



**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА  
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ,  
ПАТЕНТАМ И ТОВАРНЫМ ЗНАКАМ**

**(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ**(21), (22) Заявка: **2009137567/03**, **09.10.2009**(24) Дата начала отсчета срока действия патента:  
**09.10.2009**(45) Опубликовано: **27.08.2010** Бюл. № **24**(56) Список документов, цитированных в отчете о  
поиске: **RU 2340768 C2**, **10.12.2008**. **RU 2148707 C1**,  
**10.05.2000**. **RU 2211318 C2**, **27.08.2003**. **RU**  
**2287678 C1**, **20.11.2006**. **RU 2341652 C1**,  
**20.12.2008**. **EP 0424120 A2**, **24.04.1991**. **US**  
**5286109 A**, **15.02.1994**.

Адрес для переписки:

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

(72) Автор(ы):

**Валовский Владимир Михайлович (RU),  
Амерханов Марат Инкилапович (RU),  
Васильев Эдуард Петрович (RU),  
Страхов Дмитрий Витальевич (RU),  
Зиятдинов Радик Зяязатович (RU),  
Оснос Владимир Борисович (RU)**

(73) Патентообладатель(и):

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

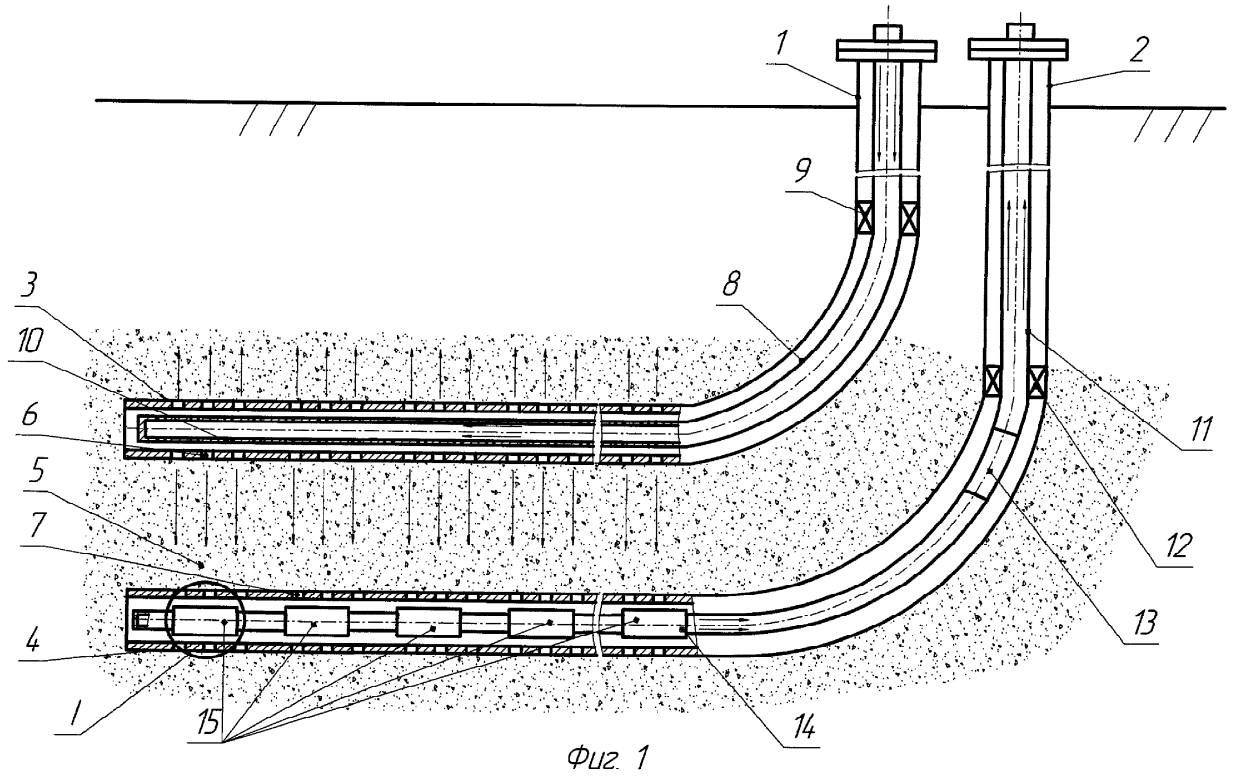
**(54) СПОСОБ И УСТРОЙСТВО ДЛЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ  
ИЛИ БИТУМА С РЕГУЛИРОВАНИЕМ ОТБОРА ПРОДУКЦИИ СКВАЖИНЫ**

