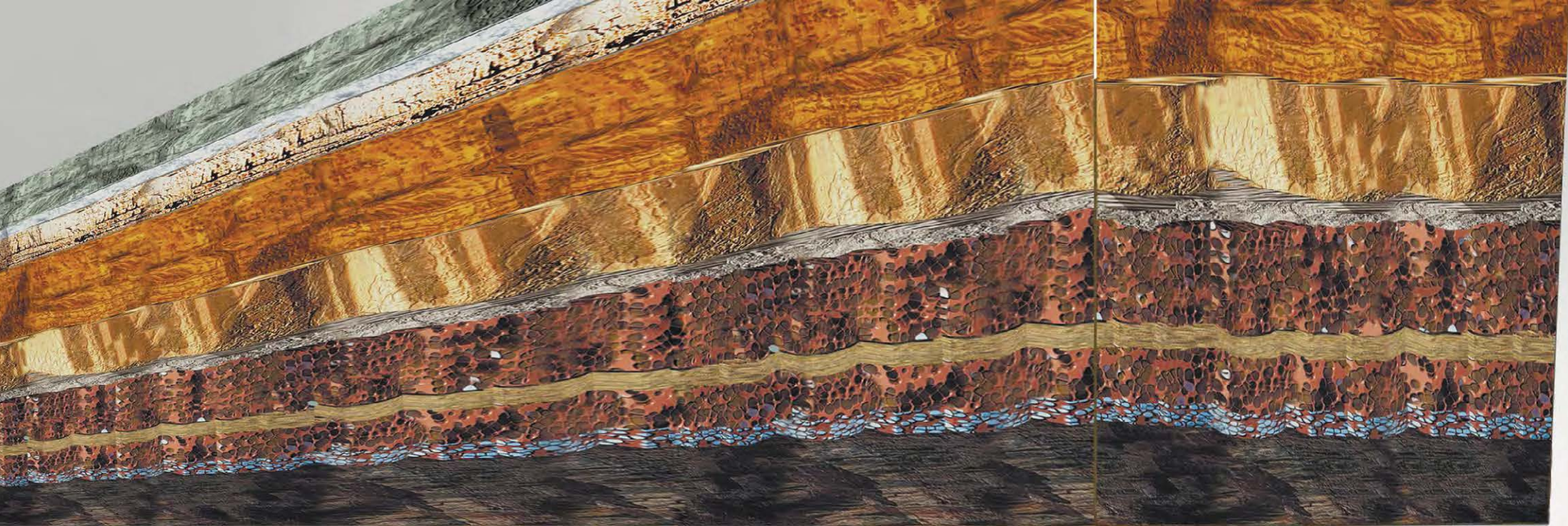
Технология направлена на повышение эффективности разработки залежи СВН за счет увеличения охвата пласта тепловым воздействием.

Предназначена для обеспечения точности контроля равномерности прогрева паровой камеры. Базируется на периодическом отборе продукции (2-3 раза в неделю), определении минерализации попутно отбираемой воды. С учетом изменения минерализации попутно отбираемой воды, рассматриваемого совместно с изменением дебита нефти, осуществляют равномерный прогрев паровой камеры путем регулирования режима закачки теплоносителя или отбора продукции скважин до достижения стабильной величины минерализации попутно отбираемой воды.

Область применения

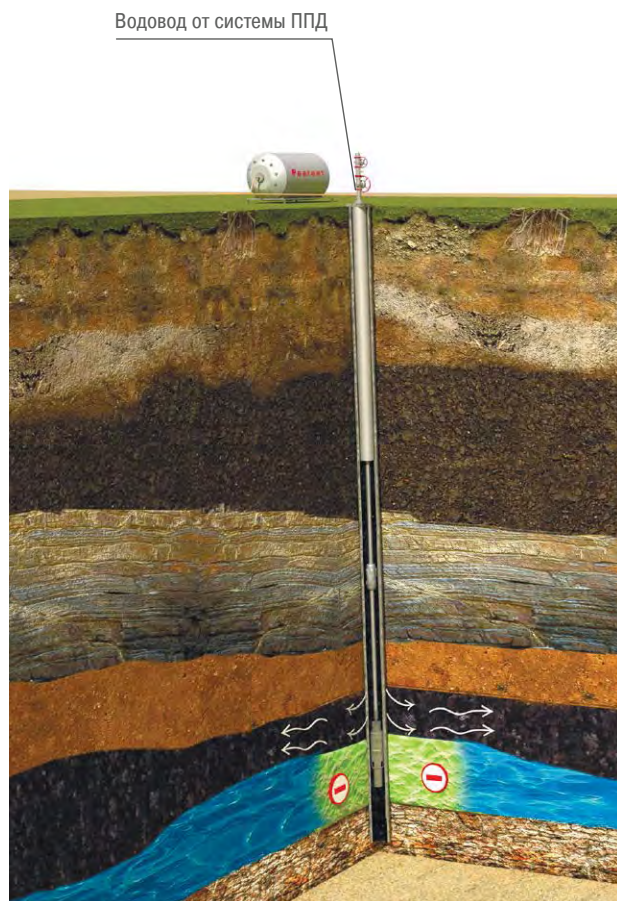
Для выполнения технологии выбранный участок месторождения СВН должен отвечать следующим требованиям:

- применение на участке теплового метода разработки;
- проницаемость – не менее 0,5 мкм²;
- вязкость нефти – более 200 мПа·с;
- нефтенасыщенная толщина – не менее 10 м.



ТЕХНОЛОГИЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МОДИФИЦИРОВАННОГО ГИДРОФОБНО-ЭМУЛЬСИОННОГО СОСТАВА (ТЕХНОЛОГИЯ ГЭС-М)

Патент РФ № 2379326



Назначение

Технология ГЭС-М (МГЭС-М) предназначена для регулирования процесса разработки нефтяных месторождений или их участков, представленных коллекторами разной проницаемости и длительное время разрабатываемых с применением заводнения.

Механизм действия технологии ГЭС-М основан на создании в пластовых условиях эмульсии, обладающей высокой гидрофобной способностью, устойчивой к размыванию, повышающей фильтрационные сопротивления обводненных (наиболее проницаемых) интервалов пласта, что ведет к выравниванию профиля приемистости и, как следствие, увеличению охвата пласта заводнением.

Область применения

Технология реализуется на месторождениях, представленных преимущественно терригенными коллекторами средней проницаемости.

Эффективность

Текущий суммарный эффект составляет свыше 220 тыс. т дополнительно добытой нефти. Текущий технологический эффект - свыше 1600 т дополнительно добытой нефти на 1 скважино-обработку.

Применение технологии на месторождениях ОАО «Татнефть» регламентируется «Инструкцией на технологию применения гидрофобных (инвертных) эмульсионных систем для увеличения нефтеизвлечения из неоднородных заводненных пластов» (РД 153-39.0-820-13). На нефтяных месторождениях ОАО «Татнефть» технология внедряется с 2010 года.

ТЕХНОЛОГИЯ ЗАКАЧКИ НИЗКОКОНЦЕНТРИРОВАННЫХ ПОЛИМЕРНЫХ СОСТАВОВ ДЛЯ УСЛОВИЙ НИЗКОЙ ПРИЕМИСТОСТИ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН (ТЕХНОЛОГИЯ НКПС)

Патент РФ № 2398958

Технология предназначена для вовлечения в разработку участков, с низкопроницаемыми зонами путем повышения степени нефтевытеснения. Применение технологии закачки низкоконцентрированных полимерных составов для условий низкой приемистости нагнетательных скважин способствует увеличению доотмыва нефти из менее проницаемой части коллектора.

Особенности:

- технология ориентирована на скважины с приемистостью от 80 м³/сут;
- в основе технологии – три композиции, которые могут содержать полимер, ПАВ и сшиватель;
- предусмотрена как совместная, так и попеременная закачка основных компонентов композиций.

Преимущества технологии

Универсальность:

- предусматривается применение различных синтетических и природных полимеров, что расширяет сферу применимости технологии;
- наличие возможности применения ПАВ в составе полимерной композиции определяет комбинированный механизм воздействия на пласт;
- наличие возможности применения различных типов сшивателей позволяет использовать технологию и на скважинах с приемистостью выше 150 м³.

Всесезонность:

- технология предусматривает возможность использования как пресной, так и минерализованной воды для приготовления композиции, что позволяет вести закачку в зимнее время года.

Доступность и экономичность:

- применяются реагенты отечественного производства с использованием существующего оборудования; минимизация расходов достигается использованием низких концентраций реагентов в составе композиции.

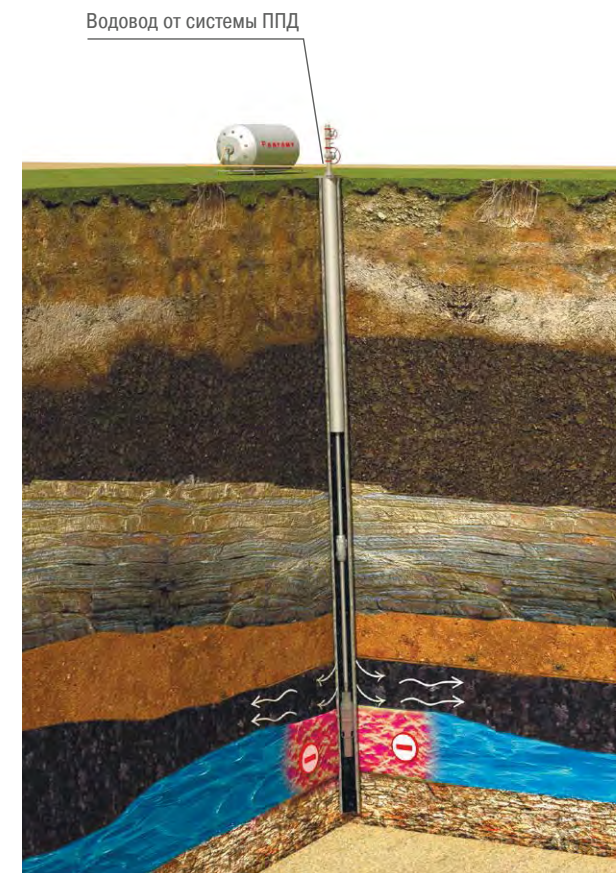
Область применения

Технологию рекомендуется применять на поздней стадии разработки нефтяного месторождения, представленного неоднородными по проницаемости коллекторами.

