

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

(19) **RU** (11)**2550615** (13) **C1**(51) МПК
E21B37/06 (2006.01)

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ,
ПАТЕНТАМ И ТОВАРНЫМ ЗНАКАМ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

Статус: по данным на 07.07.2015 - действует
Пошлина:

(21), (22) Заявка: **2014116283/03**, **22.04.2014**(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
22.04.2014

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: **22.04.2014**(45) Опубликовано: [10.05.2015](#)(56) Список документов, цитированных в отчете о
поиске: **RU 2260677 C1**, **20.09.2005**. **RU 2302513 C2**,
10.07.2007. **RU 60979 U1**, **10.02.2007**. **RU 2387808 C1**,
27.04.2010. **RU 65117 U1**, **27.07.2007**. **CN 202140068 U**,
08.02.2012

Адрес для переписки:

**423236, Республика Татарстан, г. Бугульма, ул. М.
Джалиля, 32, "ТатНИПИнефть", Сектор создания и
развития промышленной собственности**

(72) Автор(ы):

**Махмутов Ильгизар Хасимович (RU),
Зиятдинов Радик Зяюзатович (RU),
Тарасова Римма Назиповна (RU),
Сулейманов Ринат Габдрахманович (RU)**

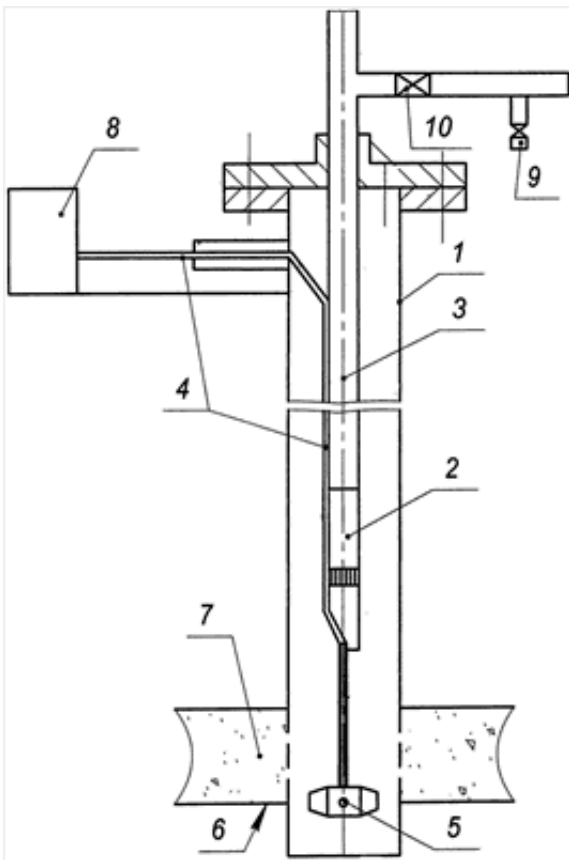
(73) Патентообладатель(и):

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

(54) СПОСОБ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ НА НЕФТЕПРОМЫСЛОВОМ
ОБОРУДОВАНИИ

(57) Реферат:

Изобретение относится к нефтяной промышленности и может быть использовано для предотвращения отложений солей на нефтепромысловом оборудовании. Регулировку расхода реагента осуществляют на устье скважины установкой дозировочной электронасосной, соединенной на устье скважины с капиллярным трубопроводом. В процессе спуска в скважину насоса на колонне труб нижний конец капиллярного трубопровода оснащают распылителем с регулируемым обратным клапаном. Капиллярный трубопровод состоит из одной капиллярной трубки с двухслойной проволочной оплеткой. Колонну труб спускают так, чтобы распылитель находился напротив подошвы пласта. После спуска в скважину запускают насос в работу и начинают добычу продукции. На устье осуществляют отбор пробы добываемой продукции, производят анализ пробы на содержание ионов кальция в попутно добываемой воде. В зависимости от результата анализа по капиллярному трубопроводу в призабойную зону пласта дозируют реагенты, в качестве которых применяют соответствующие ингибиторы солеотложений с соответствующим расходом. Периодически производят отбор пробы добываемой продукции на устье и ее анализ. При содержании ионов кальция в попутно добываемой воде свыше 100 мг/л расход ингибитора, дозируемого в капиллярный трубопровод, повышают на 10-20% от первоначального значения до достижения содержания ионов кальция в попутно добываемой воде ниже 100 мг/л. Повышается эффективность предотвращения отложений. 1 ил., 1 табл.