(57) Реферат:

Изобретение относится к разработке месторождений высоковязкой и битумной нефти. Способ включает строительство верхней нагнетательной скважины и нижней добывающей скважины с горизонтальными участками, расположенными друг над другом, оборудованных фильтрами. Закачку теплоносителя осуществляют через нагнетательную скважину с прогревом пласта. Отбирают продукцию через добывающую скважину с уменьшением отбора в зонах наличия температурных пиков. Внутри фильтра добывающей скважины размещают хвостовик насоса с регулируемым в зависимости от температуры клапанами. Уменьшение отбора происходит за счет автоматического прикрывания до полного перекрытия клапанов при 0,5-0,9 от температуры, при которой происходит прорыв теплоносителя в добывающую. Устройство для

осуществления способа включает верхнюю нагнетательную скважину и нижнюю добывающую скважину с горизонтальными участками, расположенными друг над другом, оборудованных фильтрами. Нагнетательная скважина на устье оборудована парогенератором, а добывающая снабжена погружным насосом. В добывающей скважине размещен хвостовик погружного насоса с регулируемым в зависимости от температуры клапанами, поджатыми от своего седла пружиной, а к седлу - расширяющимся под действием изменения температуры материалом, увеличивающимся в продольном направлении при 0,5-0,9 от температуры, при которой происходит прорыв теплоносителя в добывающую скважину. Технический результат заключается в снижении материальных затрат на осуществление способа и повышении надежности работы устройства. 2 н.п. ф-лы, 3 ил.

RU 2398103 C1



RU 2398103 C1



FEDERAL SERVICE  
FOR INTELLECTUAL PROPERTY,  
PATENTS AND TRADEMARKS

(51) Int. Cl.  
*E21B 43/24* (2006.01)  
*E21B 34/08* (2006.01)

**(12) ABSTRACT OF INVENTION**

(21), (22) Application: **2009137567/03, 09.10.2009**

(24) Effective date for property rights:  
**09.10.2009**

(45) Date of publication: **27.08.2010 Bull. 24**

Mail address:

**423236, Respublika Tatarstan, g. Bugul'ma, ul. M. Dzhaliĭja, 32, "TatNIPIneft", sektor sozdaniĭa i razvitija promyšlennoj sobstvennosti**

(72) Inventor(s):

**Valovskij Vladimir Mikhajlovich (RU), Amerkhanov Marat Inkilapovich (RU), Vasil'ev Ehduard Petrovich (RU), Strakhov Dmitrij Vital'evich (RU), Zijatdinov Radik Zjauzjatovich (RU), Osnos Vladimir Borisovich (RU)**

(73) Proprietor(s):

**Otkrytoe aktsionerное obščestvo "Tatneft" im. V.D. Shashina (RU)**

**(54) METHOD AND DEVICE FOR DEVELOPMENT OF HEAVY OIL OR BITUMEN DEPOSIT WITH CONTROL OF WELL PRODUCTION DRAWDOWN**

(57) Abstract:

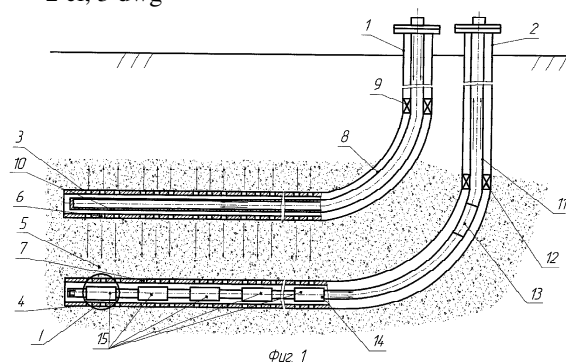
FIELD: oil and gas production.