Эффективность

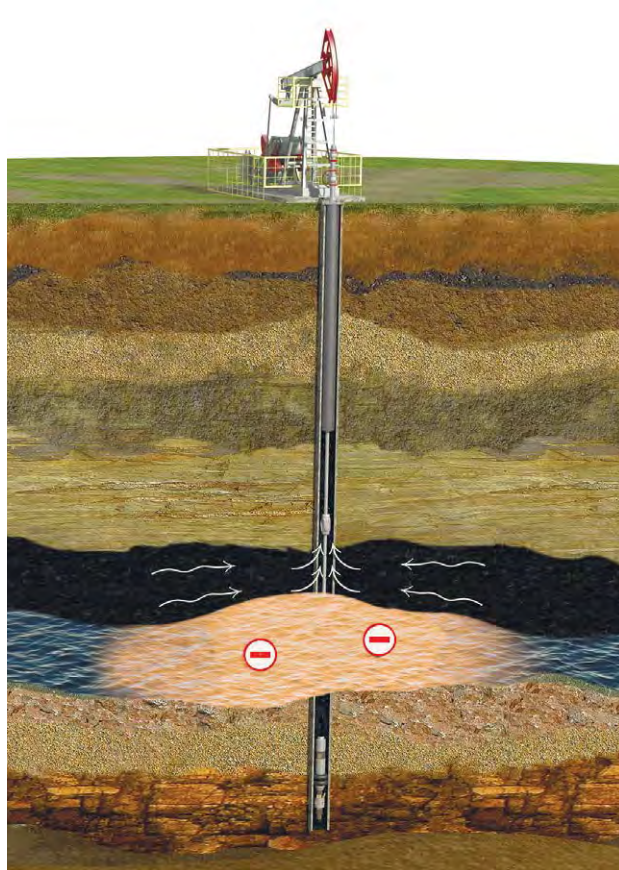
На нефтяных месторождениях ОАО «Татнефть» технология внедряется с 2007 года. По состоянию на 01.01.2014 года проведено 138 обработок нагнетательных скважин. Среднесуточный прирост нефти за данный период составил 4 т/сут.

Экономический эффект от применения технологии - 4,2 млн. рублей на одну скважино-обработку. Продолжительность технологического эффекта - 1,5-2 года.



ТЕХНОЛОГИЯ ОГРАНИЧЕНИЯ ПРИТОКА ВОДЫ В ДОБЫВАЮЩИЕ СКВАЖИНЫ ПУТЕМ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ КОМПОЗИЦИИ НА ОСНОВЕ СИНТЕТИЧЕСКОЙ СМОЛЫ (ТЕХНОЛОГИЯ КФС)

Патент РФ №№2277573, 2405803



Технология предназначена для ограничения притока воды, поступающей в добывающие скважины из подошвенной части нефтенасыщенного пласта или за счет конусообразного подъема воды из непосредственно прилегающего водонасыщенного пласта, а также ликвидации заколонного перетока.

В основу технологии положен механизм отверждения композиции в пласте при взаимодействии синтетической смолы, полимера и отвердителя.

Закачка композиции в пласт осуществляется либо через существующий фильтр при поступлении подошвенной воды из перфорированного монолитного пласта, либо через специальные отверстия, простреливаемые в кровле пласта-обводнителя при заколонном перетоке.

Преимущества технологии

- возможность использования как пресной, так и минерализованной воды для приготовления композиции;
- низкая вязкость и высокая проникающая способность закачиваемой композиции;
- регулируемое время отверждения от 24 до 72 ч;
- после закачки композиции в пласт происходит образование экрана, стойкого к агрессивному воздействию пластовых жидкостей, высокому перепаду давлений за счет повышенной пластичности, высокой прочности и адгезии к породам пласта, что препятствует продвижению воды к скважине;
- подготовка композиции непосредственно на скважине с применением стандартного оборудования, используемого в нефтяной промышленности;
- применение отечественных, недорогих, доступных реагентов.

Область применения

Технология КФС реализуется на добывающих скважинах терригенных и карбонатных коллекторов, характеризующихся наличием водонефтяной зоны, минерализация добываемой воды не лимитируется.

Эффективность

На нефтяных месторождениях ОАО «Татнефть» технология внедряется с 2009 года. По состоянию на 01.01.2014 года проведено 90 обработок добывающих скважин. Обводненность продукции добывающих скважин снизилась в среднем на 25 %. Среднесуточный прирост нефти за данный период составил 2,03 т/сут. Продолжительность технологического эффекта до 1,5 лет.

ТЕХНОЛОГИЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ ПРИ ЗАВОДНЕНИИ ПУТЕМ ЗАКАЧКИ ПОЛИМЕР-ГЛИНИСТОЙ И УГЛЕВОДОРОДНОЙ НЕФТЕОТМЫВАЮЩЕЙ СИСТЕМЫ (ТЕХНОЛОГИЯ ПГ-УВС)

Патент РФ №2487234

Технология предназначена для увеличения охвата пласта вытеснением с последующим увеличением вытесняющей способности закачиваемой воды. Для увеличения охвата пласта вытеснением используются водные дисперсии бентонитового глино порошка (БГП) и полимера. В результате флокулирующего действия полимера и адсорбции его на стенках пор пласта происходит осаждение полимер-глинистой суспензии с образованием блокирующего экрана, что повышает фильтрационное сопротивление промытых зон и приводит к перераспределению фильтрационных потоков в интервале перфорации пласта.

Для увеличения нефтеизвлечения используется углеводородная композиция поверхностно-активных веществ (ПАВ) – реагент СНПХ-9633 марки С. Его применение основано на способности ПАВ снижать межфазное натяжение на границе раздела сред нефть - вытесняющая вода до значений $\sim 10^{-2}-10^{-3}$ мН/м, изменять смачиваемость породы коллектора, уменьшать вязкость нефти и повышать ее подвижность.

Преимущества технологии

- комплексный характер действия технологии на пластовую систему, обеспечивающий повышение охвата пласта и коэффициента вытеснения;
- применение отечественных, недорогих, доступных реагентов;
- простая схема реализации;
- всесезонность применения.

Область применения

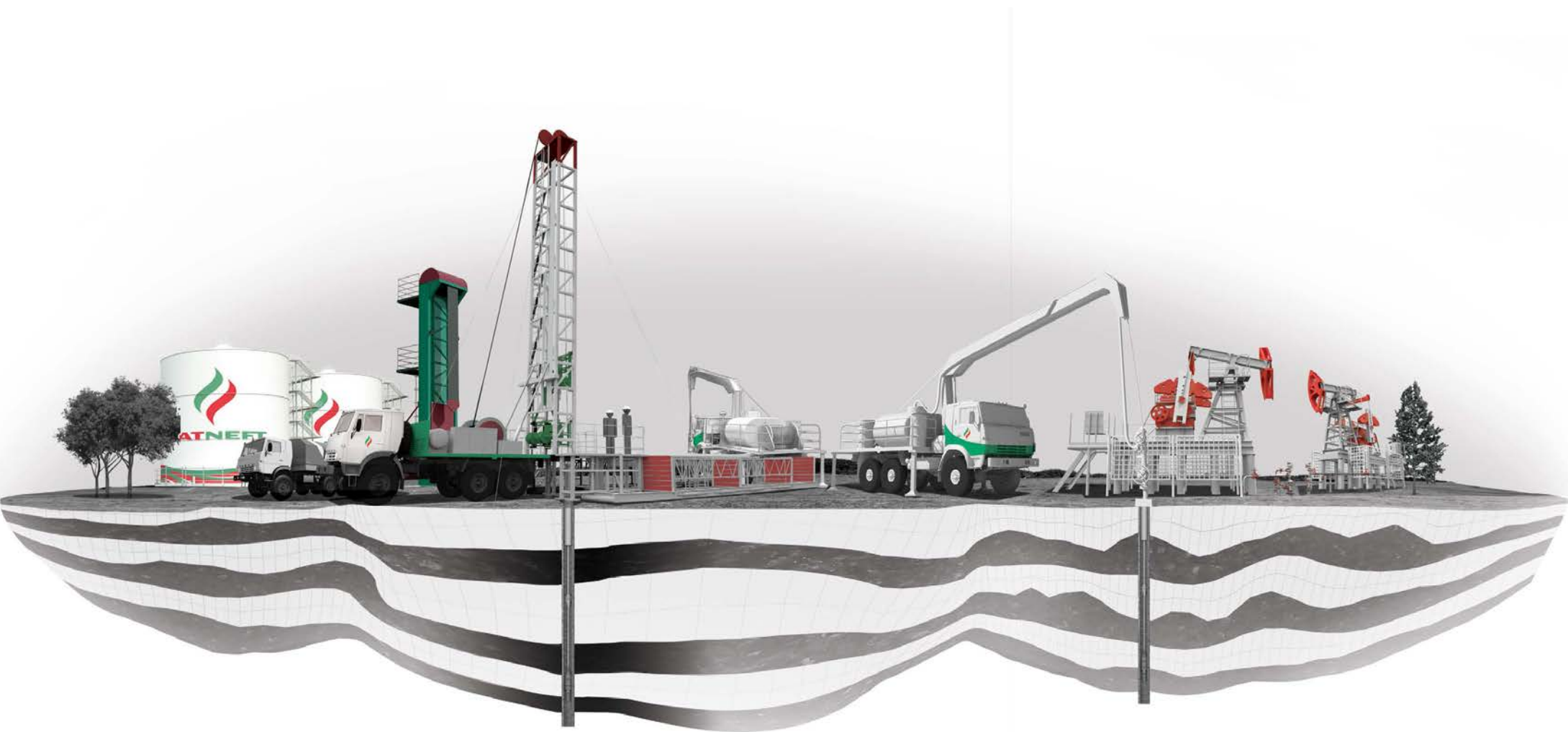
Технологию рекомендуется применять на поздней стадии разработки нефтяного месторождения, представленного неоднородными по проницаемости коллекторами, обводненными закачиваемой водой любой минерализации.

Эффективность

На нефтяных месторождениях ОАО «Татнефть» технология внедряется с 2009 года. По состоянию на 01.01.2014 года проведено 46 обработок нагнетательных скважин. Среднесуточный прирост нефти за данный период составил 4,27 т/сут.

Экономический эффект от применения технологии составляет 8,9 млн. рублей на одну скважино-обработку. Продолжительность технологического эффекта - 1,5-2 года.





Капитальный
ремонт скважин

МЕТАЛЛИЧЕСКИЙ РАСШИРЯЕМЫЙ ПЛАСТЫРЬ ДЛЯ ГЕРМЕТИЗАЦИИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ ПМР-146

Патент РФ №2236550



Применение

Предназначен для восстановления герметичности эксплуатационной колонны 146 мм добывающих и нагнетательных скважин.

Технология проведения работ

В основу металлического расширяемого пластыря заложено расширение металлических гладких труб круглого сечения по всей длине.

Наименование показателя	Значение	
	ОЗ-146	ОЗ-168
герметизация участков эксплуатационной колонны длиной	от нескольких десятков до сотен метров	
сужение прохода в эксплуатационной колонне - не более, мм	10	
воспринимаемый перепад давления, МПа	15	
возможность извлечения	при необходимости	

УСТРОЙСТВО ДЛЯ ОТВОРОТА ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ

Патент РФ №2139407

Применение

Устройство предназначено для отворота обсадной колонны в скважине.