Изобретение относится к нефтяной промышленности и может быть использовано для предотвращения отложений солей на нефтепромысловом оборудовании при добыче нефти.

Известен способ защиты скважинного оборудования от образования твердых осадков (патент RU № 1462873, МПК E21B 43/00, опубл. 20.01.2000 г. в бюл. № 2), включающий периодическую закачку расчетного количества ингибитора через добывающую скважину в пласт, продавку оторочки ингибитора буферной жидкостью, выдержку скважины для адсорбции ингибитора минеральным скелетом пласта, пуск скважины в эксплуатацию, отбор проб добываемой жидкости с устья скважины, их анализ на содержание ингибитора в продукции и определение времени последующей закачки ингибитора в пласт, при этом с целью повышения эффективности способа и экономии ингибитора за счет повышения точности и экспрессности определения времени последующей закачки ингибитора, расчетное количество ингибитора перед его закачкой в пласт метят индикатором - тритием - до доведения удельной активности ингибитора до пределов $7,4 \cdot 10^8$ - $7,4 \cdot 10^9$ Бк/кг, после отбора проб добываемой жидкости определяют в них удельную активность трития и последующую закачку ингибитора осуществляют при достижении удельной активностью величины, равной:

$$q_i = a_{\text{мин}} \cdot C_m,$$

где q_i - определяемая удельная активность трития в пробах добываемой жидкости, Бк/л;

$a_{\text{мин}}$ - минимальное содержание ингибитора, при котором еще имеет место эффект защиты, кг/л;

C_m - массовая удельная активность закачиваемого ингибитора, Бк/кг.

Недостатки способа:

- во-первых, закачка и продавка ингибитора производятся непосредственно в пласт, причем при превышении объема ингибитора в процессе проведения технологических операций возможны разрушение призабойной зоны пласта и ее кольматация и, как следствие, снижение проницаемости призабойной зоны пласта, что чревато снижением темпа отбора нефти из добывающих скважин;
- во-вторых, низкая эффективность борьбы с отложениями на нефтепромысловом оборудовании, связанная с тем, что количество ингибитора, необходимого для закачки в призабойную зону скважины для эффективной борьбы с отложениями, определяется теоретическим путем по расчетной формуле, которая имеет погрешность, кроме того, в процессе продавки возможны перепродавка или недопродавка расчетного количества ингибитора в пласт, т.е. невозможно проконтролировать объем закачанного в пласт ингибитора;
- в-третьих, высокие финансовые и материальные затраты на реализацию способа, так как согласно порядку реализации способа необходимо проводить периодическую закачку ингибитора в пласт, а для этого каждый раз необходимо привлекать бригаду подземного или капитального ремонта скважины, извлечь из скважины эксплуатационное оборудование (трубы, насос, штанги при эксплуатации с помощью штангового глубинного насоса), спустить в скважину колонну труб, закачать по ней в пласт ингибитор, извлечь ее, а затем спустить в скважину эксплуатационное оборудование;
- в-четвертых, непродолжительное действие ингибитора, закачанного в призабойную зону скважины по колонне труб, так как в процессе последующего отбора нефти ингибитор выносится из скважины вместе с отбираемой нефтью и на нефтепромысловом оборудовании вновь образуются отложения.