SUBSTANCE: invention relates to development of high-viscosity and bitumen oil deposits. Method includes building upper injection well and lower producing well with horizontal sections arranged one over another and equipped with filters. Coolant is pumped through injection well with heating of bed. Production is taken through producing well with reduction of takeoff in zones with temperature peaks. Pump tail is installed inside filter of producing well with temperature-controlled valves. Takeoff is reduced due to automatic closure until valves are fully closed at 0.5-0.9 of temperature, at which coolant breaks into producing well. Device for method realisation includes upper injection well and lower producing well with horizontal sections arranged one over another and equipped with filters. Injection well is equipped with steam generator at wellhead, and producing well is equipped with submersible pump. Producing well contains tail of

submersible pump with temperature-controlled valves pressed from their seat with spring, and towards seat - by material that expands under action of temperature variation and increases in longitudinal direction at 0.5-0.9 of temperature, at which coolant breaks into producing well.

EFFECT: reduction of material expenses for realisation of method and increased reliability of device operation.

2 cl, 3 dwg



Изобретение относится к нефтяной промышленности и может найти применение при разработке месторождения высоковязкой и битумной нефти.

Известен способ разработки нефтяного месторождения (патент РФ № 2211318, МПК<sup>8</sup> E21B 43/24, опубл. в бюл. №24 от 27.08.2003), включающий бурение непрерывной (двухустьевой) скважины с образованием ее выходного участка вверх с наклоном от продуктивного пласта до дневной поверхности, установку в пробуренную скважину обсадной колонны, цементирование затрубного пространства по всей длине, перфорирование обсадной колонны в интервале горизонтального участка, установку внутри обсадной трубы насосно-компрессорных труб с центраторами, подачу теплоносителя по колонне насосно-компрессорных труб с входного и выходного участков, отбор продукта по выходному участку при продолжении закачки теплоносителя по входному участку.

Недостатком данного способа является недостаточная эффективность нефтеизвлечения, так как при закачке пара и одновременном отборе нефти из одной скважины происходят быстрые прорывы пара, а при циклическом воздействии - непроизводительный расход пара на повторный прогрев остывшего продуктивного пласта за период отбора, т.е. большая энергозатратность.

Также известен способ разработки неоднородной нефтебитумной залежи (патент РФ № 2287678, МПК<sup>8</sup> E21B 43/24, опубл. в бюл. №32 от 20.11.2006), включающий строительство добывающей двухустьевой горизонтальной скважины и отбор продукции, отличающийся тем, что выше добывающей двухустьевой горизонтальной скважины параллельно ей строят нагнетательную двухустьевую горизонтальную скважину, создавая тем самым пару двухустевых горизонтальных скважин, на соседнем участке залежи строят аналогичную пару двухустевых горизонтальных скважин, пары двухустевых горизонтальных скважин проводят отдельно, охватывая наиболее продуктивные зоны залежи, режимы работы пар двухустевых горизонтальных скважин по закачке устанавливают с учетом особенностей каждого участка залежи, закачку теплоносителя осуществляют в верхние нагнетательные двухустьевые горизонтальные скважины с обоих устьев, отбор продукции из добывающих двухустевых горизонтальных скважин производят свабным насосом, причем свабные насосы соседних добывающих двухустевых горизонтальных скважин связывают друг с другом.

Недостатком данного способа является ограниченность его применения, который можно осуществить только при наличии рядом расположенных пар двухустевых нагнетательных и добывающих скважин.