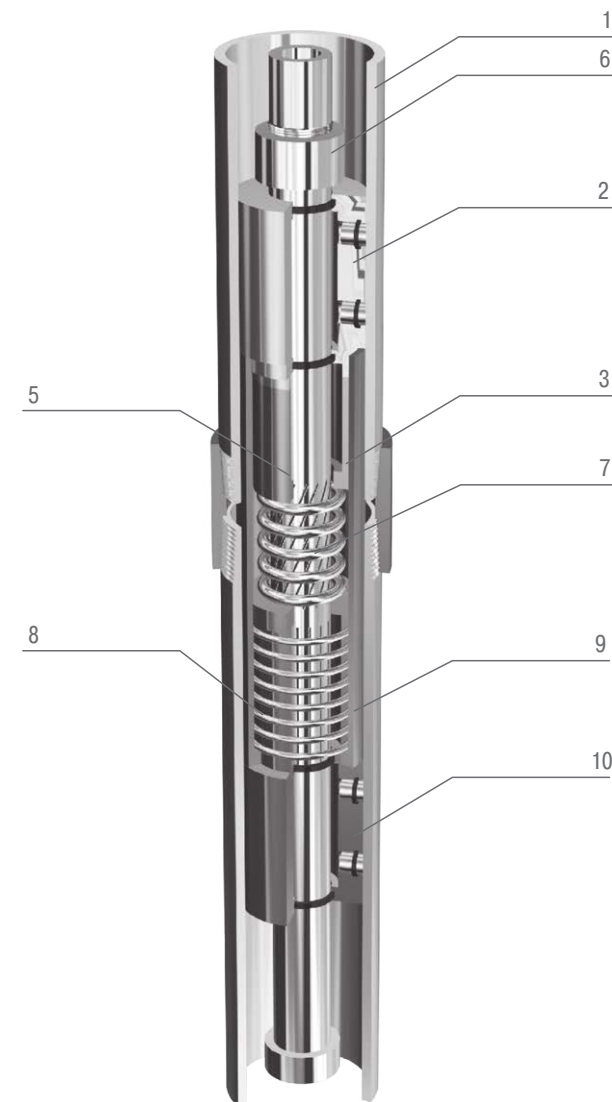
Устройство и принцип действия

Принцип основан на преобразовании поступательного движения колонны технологических труб во вращение с помощью винта большого шага. Вращение на обсадную колонну при этом передается гидравлическими якорями.

Устройство состоит из корпуса (9), двух гидравлических якорей (2 и 10) и проходящего сквозь них штока (5) с винтовым (7) и шлицевым (8) участками. На шток (5) надеты гайки (6) и обгонная муфта (3). После спуска устройства в заданный интервал его устанавливают так, чтобы верхний якорь (2) был выше, а нижний (10) - ниже отворачиваемого стыка. Затем подают в лифтовые трубы давление и возвратно-поступательным движением вверх-вниз отворачивают верхние трубы от нижних. При этом вращающий момент создается при взаимодействии винтового участка (7) с гайкой (6) и передается через обгонную муфту (3) и якорь (2) на верхнюю трубу.

Преимущества

Отворот осуществляется точно в заданном соединении. Работа производится на насосно-компрессорных трубах без применения вращения сверху.



ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ПРОВЕДЕНИЯ РЕМОНТНЫХ РАБОТ С ПРИМЕНЕНИЕМ ИЗВЛЕКАЕМОЙ ПАКЕР-ПРОБКИ

Патент РФ №2346142



Назначение

Пакер-пробка извлекаемая предназначена для отсечения продуктивной части ствола скважины при проведении ремонтных работ или нижних пластов при обработке верхних (ОПЗ, ГРП).

Область применения:

- герметизация эксплуатационной колонны;
- геофизические исследования;
- наращивание цементного кольца за эксплуатационной колонной;
- гидравлический разрыв пласта;
- обработка призабойной зоны пласта.

Преимущества:

- по окончании работ извлекается стандартной трубуловкой;
- может быть использована многократно.

Объемы внедрения

Более 30 скважин ОАО «Татнефть».

Наименование показателя	ИПП-146	ИПП-168
1. Посадочный инструмент		
1.1. Способ посадки	Гидравлический	
1.2. Давление посадки пакера, МПа, в пределах	9,0 - 10,0	
1.3. Диаметр наружный, мм, не более	120	
1.4. Длина, мм, не более	1790	
1.5. Масса, кг, не более	59	
2. Извлекаемая пакер-пробка		
2.1. Максимальный перепад давления, воспринимаемый пакером снизу, МПа, не менее	15,0	
2.2. Максимальный перепад давления, воспринимаемый пакером снизу, МПа, не менее	40,0	
2.3. Наружный диаметр, мм, не более	120	140
2.4. Длина, мм, не более	800	800
2.5. Рабочая среда	Пластовая вода, нефть	
2.6. Масса, кг, не более	30	35

ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ОПРЕССОВКИ (В Т.Ч. ПОИНТЕРВАЛЬНОЙ) КОЛОНН НКТ И ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ КОЛОНН В ДОБЫВАЮЩИХ И НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ С ЦЕЛЮ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ИХ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПРИ РЕМОНТНЫХ РАБОТАХ

Область применения

Технология предназначена для разобщения зон обсадных колонн при проведении ремонтных, изоляционных и исследовательских работ.

Преимущества:

- надежность в работе всех узлов, что позволяет многократно производить опрессовку колонн, при этом устройство не извлекается на поверхность;
- возможность определения интервала нарушения с точностью интервала ± 1 м за 2-3 ч;
- объективная информация о состоянии колонны;
- возможность опрессовки колонны, когда статический уровень жидкости в скважине ниже уровня нарушения (большая приемистость пласта);
- исключение образования технологических отходов, что характерно при трубной технологии;
- дает большой положительный эффект в виде сокращения затрат на капитальный ремонт и времени нахождения скважины на ремонте;
- безопасность в эксплуатации.



ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ СЕЛЕКТИВНОГО ДОСТУПА В СТВОЛЫ МНОГОЗАБОЙНЫХ СКВАЖИН С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГИБКОЙ ТРУБЫ

Патенты РФ №№2318111, 2318112

Назначение

Гидравлические отклонители ОГГТ-90(60) и ОГГТ-90(60)-У предназначены для доставки инструмента (гидромониторных насадок) в заданный ствол многозабойной скважины для последующей его обработки призабойной зоны (ОПЗ) различными химическими реагентами.

Область применения

Многоствольные горизонтальные скважины.

Преимущества:

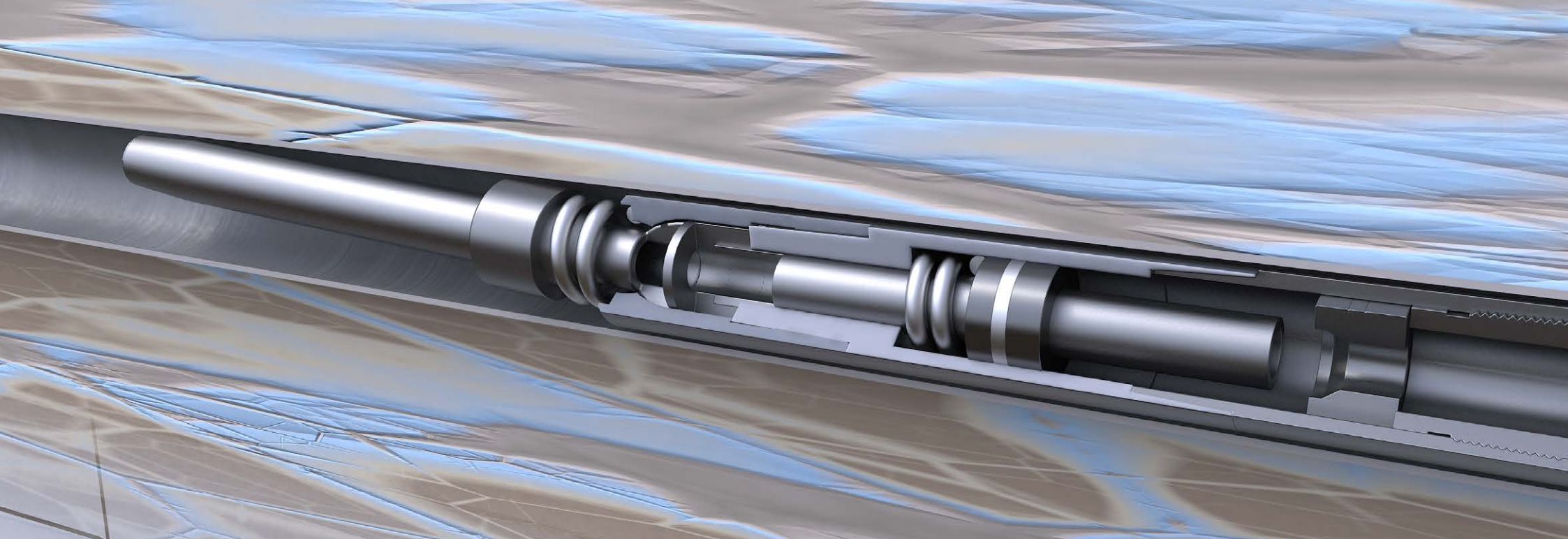
- гарантированная доставка инструмента в заданный ствол;
- возможность использования установок с гибкой трубой.

Объемы внедрения

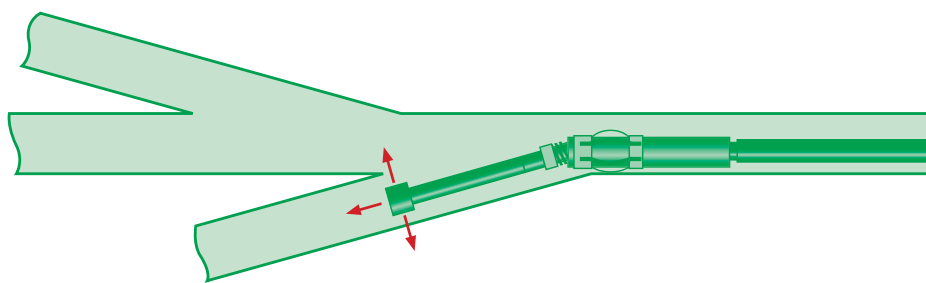
В 7 многозабойных скважинах ОАО «Татнефть».

Наименование показателя	Значение ОГГТ-90(60) (ОГГТ-90(60)-У)
Диаметр открытого ствола, мм	124,144
Диаметр гибкой трубы, применяемой для спуска оборудования, мм	38,1
Наружный диаметр оборудования, мм, не более	90(60)
Угол отклонения осевого ниппеля и осевого корпуса, 0	10
Поворот ниппеля относительно вертикали за один цикл нагнетания давления (для оборудования исполнения "У"), 0	45
Давление срабатывания оборудования не более, МПа	5,0 - 7,5
Длина, мм, не более	500
Масса, кг, не более	100

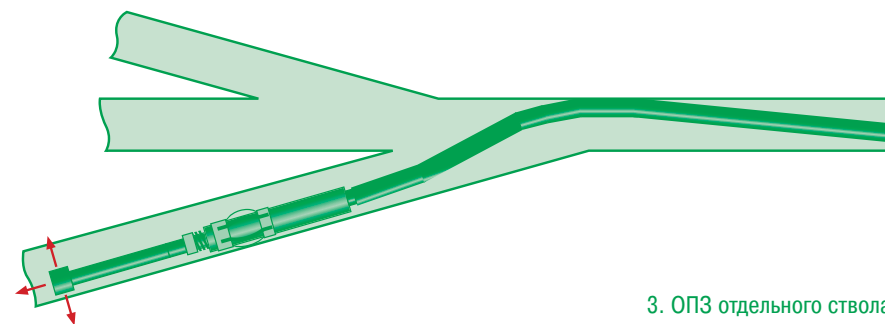




1. Спуск инструмента в интервал заданного ствола, $P < 5,0$ МПа



2. Попадание в заданный ствол, $P > 10,0$ МПа



3. ОПЗ отдельного ствола

Технология селективного доступа в стволы многозабойных скважин с использованием гибкой трубы

ТЕХНОЛОГИЯ РЕМОНТНЫХ РАБОТ С ПРИМЕНЕНИЕМ 102, 114, 146, 168 ММ РАЗБУРИВАЕМЫХ ПАКЕРОВ



Назначение

Пакеры разбуриваемые предназначены для проведения ремонтно-изоляционных работ с отсечением части эксплуатационной колонны выше зоны изоляции, а также отдельных пластов с тампонированием или без тампонирования.