Известен способ предотвращения солеотложения в нефтепромысловом оборудовании (патент RU № 2087677, МПК E21B 37/06, опубл. 20.08.1997 г.), включающий последовательную закачку по колонне труб, спущенной в скважину, в призабойную зону ингибитора солеотложения, содержащего, % мас: нитрилотриметилфосфоновую кислоту - 4,97-13,57; соляную кислоту - 11, 24-23,74 и воду - остальное, и гидрофильной продавочной жидкости, при этом перед гидрофильной продавочной жидкостью в призабойную зону скважины дополнительно закачивают щелочь.

Недостатки способа:

- во-первых, закачку и продавку ингибитора в призабойную зону скважины производят последовательно в виде нескольких составов, причем при превышении объема одного из составов, например соляной кислоты, в процессе проведения технологических операций возможны разрушение призабойной зоны пласта и ее кольматация и, как следствие, снижение проницаемости призабойной зоны пласта, что чревато снижением темпа отбора нефти из добывающих скважин;
- во-вторых, низкая эффективность борьбы с отложениями на нефтепромысловом оборудовании, связанная с тем, что количество ингибитора, необходимого для закачки в призабойную зону скважины для эффективной борьбы с отложениями, определяется теоретическим путем по расчетной формуле, которая имеет погрешность, кроме того, в процессе продавки возможны перепродавка или недопродавка расчетного количества ингибитора в пласт, поэтому необходимо точно замерять объем продавки;

- в-третьих, высокие финансовые и материальные затраты на реализацию способа, так как согласно порядку реализации способа необходимо проводить периодическую закачку ингибитора в пласт, а для этого каждый раз необходимо привлекать бригаду подземного или капитального ремонта скважины, извлечь из скважины эксплуатационное оборудование (трубы, насос, штанги при эксплуатации с помощью штангового глубинного насоса), спустить в скважину колонну труб, закачать по ней в пласт ингибитор, извлечь колонну труб, а затем спустить в скважину эксплуатационное оборудование;

- в-четвертых, непродолжительное действие ингибитора, закачанного в призабойную зону скважины по колонне труб, так как в процессе последующего отбора нефти ингибитор выносится из скважины вместе с отбираемой нефтью и на нефтепромысловом оборудовании вновь образуются отложения, т.е. ингибитор позволяет растворить существующие отложения, но после этого образуются новые отложения (временная мера).

Наиболее близким по технической сущности является способ химической защиты скважинного оборудования от коррозии, парафиноотложения, солеотложения и сульфатовосстанавливающих бактерий (патент RU № 2260677, МПК E21B 37/06, опубл. 20.09.2005 г.), включающий спуск в скважину насоса на колонне труб с капиллярным трубопроводом, отбор продукции скважины с помощью насоса по колонне труб с одновременной регулируемой дозированной подачей химических реагентов через капиллярный трубопровод, состоящий из нескольких капиллярных трубок, защитной подушки и брони, причем регулировку расхода реагентов осуществляют на устье скважины установкой дозирочной электронасосной, соединенной на устье скважины с капиллярным трубопроводом, причем подачу различных типов химических реагентов осуществляют одновременно или последовательно на различные заданные глубины в зависимости от технологических и технических особенностей эксплуатации скважины.

Недостатки способа:

- во-первых, низкая эффективность борьбы с солеотложениями, так как химические реагенты (ингибиторы) дозируются в различные интервалы для различных целей, то есть для борьбы с коррозией, парафиноотложениями, солеотложениями и сульфатовосстанавливающими бактериями, при этом отсутствует индивидуальный подбор ингибитора и расхода в зависимости от агрессивности среды;

- во-вторых, сложность реализации способа и финансовые затраты, связанные с применением дорогостоящего капиллярного трубопровода, состоящего из нескольких капиллярных трубок (минимум четырех) с защитной подушкой и броней в разы превышающего стоимость капиллярного трубопровода с одной трубкой, а также трудоемкость монтажа такого капиллярного трубопровода в скважине с целью дозирования различных ингибиторов в нескольких интервалах скважины;

- в-третьих, низкое качество смешивания ингибитора с добываемой продукцией вследствие того, что ингибитор дозируется струей в заданный интервал скважины без распыления, а отсутствие обратного клапана на конце капиллярного трубопровода не защищает его от попадания добываемой продукции в капиллярный трубопровод и, как следствие, негативного влияния агрессивной среды на внутреннюю поверхность капиллярного трубопровода.