Наиболее близким по технической сущности является способ разработки месторождения тяжелой нефти или битума с использованием двухустевых горизонтальных скважин (патент РФ № 2340768, МПК<sup>8</sup> E21B 43/24, опубл. в бюл. №32 от 10.12.2008 г.), включающий закачку теплоносителя через двухустьевую горизонтальную нагнетательную скважину, прогрев продуктивного пласта с созданием паровой камеры и отбор продукции через двухустьевую горизонтальную добывающую скважину, отличающийся тем, что прогрев продуктивного пласта начинают с закачки пара в обе скважины, разогревают межскважинную зону пласта, снижают вязкость нефти или битума, а паровую камеру создают закачкой теплоносителя с возможностью пробивания последнего к верхней части продуктивного пласта и увеличения размеров паровой камеры в процессе отбора продукции, при котором снимают термограммы паровой камеры, анализируют состояние ее прогрева на равномерность прогрева и наличие температурных пиков, и

с учетом полученных термограмм осуществляют равномерный прогрев паровой камеры путем смены направления фильтрации и/или режимов закачки теплоносителя и отбора продукции, при этом объем закачки теплоносителя через устья нагнетательной скважины и/или отбор продукции через устья добывающей скважины изменяют в соотношении, %: (10-90):(90-10).

А также устройством для осуществления данного способа, включающим двухустьевые верхнюю нагнетательную и нижнюю добывающую скважины с горизонтальными участками, расположенными друг над другом, причем нагнетательная скважина на устье оборудована парогенератором, а добывающая снабжена погружным насосом, при этом обе скважины по всей длине снабжены кабелем с термодатчиками.

Недостатками данного способа и устройства, с помощью которого осуществляется данный способ, являются:

- во-первых, большие финансовые затраты на строительство двухустьевой скважины (стоимость строительства двухустьевой скважины в три раза дороже в сравнении с одноустьевой скважиной);

- во-вторых, низкая надежность устройства, с помощью которого осуществляется предложенный способ, так как насосы не имеют фильтров, и в случае прорыва теплоносителя песок, шлам и т.п. попадают в насос, что ведет к быстрой поломке насоса;

- в-третьих, большие материальные затраты, связанные с тем, что термодатчики на кабеле размещены по всей длине стволов двухустевых скважин;

- в-четвертых, о прорыве теплоносителя в горизонтальный участок добывающей скважины судят по показаниям термодатчиков, на основе которых строят термограммы паровой камеры, производят их анализ, на основании которого изменяют направление фильтрации и/или режимов закачки теплоносителя и отбора продукции. Данный процесс не происходит автоматически и требует постоянного контроля за температурным режимом в паровой камере, а также времени для исключения прорыва теплоносителя в горизонтальный участок добывающей скважины.

Задачей изобретения является сокращение финансовых и материальных затрат на осуществление способа с возможностью автоматического отключения определенного интервала горизонтального участка при прорыве в него теплоносителя, а также повышение надежности работы устройства, с помощью которого осуществляется предложенный способ.

Поставленная задача решается способом разработки месторождения тяжелой нефти или битума с регулированием отбора продукции скважины, включающим строительство верхней нагнетательной скважины и нижней добывающей скважины с горизонтальными участками, расположенными друг над другом, закачку теплоносителя через горизонтальную нагнетательную скважину с прогревом пласта, созданием паровой камеры и отбор продукции через горизонтальную добывающую скважину с уменьшением отбора в зонах наличия температурных пиков, осуществляя равномерный прогрев паровой камеры.

Новым является то, что при строительстве скважин их горизонтальные участки оборудуют фильтрами, внутри одного из которых в добывающей скважине размещают хвостовик насоса с регулируемым в зависимости от температуры клапанами, размещенными напротив зон продуктивного пласта, уменьшение отбора производят за счет автоматического прикрывания до полного перекрытия клапанов, в

зонах установки которых температура добываемых тяжелой нефти или битума соответственно составляет 0,5-0,9 от температуры, при которой происходит прорыв теплоносителя в добывающую горизонтальную скважину.