Пакеры разработаны в двух модификациях: с отсекающим клапаном ПР-К и с заглушкой ПР-Г.

Назначение:

- Отключение нижних обводнившихся пластов, в том числе временное, с тампонированием или без тампонирования.
- Отключение нижележащих пластов (в литологической колонке) с тампонированием.
- Временное отключение пластов при восстановлении герметичности колонн, исследовании верхних пластов и других подобных операциях, поэтапном наращивании цемента за эксплуатационной колонной и др.

Преимущества:

- простота конструкции (5 деталей);
- посадка пакера и цементирование за один спуск инструмента (имеет клапан золотникового типа);
- разбуривание обычным долотом за 50 - 60 мин;
- снижение продолжительности и стоимости ремонта.

Объем внедрения

Более 700 скважин ОАО «Татнефть».

Технические характеристики посадочного инструмента ПИ-118 и разбуриваемых пакеров ПР-К (Г)-146(168)-Я

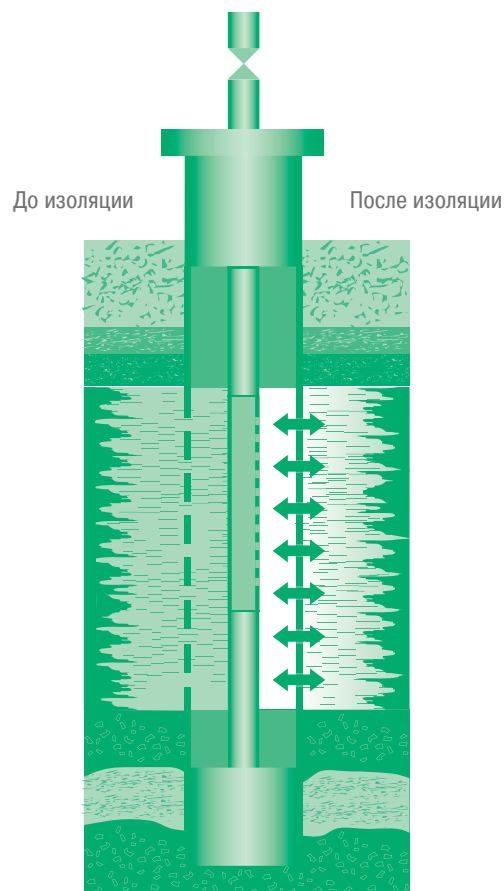
Наименование показателя	Значение			
	ПР-К-146-Я	ПР-К-168-Я	ПР-Г-146-Я	ПР-Г-168-Я
Посадочный инструмент ПИ-118				
Способ посадки	Гидравлический			
Давление посадки пакера, не более, МПа	17,0			
Диаметр наружного корпуса, не более, мм	118			
Длина, не более, мм	2320			
Масса, не более, кг	86	89	86	89
Пакер разбуриваемый				
Максимальный перепад давления, воспринимаемый пакером, МПа	40,0			
Наружный диаметр, не более, мм	120	138	120	138
Длина пакера, не более, мм	478		554	
Рабочая среда	Глинистый раствор, пластовая вода, нефть, кислота, цементный раствор			
Температура рабочей среды, не более, °С				
Масса, не более, кг	17	28	17	28

Технические характеристики посадочного инструмента ПИ-82(94) и разбуриваемых пакеров ПР-К (Г)-102(114)

Наименование показателя	Значение	
	ПИ-82	ПИ-94
Посадочный инструмент ПИ-82(94)		
Способ посадки	Гидравлический	
Давление посадки пакера, не более, МПа	20	
Диаметр наружный, не более, мм	82	94
Длина, не более, мм	3430	2710
Масса, не более, кг	64	78
Пакер разбуриваемый		
Перепад давления, воспринимаемый пакером, МПа, не более	25,0	
Наружный диаметр, не более, мм	82	94
Диапазон внутренних диаметров колонн, перекрываемых пакером, мм	87,6-89,6	99,5-101,5
Длина, не более, мм	75	130
Масса, не более, кг	2,5	3,7

ТЕХНОЛОГИЯ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СИЛИКАТОРГАНИЧЕСКИХ КОМПОЗИЦИЙ

Патент РФ № 2270328



Область применения

Технология применяется для ограничения притока подошвенных, пропластковых и закачиваемых вод, ликвидации заколонных перетоков добывающих и нагнетательных скважин, ликвидации нарушений цементного кольца, а также для выравнивания профилей приемистости. Успешность РИР - 90 %.

Технология проведения работ

Ограничение притока воды в скважины основано на закачке композиций на базе модифицированного жидкого стекла (силиката натрия) и формирования в зоне изоляции стойкой относительно пластовых и опресненных вод тампонирующей массы. В качестве структурообразователя (отвердителя) в модифицированное жидкое стекло вводится сложный эфир карбоновой кислоты.

Обработка скважин водоизолирующими композициями на основе модифицированного жидкого стекла осуществляется по технологической схеме: прямая закачка композиции, при которой насосным агрегатом осуществляется закачка в НКТ композиции, доводка его до башмака НКТ и продавка через существующий фильтр в зону изоляции, при этом компоненты композиции подаются либо через тройник, либо перемешиваются в осреднительной ёмкости на дневной поверхности.

Физико-химические свойства жидкого стекла

Наименование показателя	Значение
Внешний вид	Жидкость прозрачная или с серым оттенком без механических включений и примесей, видимых невооруженным взглядом
Вязкость, мПа·с	50-100
Концентрация водородных ионов, pH	10,6-11,5
Плотность, кг/м ³	1300-1400

Преимущества:

- легкофильтруемый тампонажный состав;
- обеспечивает длительный водоизолирующий эффект;
- сроки схватывания регулируются во времени;
- высокая адгезионная способность;
- стабильность жидкого стекла при хранении;
- хорошая смешиваемость с водой;
- экологическая безопасность и технологичность;
- низкая стоимость;
- возможность применения до температуры плюс 120°С.

ТЕХНОЛОГИЯ ЛИКВИДАЦИИ НАРУШЕНИЙ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ И НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ ЦЕМЕНТНОГО КОЛЬЦА (СМОЛА АЦФ)

Патент РФ № 2333347

Область применения

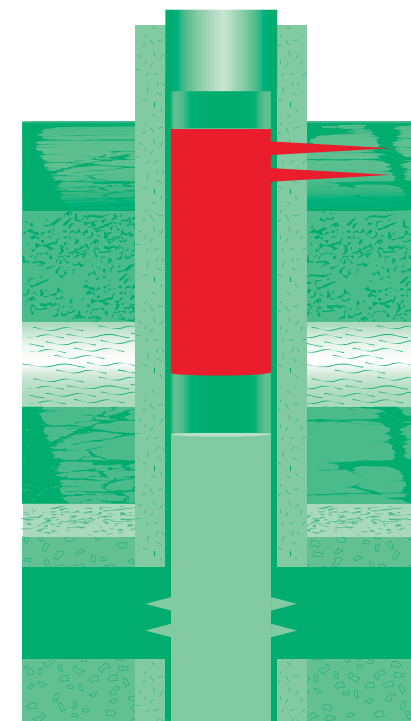
Технология применяется для проведения ремонтно-изоляционных работ обводненных интервалов продуктивных пластов, герметизации и догерметизации эксплуатационной колонны, крепления слабцементированных пород призабойной зоны пласта и ликвидации заколонных перетоков. Успешность РИР - 80 %.

Технология проведения работ

В основу технологии положен способ формирования твердого полимерного камня, стойкого относительно агрессивного воздействия пластовых жидкостей. Смола с отвердителем закачивается в область нарушения эксплуатационной колонны или зону негерметичности цементного кольца и выдерживается в течение суток.

Преимущества:

- легкофильтруемый тампонажный состав;
- длительный водоизолирующий эффект;
- сроки схватывания регулируются во времени;
- высокая адгезионная способность;
- высокая стабильность смолы при хранении;
- хорошая смешиваемость с водой;
- возможность работы в зимнее время;
- экологическая безопасность и технологичность;
- низкая стоимость;
- богатая сырьевая база.



Физико-химические свойства смолы

Наименование показателя	Значение
Внешний вид	Гомогенная жидкость от светлого до коричневого цвета
Вязкость условная по вискозиметру ВЗ-246 при 20 °С (сопло 4 мм), с, не менее	65
Концентрация водородных ионов, рН, не менее	6,5
Растворимость в воде при температуре (20 ±1)°С 1:20	полная
Плотность при температуре 20 ±1)°С, г/см ³ , не менее	1,200

ТЕХНОЛОГИЯ ДОПОДЪЕМА ЦЕМЕНТНОГО КОЛЬЦА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ОБЛЕГЧЕННЫХ ОРГАНОМИНЕРАЛЬНЫХ ТАМПОНАЖНЫХ МАТЕРИАЛОВ

Патент РФ № 2268352



Область применения

Технология предназначена для обеспечения доподъема тампонажного раствора до устья скважин с использованием облегченных органоминеральных тампонажных материалов.

Технология проведения работ

Сущность технологии заключается в обеспечении подъема тампонажного раствора до устья скважин и формировании в заколонном пространстве сплошного, малопроницаемого, прочного, трещиностойкого цементного камня за счет добавления в цементный раствор алюмосиликатных микросфер и синтетических смол.

Преимущества:

- исключает повторное цементирование;
- обеспечивает надежную герметичность заколонного пространства;
- проводит одноступенчатый доподъем цемента за колонной;
- проводит доподъем цемента при наличии зон поглощения;
- снижает плотность тампонажного раствора до 1300-1400 кг/м³.

ТЕХНОЛОГИЯ СЕЛЕКТИВНОЙ ИЗОЛЯЦИИ ПОДОШВЕННОЙ ВОДЫ В ТРЕЩИНОВАТО-КАВЕРНОЗНЫХ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

Патент РФ № 2283422

Область применения

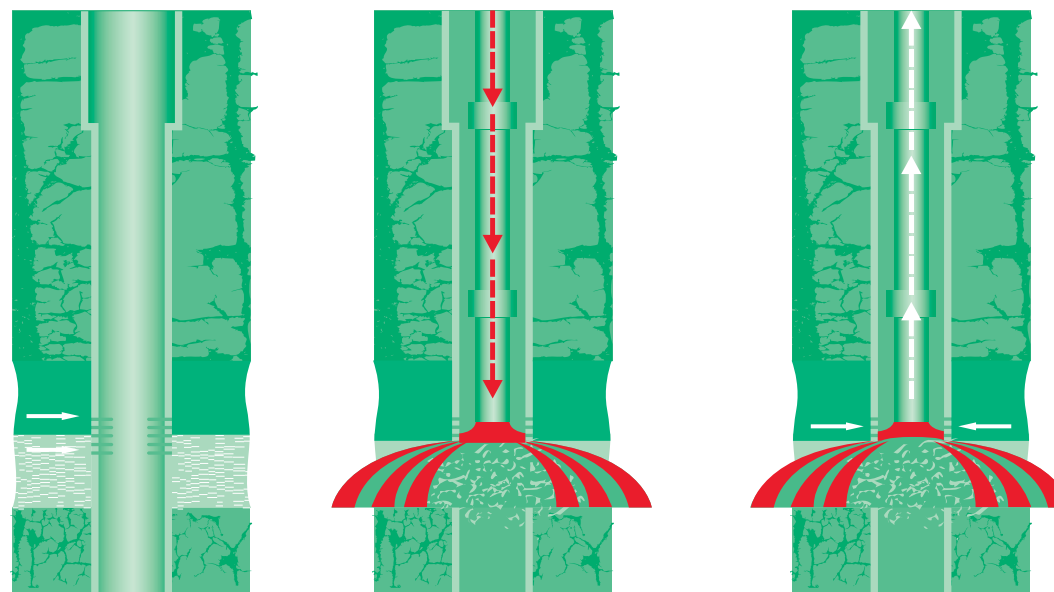
Технология предназначена для проведения ремонтно-изоляционных работ в карбонатных коллекторах.