Техническими задачами предложения являются повышение эффективности предотвращения отложения солей на нефтепромысловом оборудовании путем индивидуального подбора ингибитора и расхода в зависимости от агрессивности среды, снижение финансовых затрат при реализации способа, а также повышение качества смешивания ингибитора солеотложений с добываемой продукцией и исключение попадания добываемой продукции в капиллярный трубопровод.

Поставленные технические задачи решаются способом предотвращения солеотложения на нефтепромысловом оборудовании, включающим спуск в скважину насоса на колонне труб с капиллярным трубопроводом, отбор продукции скважины с помощью насоса по колонне труб и регулирующую дозированную подачу химического реагента в скважину по капиллярному трубопроводу, причем регулировку расхода химического реагента осуществляют на устье скважины установкой дозирочной электронасосной, соединенной на устье скважины с капиллярным трубопроводом.

Новым является то, что в процессе спуска в скважину насоса на колонне труб нижний конец капиллярного трубопровода оснащают распылителем с регулируемым обратным клапаном, при этом капиллярный трубопровод состоит из одной капиллярной трубки с двухслойной проволочной оплеткой, причем колонну труб спускают так, чтобы распылитель находился напротив подошвы пласта, после спуска в скважину насоса на колонне труб с капиллярным трубопроводом запускают насос в работу и начинают добычу продукции, при этом на устье скважины осуществляют отбор пробы добываемой продукции, производят анализ пробы продукции на содержание ионов кальция в попутно добываемой воде, в зависимости от результата анализа по капиллярному трубопроводу в призабойную зону пласта дозируют химические реагенты, в качестве которых применяют ингибиторы солеотложений: при содержании ионов кальция в попутно добываемой воде от 100 до 299 мг/л производят периодическую закачку с расходом 20-30 мг/л ингибитора солеотложений для слабоагрессивных сред, при содержании ионов кальция в попутно добываемой воде от 300 до 600 мг/л производят периодическую закачку с расходом 30-40 мг/л ингибитора солеотложений для среднеагрессивных сред, а при содержании ионов кальция в попутно добываемой воде от 601 мг/л и выше производят постоянную закачку с расходом 10-20 мг/л ингибитора солеотложений для сильноагрессивных сред, в процессе эксплуатации скважины периодически производят отбор пробы добываемой продукции на устье скважины и анализ

пробы добываемой продукции, при содержании ионов кальция в попутно добываемой воде свыше 100 мг/л расход ингибитора, дозируемого в капиллярный трубопровод, повышают на 10-20% от первоначального значения до достижения содержания ионов кальция в попутно добываемой воде ниже 100 мг/л.

На чертеже изображена схема реализации способа предотвращения отложения на нефтепромысловом оборудовании.

Предлагаемый способ реализуют следующим образом.

В скважину 1 спускают насос 2 на колонне труб 3 с капиллярным трубопроводом 4, состоящим из одной капиллярной трубки с двухслойной проволочной оплеткой. В процессе спуска колонну труб 3 в скважину нижний конец капиллярного трубопровода 4 оснащают распылителем (на чертеже показан условно), совмещенным с регулируемым обратным клапаном 5. В качестве насоса 2 используют электроцентробежный насос, например марки УЭЦНМК5-125-1300 производства НПО «Борец» (г. Москва). В качестве колонны труб 3 используют колонну насосно-компрессорных труб диаметром 73 мм по ГОСТ 633-80. В качестве капиллярного трубопровода применяют капиллярный трубопровод, состоящий из одной капиллярной трубки с двухслойной проволочной оплеткой производства ООО «Инжиниринговая компания «Инкомп-Нефть» (г. Уфа, Россия), который имеет низкую стоимость по сравнению с капиллярным трубопроводом, состоящим из нескольких капиллярных трубок (минимум четырех) с защитной подушкой и броней. Капиллярный трубопровод 4 состоит из одной капиллярной трубки с двухслойной проволочной оплеткой, что позволяет снизить трудоемкость монтажа капиллярного трубопровода по сравнению с прототипом и снизить финансовые затраты на реализацию способа. В качестве распылителя, совмещенного с регулируемым обратным клапаном 5, используют распылитель с обратным клапаном марки РКО производства ООО «Инжиниринговая компания «Инкомп-Нефть» (г. Уфа, Россия) с диапазоном настройки срабатывания клапана от 0,5 до 10 МПа.