5 Эта задача также решается устройством для осуществления этого способа, включающим верхнюю нагнетательную скважину и нижнюю добывающую скважину с горизонтальными участками, расположенными друг над другом, причем нагнетательная скважина на устье оборудована парогенератором, а добывающая - снабжена погружным насосом.

10 Новым является то, что горизонтальные участки оборудованы фильтрами, внутри одного из которых в добывающей скважине размещен хвостовик погружного насоса с регулируемым в зависимости от температуры клапанами, поджатыми от своего седла пружиной, а к седлу - расширяющимся под действием температуры материалом, увеличивающимся в продольном направлении при температуре 0,5-0,9 от  
15 температуры, при которой происходит прорыв теплоносителя в добывающую горизонтальную скважину.

На фигуре 1 схематично представлен предлагаемый способ и устройство для его осуществления.

20 На фигурах 2 и 3 схематично изображены предлагаемые конструкции температурных клапанов.

Предложенный способ осуществляется следующим образом.

Сначала производят строительство верхней нагнетательной скважины 1 (см. фиг.1) и нижней добывающей скважины 2 с горизонтальными участками 3 и 4  
25 соответственно, расположенными друг над другом и вскрывающими продуктивный пласт 5 с тяжелой нефтью или битумом, причем в процессе строительства нагнетательной 1 и добывающей 2 скважин их горизонтальные участки 3 и 4, соответственно, оборудуют фильтрами 6 и 7.

30 Нагнетательная скважина 1 используется для закачки теплоносителя в продуктивный пласт 5, а добывающая скважина 2 используется для добычи тяжелой нефти или битума из продуктивного пласта 5.

Далее нагнетательную скважину 1 снабжают колонной насосно-компрессорных труб (НКТ) 8 с пакером 9 и горизонтальным перфорированным участком 10.

35 В добывающую скважину 2 спускают колонну НКТ 11 с пакером 12 погружным насосом 13 на конце, кроме того, на конце насоса 13 размещают хвостовик 14 с регулируемым в зависимости от температуры клапанами 15, размещенными напротив зон продуктивного пласта 5, по всей длине горизонтального участка 4 добывающей скважины 2 (см. фиг.1).  
40

Далее начинают осуществлять закачку теплоносителя от парогенератора (на фиг.1, 2, 3 не показано) в продуктивный пласт 5 по колонне НКТ 8 через его горизонтальный перфорированный участок 10 и фильтр 6 горизонтального участка 3 нагнетательной скважины 1. В зависимости от проницаемости продуктивного пласта 5  
45 подбирают давление нагнетания и в зависимости от эффективной нефтенасыщенной толщины продуктивного пласта 5 определяют объем нагнетаемого пара, при этом происходит прогревание продуктивного пласта 5 с созданием паровой камеры.

Отбор разогретой тяжелой нефти или битума осуществляют с помощью  
50 погружного насоса 13, например винтового, причем разогретая тяжелая нефть или битум из продуктивного пласта 5 сначала через фильтр 7 горизонтального участка 4 добывающей скважины 2 попадает внутрь горизонтального участка 4, где размещены температурные клапаны 15, которые в зависимости от температуры жидкости

перепускают через себя в хвостовик 12 и далее на прием погружного насоса 13, который перекачивает тяжелую нефть или битум на дневную поверхность.

5 Настройку температурного режима клапанов 15 производят перед спуском их в горизонтальный ствол 4 добывающей скважины 2 в зависимости от толщины продуктивного пласта и температуры, при которой происходит прорыв  
10 теплоносителя в горизонтальный участок 4 добывающей скважины 2. Количество температурных клапанов 15, установленных в составе хвостовика 14 в горизонтальном стволе 4 добывающей скважины 2, зависит от длины горизонтального участка 4, а также из расчета один клапан на 3-10 метров длины горизонтального участка 4 в зависимости от дебита скважины.