Технология проведения работ

Технология реализуется путем последовательной закачки нефтесилорной эмульсии и небольших порций армирующего тампонажного состава. Полученный гидроизоляционный экран обладает повышенной прочностью за счет армирования его высокопрочным тампонажным составом, который воспринимает основную долю нагрузки от перепада давлений.

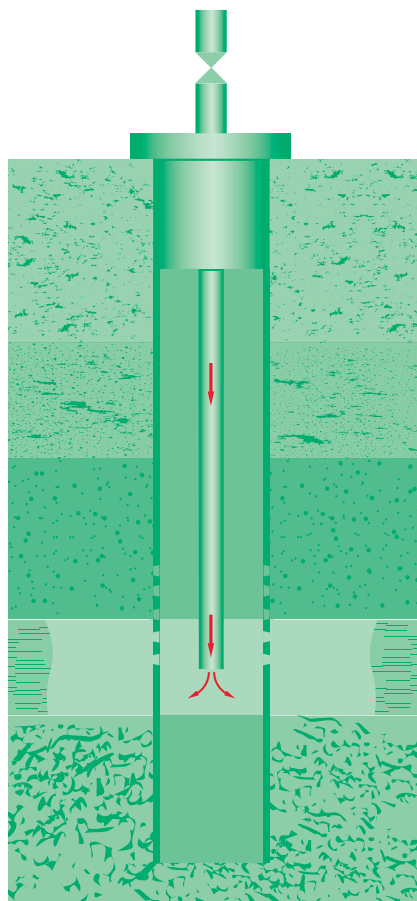
Преимущества:

- повышенная прочность водоизоляционного экрана;
- термостойкость эмульсии и возможность приготовления эмульсии из нефти и воды с остаточным содержанием деэмульгаторов;
- технология может быть применена при проведении работ как в вертикальных, так и в горизонтальных скважинах с любым видом минерализации вод;
- технология не приводит к необратимым изменениям и ухудшению коллекторных свойств нефтяного пласта.



ТЕХНОЛОГИЯ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВИНИЛОВЫХ ПОЛИМЕРОВ

Патент РФ №2354678



Область применения

Технология предназначена для ограничения притока вод по пласту, ликвидации заколонных перетоков и отключения пластов с температурой продуктивных коллекторов до 70°С. Минерализация изолируемых вод не регламентируется. Успешность технологии - 80 %.

Технология проведения работ

Сущность технологии заключается в тампонировании изолируемого интервала упругим нерастворимым гелем. Получение геля происходит при взаимодействии реагента ВИТАМ с минерализованными водами как хлоркальциевого, так и хлорнатриевого типа. При обводнении опресненными водами используется либо гелеобразователь, либо производят искусственную минерализацию обводненного пласта алюмохлоридом.

Преимущества:

- Время гелеобразования может регулироваться от нескольких минут до нескольких суток.
- Получаемый гель отличается от известных гелей на основе акриловых полимеров отсутствием синерезиса и увеличенными в 6 - 8 раз структурно-механическими свойствами, а от силикатных и лигносульфонатных гелей способностью к обратимым упругим деформациям, что позволяет применять композицию при ликвидации заколонных перетоков как в эксплуатационных, так и в нагнетательных скважинах.

ТЕХНОЛОГИЯ ГЕРМЕТИЗАЦИИ НАРУШЕНИЙ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ С БОЛЬШИМИ ПОГЛОЩЕНИЯМИ В ВЕРХНИХ ГОРИЗОНТАХ

Патент РФ № 2378490

Область применения

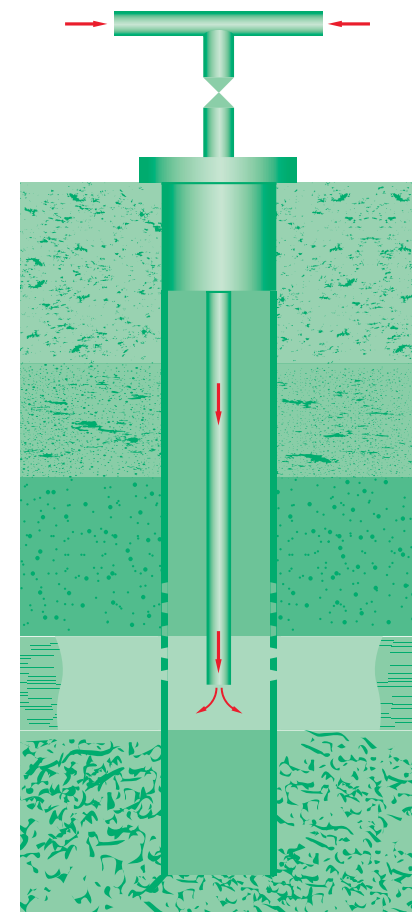
Технология предназначена для проведения ремонтно-изоляционных работ в условиях больших поглощений.

Технология проведения работ

Сущность технологии заключается в тампонировании изолируемого интервала композицией, содержащей в качестве основных компонентов глинистый раствор и высокомолекулярное жидкое стекло.

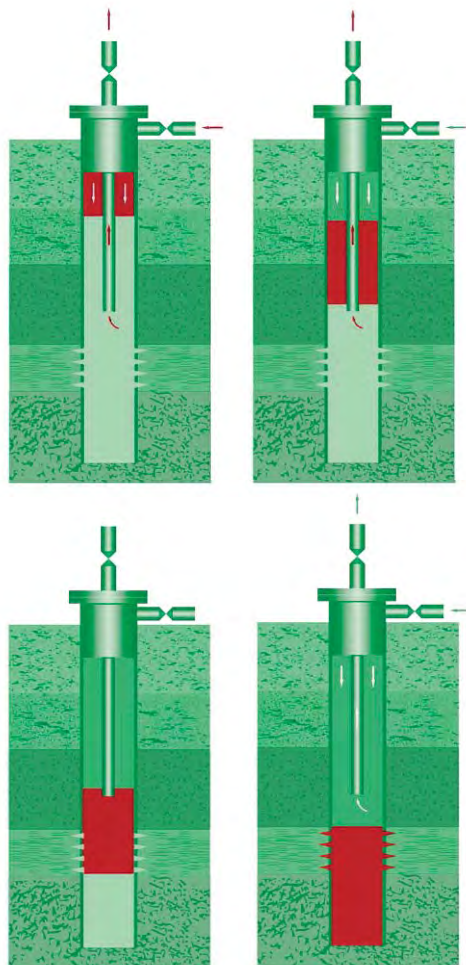
Преимущества:

- использование недорогих и технологичных материалов;
- регулируемые реологические параметры разрабатываемых глинисто-силикатных тампонажных материалов при фильтрации в зонах пласта с большими поглощениями;
- простота приготовления композиции на дневной поверхности;
- использование стандартной техники, применяемой при капитальном ремонте скважин;
- экологическая безопасность рекомендуемых реагентов при использовании в горизонтах, являющихся источником питьевых вод.



ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ВАРИАНТЫ КАЧЕСТВЕННОГО ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИН С СОХРАНЕНИЕМ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ПЛАСТА НА ОСНОВЕ ОБРАТНЫХ ЭМУЛЬСИЙ И ОБЛАГОРОЖЕННЫХ ЖИДКОСТЕЙ ГЛУШЕНИЯ

Патент РФ № 1633090



Комбинированное глушение скважин гидрофобной эмульсией и водным раствором

Назначение

Технология предназначена для качественного глушения скважин на период проведения подземных ремонтных работ. Под качеством глушения, прежде всего, подразумевается полное сохранение продуктивности скважин в послеремонтный период. Эффект достигается за счет применения облагороженных (практически не влияющих на нефтепроницаемость коллектора) жидкостей глушения. Разработана гамма рецептур облагороженных жидкостей глушения (ОЖГ) на водной, углеводородной и комбинированной (эмульсионной) основе.

Описание технологии

Технология глушения основана на комбинированном применении традиционно доступных ЖГ на водной основе (располагают в интервале подвески колонны НКТ и насоса) и ОЖГ, размещая их в нижней части ствола скважины, в интервале от насоса до забоя. Таким образом, продуктивный пласт надежно защищен от контакта с водой.

Эффективность

Исключен недобор нефти от 30 до 100 т/скв.

Внедрение

Объем промышленного внедрения (РТ, Удмуртия, Западная Сибирь) – 14 тыс. скважин.

КИСЛОТНЫЕ КОМПОЗИЦИИ «КСК-ТАТНЕФТЬ» И ТЕХНОЛОГИИ СТИМУЛЯЦИИ СКВАЖИН НА ИХ ОСНОВЕ

Патент РФ №2308475

Назначение

Составы «КСК» предназначены для интенсификации добычи нефти из скважин, эксплуатирующих карбонатные коллекторы различных типов, а также терригенные пласты путем кислотной стимуляции и увеличения проницаемости призабойной зоны и удаленных интервалов.

Преимущества:

- составы «КСК» - это ряд универсальных, многоцелевых кислотных рецептур (ПАКС, КСК-1, КСМД, ГКК, ВЗКС) с улучшенными технологическими свойствами, позволяющими обеспечить полный вынос продуктов реакций из пласта в процессе освоения;
- рецептуры «КСК» обладают широким спектром технологических и физико-химических свойств;
- возможен гибкий подбор наиболее эффективных рецептур «КСК» и их комбинаций на каждой скважине, что обеспечивает более высокую технико-экономическую эффективность применения кислотных составов.

Технологические области применения КСК

- КСМД (кислотный состав медленного действия) – основа технологии управляемой направленно-глубокой обработки карбонатного коллектора.
- ПАКС (поверхностно-активный кислотный состав) – основа технологии кислотной обработки порово-трещиноватых карбонатных коллекторов.
- ГКК (глинокислотная композиция) – основа технологии кислотного воздействия на призабойную зону терригенных глинизированных пластов.