Колонну труб 3 спускают в скважину 1 так, чтобы распылитель с регулируемым обратным клапаном 5 находился напротив подошвы 6 пласта 7.

На устье скважины капиллярный трубопровод 4 обвязывают с дозирочной установкой электронасосной 8, в качестве которой применяют дозирочную установку для подачи химических реагентов УДР - Инкомп-Нефть производства ООО «Инжиниринговая компания «Инкомп-Нефть» (г. Уфа, Россия).

Регулировку расхода химического реагента, дозируемого в капиллярный трубопровод 4, осуществляют на устье скважины установкой дозирочной электронасосной 8. После спуска насоса 2 на колонне труб 3 с капиллярным трубопроводом 4 в скважину 1 запускают насос 2 в работу и начинают добычу продукции из скважины 1, при этом на устье скважины 1 осуществляют отбор пробы добываемой продукции. Отбор пробы добываемой продукции осуществляют путем ее слива через проботборник 9 при открытой задвижке 10. После отбора пробы добываемой продукции задвижку 10 закрывают. Производят анализ пробы добываемой продукции на содержание ионов кальция в попутно добываемой воде.

В зависимости от результата анализа по капиллярному трубопроводу в призабойную зону скважины дозируют химический реагент, в качестве которого применяют ингибиторы солеотложений, при этом применяют ингибиторы солеотложений в зависимости от степени агрессивности среды добываемой продукции, имеющие низкую коррозионную активность, позволяющие эффективно растворять существующие солеотложения на нефтепромысловом оборудовании и исключают образование новых солеотложений в скважине. Все это позволяет повысить эффективность борьбы с солеотложениями.

При содержании ионов кальция в попутно добываемой воде от 100 до 299 мг/л по капиллярному трубопроводу производят периодическую закачку (15 суток - закачка, 15 суток - остановка) с расходом 20-30 мг/л ингибитора для слабоагрессивных сред.

Например, содержание ионов кальция в попутно добываемой воде составляет 200 мг/л, что относится к слабоагрессивной среде, при этом применяют ингибитор солеотложений для слабоагрессивной среды. Применяют ингибитор солеотложений для слабоагрессивной среды (ИСсбС) со следующим составом, мас. %:

метилфосфоновая кислота - 18-22;

окись цинка - 3,2-4,0;

едкий натр - 5,5-6,5;

вода - остальное.

Внешний вид - жидкость от бесцветного до желтого цвета, плотность при 20°C - в пределах 1055÷1050 г/см³, водородный показатель РН - не менее 6,5, температура кристаллизации - не менее 90°C.

При содержании ионов кальция в попутно добываемой воде от 300 до 600 мг/л по капиллярному трубопроводу производят периодическую закачку (15 суток - закачка, 15 - суток остановка) с расходом 30-40 мг/л ингибитора для среднеагрессивной среды.

Например, содержание ионов кальция в попутно добываемой воде составляет 380 мг/л, что относится к среднеагрессивной среде, при этом применяют ингибитор солеотложений для среднеагрессивной среды (ИСсрС).

Применяют ингибитор солеотложений для среднеагрессивной среды со следующим составом, мас. %:

оксиэтилидендифосфоновая кислота - 25-38,

алканоламин - 20-31,

метиловый спирт или этиленгликоль - 8-18,

вода или раствор этиленгликоля - остальное.