В процессе осуществления способа температурные клапаны 15 реагируют на температуру жидкости, которую они перепускают. Например, температура прорыва  
15 теплоносителя составляет  $90^{\circ}\text{C}$ , таким образом, температура добываемых тяжелой нефти или битума, при которой температурные клапаны 15 остаются полностью открытыми и перепускают через себя тяжелую нефть или битум, составляет  $90^{\circ}\text{C} \times 0,5 = 45^{\circ}\text{C}$ . При превышении температуры  $45^{\circ}\text{C}$  в интервале 0,5-0,9 от температуры прорыва теплоносителя, то есть  $90^{\circ} \times (0,5-0,9) = 45^{\circ}\text{C} - 81^{\circ}\text{C}$  начинается расширение материала  
20 (любого известного состава) под действием изменения температуры и происходит частичное перекрытие входного отверстия температурного клапана 15.

При превышении температуры  $81^{\circ}\text{C}$  температурный клапан 15 полностью закрывается. Поэтому, когда в процессе осуществления способа в определенном  
25 интервале происходит прорыв теплоносителя через фильтр 7 в горизонтальный участок добывающей скважины 2, и при этом температура превышает  $81^{\circ}\text{C}$ , то полностью перекрывается один или несколько температурных клапанов 15 в зависимости от интервала прорыва теплоносителя в горизонтальный участок 4 добывающей скважины 2, при этом происходит уменьшение отбора разогретой  
30 тяжелой нефти или битума.

Устройство для осуществления предложенного способа включает верхнюю нагнетательную скважину 1 и нижнюю добывающую скважину 2 с горизонтальными участками 3 и 4 соответственно, расположенными друг над другом и вскрытыми  
35 продуктивный пласт 5. Нагнетательная скважина 1 на устье оборудована парогенератором (на фиг.1, 2, 3 не показано).

Горизонтальные участки 3 и 4 соответственно нагнетательной 1 и добывающей 2 скважин оборудованы фильтрами 6 и 7.

40 Нагнетательная скважина 1 снабжена колонной НКТ 8 с пакером 9 и горизонтальным перфорированным участком 10.

В добывающую скважину 2 спущена колонна НКТ 11 с пакером 12 и погружным насосом 13 на конце. На конце погружного насоса 13 размещен хвостовик 14 с регулируемыми в зависимости от температуры клапанами 15. Температурные  
45 клапаны 15 могут быть выполнены в различных вариантах конструкции (см. фиг.2 и 3).

Температурные клапаны 15 поджаты от своего седла 16 пружиной 17, а к седлу 16 - расширяющимся под действием изменения температуры материалом 18 (любого  
50 известного состава), увеличивающимся в продольном направлении при температуре 0,5-0,9 от температуры, при которой происходит прорыв теплоносителя в добывающую горизонтальную скважину или, как отмечено выше,  $90^{\circ}\text{C} \times (0,5-0,9) = 45^{\circ}\text{C} - 81^{\circ}\text{C}$ . В данном интервале температур биметаллический материал 18 расширяется и увеличивается в продольном направлении, частично перекрывая входное  
отверстие 19. При превышении температуры  $81^{\circ}\text{C}$  входное отверстие 19

температурного клапана 15 полностью перекрывается.

Если же температура перепускаемой жидкости через температурный клапан 15 находится в интервале 45°C-81°C, то входное отверстие 19 одного или нескольких температурных клапанов 15, работающих в данном интервале температур, частично перекрывается, что уменьшает отбор разогретой тяжелой нефти или битума на дневную поверхность.

Устройство работает следующим образом.

Осуществляют закачку теплоносителя от парогенератора в продуктивный пласт 5 (см. фиг.1) в нагнетательную скважину 1 по колонне НКТ 8 через его горизонтальный перфорированный участок 10 и фильтр 6 горизонтального участка 3 нагнетательной скважины 1. Отбор разогретой тяжелой нефти или битума осуществляют с помощью погружного насоса 13, например винтового, причем разогретая тяжелая нефть или битум из продуктивного пласта 5 сначала через фильтр 7 горизонтального участка 4 добывающей скважины 2 попадает внутрь горизонтального участка 4, где размещены температурные клапаны 15, которые в зависимости от температуры жидкости перепускают через себя в хвостовик 12 и далее на прием погружного насоса 13, который перекачивает тяжелую нефть или битум на дневную поверхность.