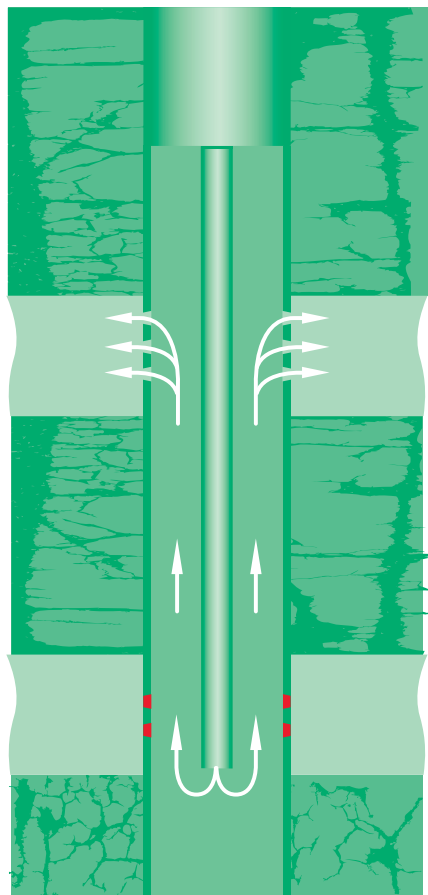
Результаты внедрения:

- более 700 скважин в Республике Татарстан и Удмуртской Республике;
- в ОАО «Татнефть» увеличение дебита составляет 2-4 т/сут;



ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ВАРИАНТЫ КОМПЛЕКСНОЙ СТИМУЛЯЦИИ ПРИТОКА НЕФТИ С ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫМ ОГРАНИЧЕНИЕМ ВОДОПРИТОКОВ

Патент РФ № 2247825



Описание технологии

Комплексная технология выполняется двухстадийно, но неразрывно-последовательно, как единая скважино-операция: первая стадия обеспечивает временное блокирование работающих (отдающих нефть при эксплуатации) участков трещиновато-поровых карбонатных пластов-коллекторов с одновременным долговременным блокированием водонасыщенных трещинно-кавернозных, потенциально водоносных интервалов коллектора; вторая стадия предполагает выполнение направленного кислотного или ударно-волнового, или импульсно-химического, или термогазохимического, или любого другого вида физико-химического воздействия на нефтенасыщенные, но не вовлеченные в эксплуатацию интервалы и участки вскрытой толщины пластов.

Отличительные особенности

Основная технологическая жидкость (высоковязкая гидрофобная эмульсия (ВГЭ) выполняет две функции: - блокирующего и отклоняющего состава. Комплекс регулируемых реологических, дисперсных и фильтрационных свойств ВГЭ позволяет достигать эффективного тампонирувания водонасыщенных интервалов, что обеспечивает выполнение последующей направленной физико-химической стимуляции нефтенасыщенных зон и пропластков (РД153-39.0-609-08).

Разработаны следующие технологические варианты

- технология направленной кислотной обработки карбонатных коллекторов с предварительным блокированием водоносных каналов;
- технологии направленного химического и ударно-волнового воздействия на продуктивный пласт с предварительным блокированием водонасыщенных трещиноватых интервалов;
- технологические варианты направленной кислотной обработки расчетных интервалов ГС с предварительным блокированием водонасыщенных трещиноватых зон;
- технологические варианты струйно-кислотной обработки нефтенасыщенных толщин и интервалов ВС и ГС с предварительным блокированием водонасыщенных зон от физико-химического воздействия;
- технология изоляции водопритоков с последующей щадящей кислотной обработкой пласта составами кислотных стимулирующих композиций (КСК).

Объемы внедрения

Более 30 скважин ОАО «Татнефть» с достижением эффекта по увеличению дебита нефти с одновременным снижением объемов поднимаемой воды на поверхность (энерго- и ресурсосбережение).

ТЕХНОЛОГИЯ КИСЛОТНО-СТРУЙНОЙ ОБРАБОТКИ ГОРИЗОНТАЛЬНОГО СТВОЛА С ПРИМЕНЕНИЕМ ГИДРОМОНИТОРНЫХ НАСАДОК

Патент РФ № 2205950

Технология основана на комплексном кислотном и гидромониторном струйном воздействии на карбонатный материал продуктивного пласта. Технологический режим обработки проектируется в зависимости от типа коллектора, его нефтенасыщенности и профиля горизонтального ствола.

Технология позволяет

регулировать интервал и глубину кислотно-струйной резки в нефтенасыщенных интервалах ГС.

За счет этого достигается существенное (в 2-3 раза) увеличение притока нефти к горизонтальному стволу скважин.

Технология осуществляется

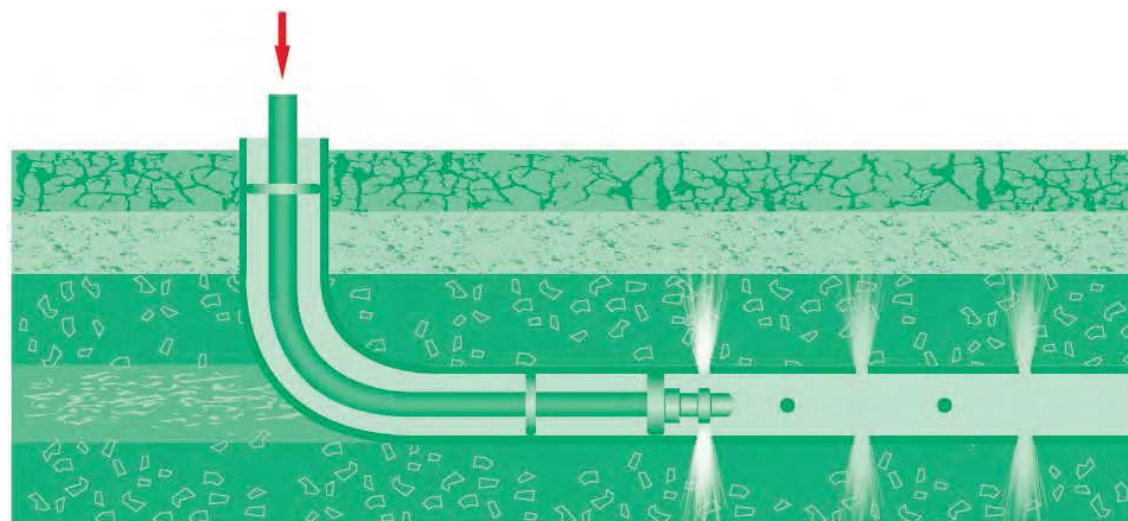
с применением традиционного нефтепромыслового оборудования и техники. Закачку кислотных составов и химреагентов в режиме гидромониторного воздействия можно осуществлять как по колонне НКТ (наиболее эффективный способ), так и по кольтюбингу.

Результаты внедрения

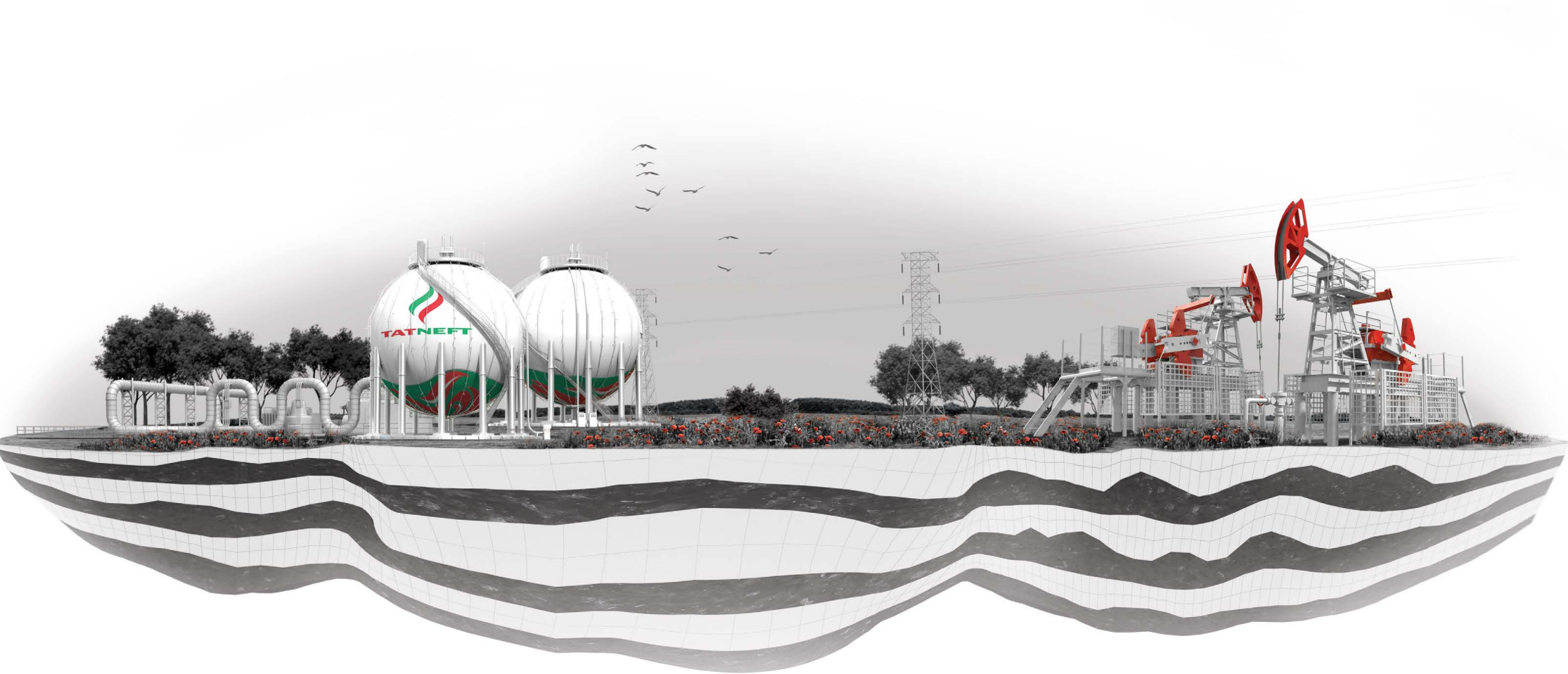
В 80 скважинах ОАО «Татнефть».

Среднее увеличение дебита – 3-4 т/сут.

Продолжительность эффекта – более 2 лет.



Кислотная обработка расчетного интервала в режиме гидромониторного воздействия



Экологическая безопасность

СОВМЕСТНАЯ КАТОДНАЯ ЗАЩИТА ОБСАДНЫХ КОЛОНН ДОБЫВАЮЩИХ (НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ) СКВАЖИН И ИХ ВЫКИДНЫХ ЛИНИЙ (РАЗВОДЯЩИХ ВОДОВОДОВ)

Патенты РФ №№2303122, 2303123

Назначение

Данная технология распространяется на катодную защиту обсадных колонн скважин и выкидных линий (разводящих водоводов) от наружной коррозии.

Катодная защита обеспечивается смещением электродного потенциала металла обсадной колонны, возникающего при контакте металла с электролитом, в отрицательную сторону от естественного значения под действием электрического тока внешнего источника постоянного напряжения.

Особенности

Катодная защита осуществляется присоединением отрицательного полюса источника постоянного тока – станции катодной защиты (СКЗ) – к обсадной колонне на устье скважины и положительного полюса к анодному заземлителю.