Внешний вид - жидкость светло-желтого цвета, плотность при 20°C - в пределах 1055÷1075 г/см³, показатель концентрации водородных ионов (рН) - не менее 8,0.

При содержании ионов кальция в попутно добываемой воде от 601 мг/л и выше производят постоянную закачку с расходом 10-20 мг/л ингибитора для сильноагрессивных сред.

Например, содержание ионов кальция в попутно добываемой воде составляет 650 мг/л, что относится к сильноагрессивной среде, при этом применяют ингибитор солеотложений для сильноагрессивной среды (ИСслС).

Применяют ингибитор солеотложений для сильноагрессивной среды со следующим составом, мас. %:

оксиэтилидендифосфоновая кислота - 5,0-8,0,

гидроокись натрия - 5,83-7,0,

окись цинка - 5,42-7,12,

этиленгликоль - 25,0-40,0,

лигносульфонат натрия - 4,17-5,0,

нитрилотриметилфосфоновую кислоту - 6,67-9,0,

вода - остальное.

Внешний вид - прозрачная жидкость, плотность при 20°C - в пределах 1150÷1250 г/см³, показатель концентрации водородных ионов (рН) - не менее 10,0.

По капиллярному трубопроводу 4 с помощью дозирочной установки электронасосной 8 в призабойную зону скважины 1 в интервал подошвы 6 пласта 7 производят периодическую закачку (15 суток - закачка, 15 - суток остановка) с расходом, например, 30 мг/л вышеуказанного ингибитора солеотложений.

Дозированная подача ингибитора солеотложений в интервал призабойной зоны скважины, т.е. в интервал подошвы 6 пласта 7 скважины 1, позволяет защитить нефтепромысловое оборудование от солеотложений с минимальным коррозионным воздействием. Распылитель с регулируемым обратным клапаном 5 позволяет производить равномерное смешивание ингибитора солеотложений с добываемой продукцией при его дозировании по капиллярному трубопроводу, что позволит повысить качество смешивания ингибитора в отбираемой продукции, при этом регулируемый обратный клапан защищает капиллярный трубопровод от попадания в него скважинной продукции, а значит, исключает негативное влияние агрессивной среды на внутреннюю поверхность капиллярного трубопровода.

В процессе эксплуатации скважины периодически, например, 1 раз в квартал, производят отбор пробы добываемой продукции на устье скважины 1.

Отбор пробы добываемой продукции осуществляют путем ее слива через робоотборник 9 при открытой задвижке 10. После отбора пробы добываемой продукции задвижку 10 закрывают. Производят анализ пробы и при содержании ионов кальция в попутно добываемой воде свыше 100 мг/л расход ингибитора солеотложений, дозируемого в капиллярный трубопровод, повышают на 10-20% от первоначального значения до достижения содержания ионов кальция в попутно добываемой воде ниже 100 мг/л.

Пример практического применения.

На устье скважины 1 осуществляют отбор пробы добываемой продукции, при этом отбор продукции насосом 2 по колонне труб 3 продолжают постоянно.

Производят анализ пробы добываемой продукции на содержание ионов кальция в попутно добываемой воде.

В результате содержание ионов кальция в попутно добываемой воде составляет 320 мг/л. Таким образом, с помощью

установки дозирочной электронасосной 8 по капиллярному трубопроводу 4 через распылитель с регулируемым обратным клапаном 5 в призабойную зону скважины 1 (напротив подошвы 6 пласта 7) производят периодическую закачку (15 суток - закачка, 15 - суток остановка) с расходом 30 мг/л ингибитора солеотложений для среднеагрессивной среды.

В процессе эксплуатации скважины периодически, например 1 раз в квартал, производят отбор пробы добываемой продукции на устье скважины 1.