В процессе работы устройства в определенном интервале происходит прорыв теплоносителя, например, при температуре 90°C через фильтр 7 в горизонтальный участок 4 добывающей скважины 2, при этом температура перепускаемой через температурный клапан 15 (см. фиг.1 и 2) жидкости находится в интервале 45°C-81°C, поэтому расширяющийся материал 18 нагревается и начинает увеличиваться в продольном направлении, и, растягивая пружину 17, частично перекрывает седло 16 температурного клапана 15. При превышении температуры 81°C входное отверстие 19 температурного клапана 15 полностью закрывается. В зависимости от длины интервала прорыва теплоносителя в горизонтальный участок 4 добывающей скважины могут закрыться как один, так и несколько температурных клапанов 15.

Происходит уменьшение отбора разогретой тяжелой нефти или битума, перекачиваемого погружным насосом на дневную поверхность.

При снижении температуры жидкости во входном канале 19 (см. фиг.2 и 3) ниже 81°C расширяющийся материал 18 температурного клапана 15 начинает сжиматься и частично открывает входное отверстие 19 температурного клапана 15 благодаря возвратной силе пружины 17. При снижении температуры жидкости во входном канале 19 (см. фиг.2 и 3) ниже 45°C температурный клапан 15 полностью открывается и возвращается в исходное положение благодаря возвратной силе пружины 17.

Предложенный способ разработки месторождения тяжелой нефти или битума с регулированием отбора продукции скважины снижает финансовые и материальные затраты на его осуществление, так как способ осуществляется с помощью одноустьевой скважины. Кроме того, для осуществления способа не требуются дорогостоящие термодатчики и кабели, проложенные по всей длине обеих скважин.

Устройство, с помощью которого осуществляется данный способ, позволяет автоматически отключать определенный интервал(ы) горизонтального участка при прорыве в него теплоносителя и тем самым регулировать отбор продукции из скважины, а наличие фильтров в горизонтальных участках нагнетательной и добывающей скважинах позволяет продлить межремонтный период погружного насоса. Все вышеотмеченное позволяет повысить надежность работы устройства.

Формула изобретения

1. Способ разработки месторождения тяжелой нефти или битума с регулированием отбора продукции скважины, включающий строительство верхней нагнетательной скважины и нижней добывающей скважины с горизонтальными участками, расположенными друг над другом, закачку теплоносителя через горизонтальную нагнетательную скважину с прогревом пласта, созданием паровой камеры и отбор продукции через горизонтальную добывающую скважину с уменьшением отбора в зонах наличия температурных пиков, осуществляя равномерный прогрев паровой камеры, отличающийся тем, что при строительстве скважин их горизонтальные участки оборудуют фильтрами, внутри одного из которых в добывающей скважине размещают хвостовик насоса с регулируемыми в зависимости от температуры клапанами, размещенными напротив зон продуктивного пласта, уменьшение отбора производят за счет автоматического прикрывания до полного перекрытия клапанов, в зонах установки которых температура добываемых тяжелой нефти или битума соответственно составляет 0,5-0,9 от температуры, при которой происходит прорыв теплоносителя в добывающую горизонтальную скважину.

2. Устройство для осуществления способа, включающее верхнюю нагнетательную скважину и нижнюю добывающую скважину с горизонтальными участками, расположенными друг над другом, причем нагнетательная скважина на устье оборудована парогенератором, а добывающая - снабжена погружным насосом, отличающееся тем, что горизонтальные участки оборудованы фильтрами, внутри одного из которых в добывающей скважине размещен хвостовик погружного насоса с регулируемыми в зависимости от температуры клапанами, поджатыми от своего седла пружиной, а к седлу - расширяющимся под действием изменения температуры материалом, увеличивающимся в продольном направлении при температуре 0,5-0,9 от температуры, при которой происходит прорыв теплоносителя в добывающую горизонтальную скважину.