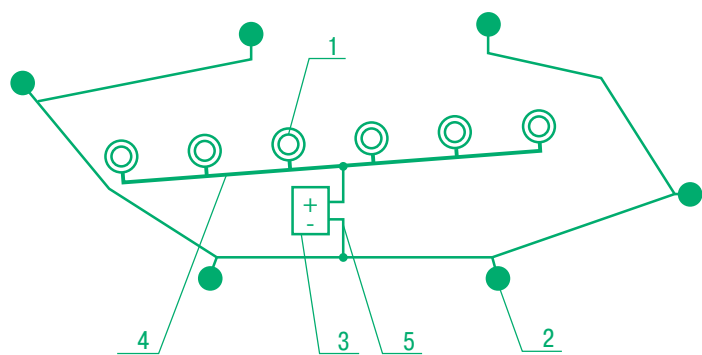
Катодную защиту обсадных колонн скважин по данной технологии осуществляют по кустовой и индивидуальной схемам скважины.

Эффективность

Независимо от принятой схемы, система катодной защиты обеспечивает подачу защитного тока к каждой обсадной колонне и исключает вредное влияние блуждающих токов на соседние подземные сооружения.

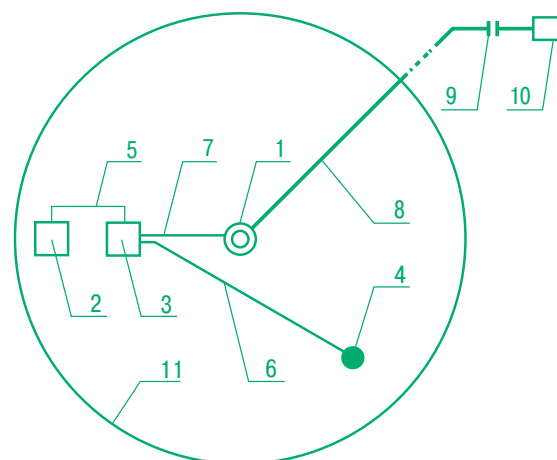
Контроль эффективности КЗ осуществляют путем снятия показаний приборов СКЗ (БКЗ) и замера поляризационного потенциала на устье скважины.

Схема КЗ обсадных колонн при кустовом расположении скважин



- 1 – скважина
- 2 – анодный заземлитель
- 3 – катодная станция
- 4 – стальные шины
- 5 – дренажные кабели

Схема индивидуальной катодной защиты обсадных колонн



- 1 – скважина
- 2 – КТПН (КТПУ)
- 3 – СКЗ
- 4 – АЗ
- 5 – питающий провод 220 В
- 6 – анодный дренажный кабель
- 7 – катодный дренажный кабель
- 8 – выкидная линия (разводящий водовод)
- 9 – ЭИС
- 10 – ГЗУ (КНС)
- 11 – граница скважины

КАТОДНАЯ ЗАЩИТА ПОДЗЕМНЫХ И НАЗЕМНЫХ СООРУЖЕНИЙ ПРОМПЛОЩАДОК ОТ ГРУНТОВОЙ КОРРОЗИИ

Назначение

Данная технология распространяется на катодную защиту (КЗ) внешним током от грунтовой коррозии подземных и наземных сооружений следующих промплощадок (ПП):

- установок подготовки нефти (УПН);
- нефтяных товарных парков (ТП);
- установок предварительного сброса воды (УПС);
- дожимных насосных станций (ДНС);
- очистных сооружений (ОС) цехов комплексной подготовки и переработки нефти (ЦКППН);
- установок по предварительной и комплексной подготовке газа (УППНГ, УКПГ);
- газо- и нефтеперерабатывающих заводов (ГПЗ, НПЗ).

К защищаемым подземным сооружениям ПП относятся подземные трубопроводы, подземные участки надземных и наземных трубопроводов, заглубленные резервуары, подземные части стальных опор, контуры защитных заземлений и молниезащиты.

МЕХАНИЧЕСКИЕ ЭЛЕКТРОИЗОЛИРУЮЩИЕ СОЕДИНЕНИЯ ДЛЯ ТРУБОПРОВОДОВ

Патент РФ № 2268435

Назначение

Механические электроизолирующие соединения для трубопроводов (МЭСТ) ТУ 3799-174-00147588-2008 предназначены для электрического разъединения трубопровода от других подземных сооружений или отдельных участков трубопровода от его остальной части.

Электрическое разъединение осуществляется в целях устранения или ограничения блуждающих токов в трубопроводе, наводимых заземлителями постоянного или переменного токов и линиями электропередачи высокого напряжения, а также для устранения рассеивания защитных токов электрохимической защиты.

МЭСТ изготавливаются в двух вариантах:

- для трубопроводов из металлопластмассовых труб;
- для трубопроводов из труб других конструкций (трубы стальные с внутренним полимерным покрытием, трубы без внутреннего покрытия и т.д.).

Особенности

МЭСТ изготавливаются в двух исполнениях:

- для трубопроводов с рабочим давлением до 4 МПа;
- для трубопроводов с рабочим давлением до 21 МПа.

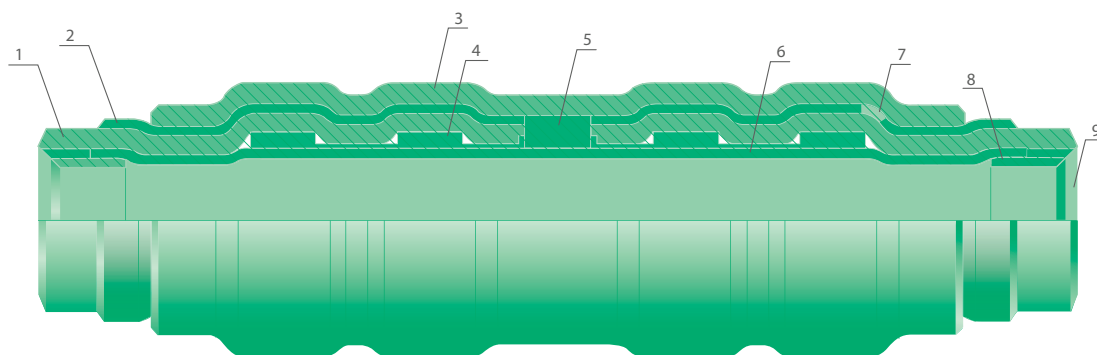
МЭСТ разработаны для трубопроводов диаметрами от 89 до 273 мм.

В конструкции МЭСТ осуществлен принцип совместной пластической деформации комплектующих деталей методом радиальной раздачи и обжатия. Для защиты от внутренней коррозии и для уменьшения утечек тока через транспортируемый поток электропроводящей жидкости внутрь МЭСТ устанавливается полиэтиленовая оболочка. Для защиты сварного соединения от коррозии на концах МЭСТ устанавливаются протекторные втулки.

Электрическое сопротивление МЭСТ в сухом помещении, измеряемое мегаомметром с напряжением 1000 В, не менее 10 кОм.

Эффективность применения:

- высокая механическая прочность;
- высокая герметичность;
- надёжная антикоррозионная защита;
- возможность проведения подземной и наземной прокладки как в горизонтальном, так и в вертикальном положении.



1 – стальной патрубок; 2 – наружная полиэтиленовая изоляция стального патрубка; 3 – стальная муфта;
4 – вкладыш; 5 – диэлектрик; 6 – полиэтиленовая оболочка; 7 – диэлектрическая вставка;
8 – заземляющий наконечник; 9 – протектор

КОНСТРУКЦИЯ АНТИКОРРОЗИОННОЙ ЗАЩИТЫ ЗОНЫ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ ТРУБ С ВНУТРЕННИМ ПОЛИМЕРНЫМ ПОКРЫТИЕМ (ТПС-У)

Патент РФ № 2226637

Труба с внутренним и наружным антикоррозионным покрытием с защитной втулкой и уплотнением (ТПС-У) ТУ 1390-021-43826012-01 представляет собой стальную трубу с нанесенной наружной двухслойной изоляцией и с внутренним полимерным антикоррозионным покрытием на эпоксидной основе. Для защиты зоны сварного шва используются защитные втулки с уплотнительными элементами.

Назначение

ТПС-У предназначены для сооружения:

- подводящих трубопроводов для транспортировки пластовой, подтоварной и пресной воды в системах поддержания пластового давления;
- трубопроводов для транспортировки нефти и нефтесодержащих жидкостей в системе нефтесбора;
- трубопроводов для несмешивающихся газожидкостных систем.

Конструктивные особенности

Защита внутренней поверхности сварного соединения ТПС-У осуществляется за счет применения втулки с резиновыми уплотнительными элементами. При монтаже ТПС-У стягиваются специальным приспособлением, при этом уплотнительные элементы защитной втулки плотно прижимаются к внутренней поверхности перегибов труб, созданных при калибровке их концов, полностью перекрывая доступ транспортируемой среды к сварному шву, отсекая перекачиваемую среду от незащищенной поверхности сварного шва.

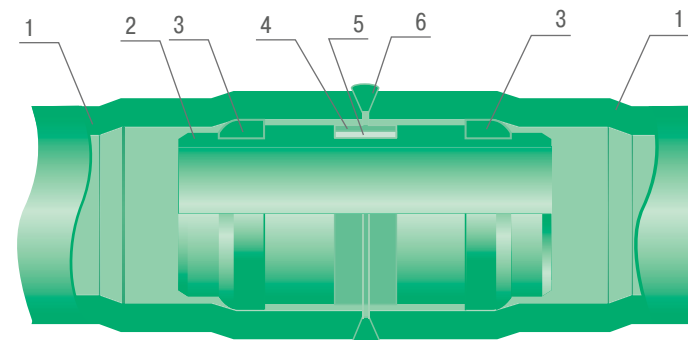
Техническая характеристика

ТПС-У разработаны для трубопроводов диаметрами от 89 до 325 мм.

Максимальная температура перекачиваемой среды в трубопроводах из ТПС-У – 60°C.

Эффективность применения:

- высокая механическая прочность;
- высокая герметичность;
- надёжная антикоррозионная защита;
- возможность проведения подземной и наземной прокладки как в горизонтальном, так и вертикальном положениях.



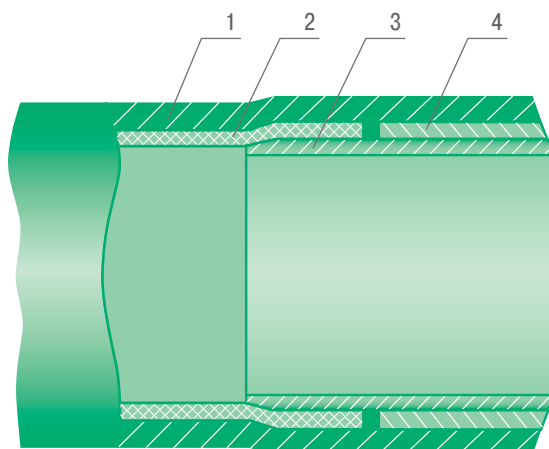
- 1 – стальная труба с калиброванными концами и внутренним полимерным покрытием;
 2 – защитная втулка с полимерным покрытием; 3 – уплотнительный элемент;
 4 – центратор; 5 – термоизолятор; 6 – сварной шов

КОНСТРУКЦИЯ АНТИКОРРОЗИОННОЙ ЗАЩИТЫ МЕТАЛЛОПЛАСТМАССОВЫХ ТРУБ (МПТ-К)

Патент РФ № 2238470

Труба металлопластмассовая с наконечниками из коррозионностойкой стали (МПТ-К) ТУ 1390-175-00147588-2008 представляет собой трубу, защищенную от воздействия транспортируемой среды внутренней полиэтиленовой оболочкой, а от почвенной коррозии – наружной полимерной изоляцией. Концы полиэтиленовой оболочки закреплены наконечниками из коррозионностойкой стали.