Например, содержание ионов кальция в попутно добываемой воде составляет 190 мг/л, поэтому расход ингибитора солеотложений для среднеагрессивной среды, дозируемого в капиллярный трубопровод, повышают на 20%, т.е. $30 \text{ мг/л} + (30 \text{ мг/л} \cdot 20\% / 100\%) = 36 \text{ мг/л}$, т.е. ингибитор солеотложений для среднеагрессивной среды дозируют в капиллярный трубопровод с расходом 36 мг/л. Через 1 квартал производят повторный анализ проб добываемой продукции, например содержание ионов кальция в попутно добываемой воде составляет 80 мг/л, поэтому расход ингибитора солеотложений для среднеагрессивной среды, дозируемого в капиллярный трубопровод, оставляют прежним - 36 мг/л.

Аналогично выполняют примеры с другими ингибиторами солеотложений. Результаты представлены в таблице.

Тип ингибитора солеотложений	Содержание ионов кальция в попутно добываемой воде	Дозируемый расход (вид закачки)	Повторное содержание ионов кальция в попутно добываемой воде	% увеличения расхода
ИСсбС	100	20 (периодический)	60	-
ИСсбС	200	25 (периодический)	80	-
ИСсбС	299	30 (периодический)	120	10
ИСсрС	300	30 (периодический)	130	10
ИСсрС	450	35 (периодический)	180	15
ИСсрС	600	40 (периодический)	200	20
ИСслС	601	10 (постоянный)	250	10
ИСслС	700	15 (постоянный)	280	15
ИСслС	850	20 (постоянный)	310	20

Предлагаемый способ предотвращения солеотложения на нефтепромысловом оборудовании позволяет:

- повысить эффективность предотвращения отложения солей в нефтепромысловом оборудовании;
- снизить финансовые затраты при реализации способа;
- повысить качество смешивания ингибитора солеотложений с добываемой продукцией и исключить попадание продукции скважины в капиллярный трубопровод.

Формула изобретения

Способ предотвращения солеотложения на нефтепромысловом оборудовании, включающий спуск в скважину насоса на колонне труб с капиллярным трубопроводом, отбор продукции скважины с помощью насоса по колонне труб и регулирующую дозированную подачу химического реагента в скважину по капиллярному трубопроводу, причем регулировку расхода химического реагента осуществляют на устье скважины установкой дозирочной электронасосной, соединенной на устье скважины с капиллярным трубопроводом, отличающийся тем, что в процессе спуска в скважину насоса на колонне труб нижний конец капиллярного трубопровода оснащают распылителем с регулируемым обратным клапаном, при этом капиллярный трубопровод состоит из одной капиллярной трубки с двухслойной проволочной оплеткой, причем колонну труб спускают так, чтобы распылитель находился напротив подошвы пласта, после спуска в скважину насоса на колонне труб с капиллярным трубопроводом запускают насос в работу и начинают добычу продукции, при этом на устье скважины осуществляют отбор пробы добываемой продукции, производят анализ пробы продукции на содержание ионов кальция в попутно добываемой воде, в зависимости от результата анализа по капиллярному трубопроводу в призабойную зону пласта дозируют химические реагенты, в качестве которых применяют ингибиторы солеотложений: при

содержании ионов кальция в попутно добываемой воде от 100 до 299 мг/л производят периодическую закачку с расходом 20-30 мг/л ингибитора солеотложений для слабоагрессивных сред, при содержании ионов кальция в попутно добываемой воде от 300 до 600 мг/л производят периодическую закачку с расходом 30-40 мг/л ингибитора солеотложений для среднеагрессивных сред, а при содержании ионов кальция в попутно добываемой воде от 601 мг/л и выше производят постоянную закачку с расходом 10-20 мг/л ингибитора солеотложений для сильноагрессивных сред, в процессе эксплуатации скважины периодически производят отбор пробы добываемой продукции на устье скважины и анализ пробы добываемой продукции, при содержании ионов кальция в попутно добываемой воде свыше 100 мг/л расход ингибитора, дозируемого в капиллярный трубопровод, повышают на 10-20% от первоначального значения до достижения содержания ионов кальция в попутно добываемой воде ниже 100 мг/л.

РИСУНКИ