МПТ-К предназначены для строительства промышленных и технологических трубопроводов нефтедобывающих предприятий, транспортирующих обводненную нефть угленосного типа, сточные и пресные воды.



- 1 – стальная труба; 2 – полиэтиленовая оболочка;
3 – наконечник из коррозионностойкой стали;
4 – вкладыш из углеродистой стали

Техническая характеристика

МПТ-К разработаны для трубопроводов диаметрами от 89 до 273 мм.

Максимальная температура транспортируемой среды – 40°C.

Конструктивные особенности

В качестве антикоррозионной защиты внутренней поверхности зоны сварного соединения стальных труб в конструкции МПТ-К применяется наконечник, выполненный из коррозионностойкой стали.

При монтаже трубопровода из МПТ-К корень и первый заполняющий слой сварного шва выполняются специальными электродами для сварки коррозионностойких сталей. Последующие заполняющие и облицовочный слои сварного шва выполняются электродами для сварки углеродистых сталей.

Эффективность применения:

- увеличение среднего прогнозного срока службы трубопроводов до 20 лет;
- снижение затрат на эксплуатацию и ремонт трубопроводов;
- улучшение экологической ситуации в зонах транспортировки экологически вредных сред.

ТЕХНОЛОГИЯ КОНТРОЛЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН СКВАЖИН С ПОМОЩЬЮ МАГНИТНОГО ИНТРОСКОПА МИ-50

Патент РФ № 2382357

Назначение

Скважинные магнитные интроскопы МИ-50 предназначены для диагностики технического состояния обсадных колонн нефтяных и газовых скважин.

Принцип действия

Принцип действия скважинного магнитного интроскопа основан на магнитном методе контроля. При перемещении внутри обсадной колонны скважинный магнитный интроскоп осуществляет сканирование магнитного рельефа, возникающего под действием поля намагничивания и полей рассеяния от дефектов стенки. Для «привязки» к геологическому разрезу и определения толщины стенки обсадной колонны в приборе предусмотрены блоки гамма-каротажа и толщинометрии.

При работе с прибором результаты считываются в компьютер каротажной станции. Поставляемое с интроскопом программное обеспечение позволяет проводить расшифровку магнитограмм, подготовку отчетов и архивирование результатов контроля.

Отличительные особенности и преимущества

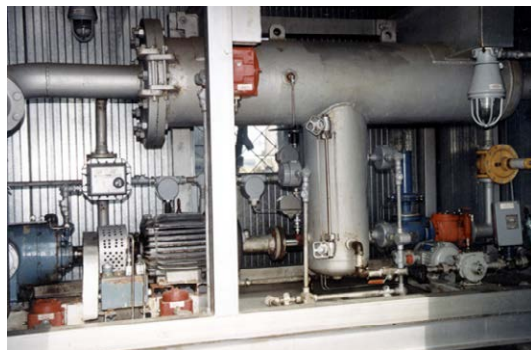
Отличие скважинного магнитного интроскопа от известных скважинных сканирующих устройств заключается в использовании многоэлементных преобразователей магнитного поля совместно с намагничивающим устройством в виде электромагнита.

С помощью прибора выявляются как сквозные, так и несквозные дефекты: коррозионные и усталостные трещины, каверны, язвы, потери металла, особенности обсадной колонны (пакеры, муфты, интервалы перфорации и т.п.), а также местоположение и направление развития (внутренняя или наружная коррозия) очагов коррозии. Это дает возможность оценивать ресурс обсадной колонны, правильно планировать способы ремонта и защиты обсадной колонны от коррозии.



Наименование показателя	Значение
Предельное гидростатическое давление, МПа	30
Предельная рабочая температура, °С	100
Минимальный условный диаметр выявляемого дефекта типа «сквозное отверстие», мм	4
Минимальные размеры выявляемого дефекта типа «коррозионная каверна» - длина/ширина, мм - глубина, % от толщины стенки трубы	10/10 40
Минимальный размер выявляемого дефекта типа «поперечная щель» - длина/раскрытие, мм - глубина, % от толщины стенки трубы	30/10 20

ТЕХНОЛОГИЯ УЛАВЛИВАНИЯ ЛЕГКИХ ФРАКЦИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ (УЛФ) ИЗ РЕЗЕРВУАРОВ



Описание

Установка поддерживает практически неизменное давление в паровой фазе резервуаров при изменяющемся режиме поступления нефти.

Область применения

Нефтяные резервуарные парки на нефтяных промыслах, нефтеперерабатывающих заводах, предприятиях транспорта нефти.

Технология позволяет:

- ликвидировать потери легких углеводородов из резервуаров и получить дополнительную прибыль;
- уменьшить загрязнение воздуха в районе резервуарного парка;
- сохранить свойства нефти;
- уменьшить пожароопасность резервуарного парка;
- сократить внутреннюю коррозию крыш резервуаров за счет предотвращения попадания воздуха.

Безопасность обеспечивается:

- применением новейшей технологии, гарантирующей безопасность системы;
- использованием чувствительных датчиков давления;
- многоступенчатой защитой резервуаров от запредельных повышений и понижений давления;
- использованием датчиков углеводородов и сероводорода в боксе, звуковой и световой сигнализации;
- взрывобезопасным изготовлением всех элементов установки.

Экономия

Срок окупаемости — в течение 0,5-1 года в зависимости от производительности товарного парка.

ВНУТРЕННЕЕ И НАРУЖНОЕ АНТИКОРРОЗИОННОЕ ПОКРЫТИЕ ТРУБ

ТРУБЫ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫЕ С ВНУТРЕННИМ ПОКРЫТИЕМ (НКТП) ТУ 1327-023-43826012-01

Продукция сертифицирована, сертификат № РОСС RU. НО03. Н02815

Область применения

Трубы насосно-компрессорные с внутренним покрытием на основе порошковой краски предназначены для эксплуатации в скважинах систем добычи нефти и поддержания пластового давления. Выбор марки материала зависит от температуры перекачиваемых жидкостей.

Характеристика

Антикоррозионные покрытия отличаются эластичностью, высокой стойкостью к воздействию ударных нагрузок и абразивному износу, а также химической стойкостью в отношении нефтепромысловых жидкостей.

Адгезия покрытий к поверхности трубы обеспечивается применением прогрессивной технологии подготовки стальной поверхности к окраске и создает надежный барьер проникновению коррозионных сред к металлу.

Гладкая пленка внутреннего покрытия позволяет увеличить скорость потока перекачиваемых жидкостей, а также снизить частоту профилактических обработок скважин против АСПО.

Для защиты резьбовой части муфт используется специальное покрытие "Каплинг гард", выдерживающее многократное свинчивание и развинчивание.

Разработана и применяется технология восстановления НКТП за счет удаления старого покрытия, ремонта и повторного покрытия труб, бывших в эксплуатации. Применение технологии восстановления позволяет увеличить срок службы НКТ дополнительно на 4-5 лет.



Система покрытия	Максимальная температура эксплуатации, °С
П-ЭП-585	50
П-ЭП-585 по грунту ТК 8007	60
SCOTCHKOTE 134	60
SCOTCHKOTE 134 по грунту ТК 8007	80
SCOTCHKOTE 6171	60
SCOTCHKOTE 6171 по грунту ТК 8007	80

ВНУТРЕННЕЕ И НАРУЖНОЕ АНТИКОРРОЗИОННОЕ ПОКРЫТИЕ ТРУБ

ТРУБЫ СТАЛЬНЫЕ И СЕКЦИИ ТРУБ С ВНУТРЕННИМ И НАРУЖНЫМ АНТИКОРРОЗИОННЫМ ПОКРЫТИЕМ ТУ 1390-021-43826012-01 И ТУ 1390-022-43826012-01

Продукция сертифицирована, сертификаты № РОСС RU. НО03. Н02817, № РОСС RU. НО03. Н02815



Нанесение внутреннего покрытия

Область применения

Трубы стальные и секции труб диаметром от 89 до 325 мм с внутренним и наружным антикоррозионным покрытием предназначены для сооружения трубопроводов систем добычи нефти и поддержания пластового давления. Максимальная длина трубы 11,3 м, секции труб – 22,6 м.

Для внутреннего покрытия используется порошковая краска, для наружного покрытия – двухслойная система на основе композиции клея-расплава и полиэтилена высокого давления. Выбор марки порошковой краски зависит от температуры перекачиваемой технологической жидкости

Наружное покрытие

Покрытие обеспечивает:

- защиту от воздействия почвенных вод, атмосферных осадков и солнечного излучения;
- высокое переходное сопротивление, гарантирующее эффективность катодной защиты;
- значительное снижение количества дефектов, возникающих при транспортировании, погрузке и укладке труб.

Предусмотрена специальная конструкция стыка для защиты сварного соединения от внутренней коррозии.

По желанию заказчика могут быть изготовлены трубы и секции труб только с внутренним или только с наружным покрытием.

Используется технология нанесения внутреннего и наружного покрытия на трубы, восстановленные после эксплуатации.

Внутреннее покрытие

Внутреннее покрытие отличается высокой стойкостью к воздействию ударных и изгибающих нагрузок, абразивному износу, а также химической стойкостью в отношении нефтепромысловых жидкостей.

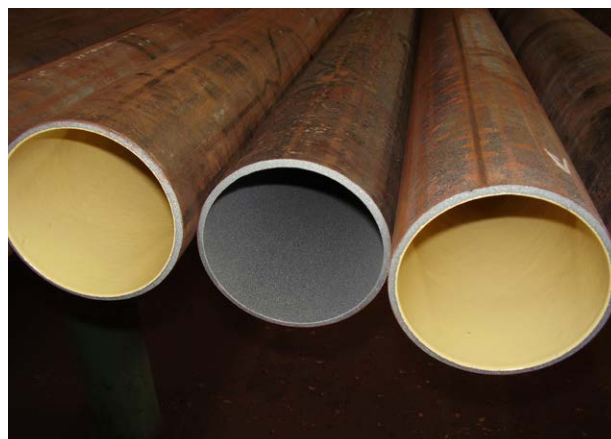
Адгезия покрытия к поверхности трубы обеспечивается применением прогрессивной технологии подготовки стальной поверхности к окраске и создает надежный барьер проникновению коррозионных сред к металлической поверхности.

Гладкая пленка внутреннего покрытия позволяет увеличить скорость потока перекачиваемых жидкостей, а также снизить частоту профилактических обработок трубопроводов против АСПО. Покрытие внутренней поверхности трубопроводов предотвращает загрязнение потока продуктами коррозии.

Гибкая технология, кроме широкого спектра порошковых красок, предусматривает возможность использования жидких лакокрасочных материалов, наносимых в один или несколько слоев.



Трубы ППТ



Трубы с внутренним покрытием



Цех производства ППТ

Система покрытия	Максимальная температура эксплуатации, °С
П-ЭП-585	50
П-ЭП-585 по грунту ТК 8007	60
INFRALIT AR 8432	80
SCOTCHKOTE 134	60
SCOTCHKOTE 134 по грунту ТК 8007	80
SCOTCHKOTE 6171	60
SCOTCHKOTE 6171 по грунту ТК 8007	80
SCOTCHKOTE 6258 по грунту ТК 8007	90