



(51) МПК

E21B 43/24 (2006.01)*E21B 43/16* (2006.01)*E21B 36/04* (2006.01)*E21B 43/22* (2006.01)

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(21)(22) Заявка: 2015139108/03, 14.09.2015

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
14.09.2015

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 14.09.2015

(45) Опубликовано: 10.10.2016 Бюл. № 28

(56) Список документов, цитированных в отчете о
поиске: RU 2550776 C1, 10.05.2015. RU 2379495
C1, 20.01.2010. RU 2012141378 A, 10.04.2014. RU
130343 U1, 20.07.2013. US 2013056210 A1,
07.03.2013.

Адрес для переписки:

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

(72) Автор(ы):

Махмутов Ильгизар Хасимович (RU),
Салимов Олег Вячеславович (RU),
Зиятдинов Радик Зязятович (RU)

(73) Патентообладатель(и):

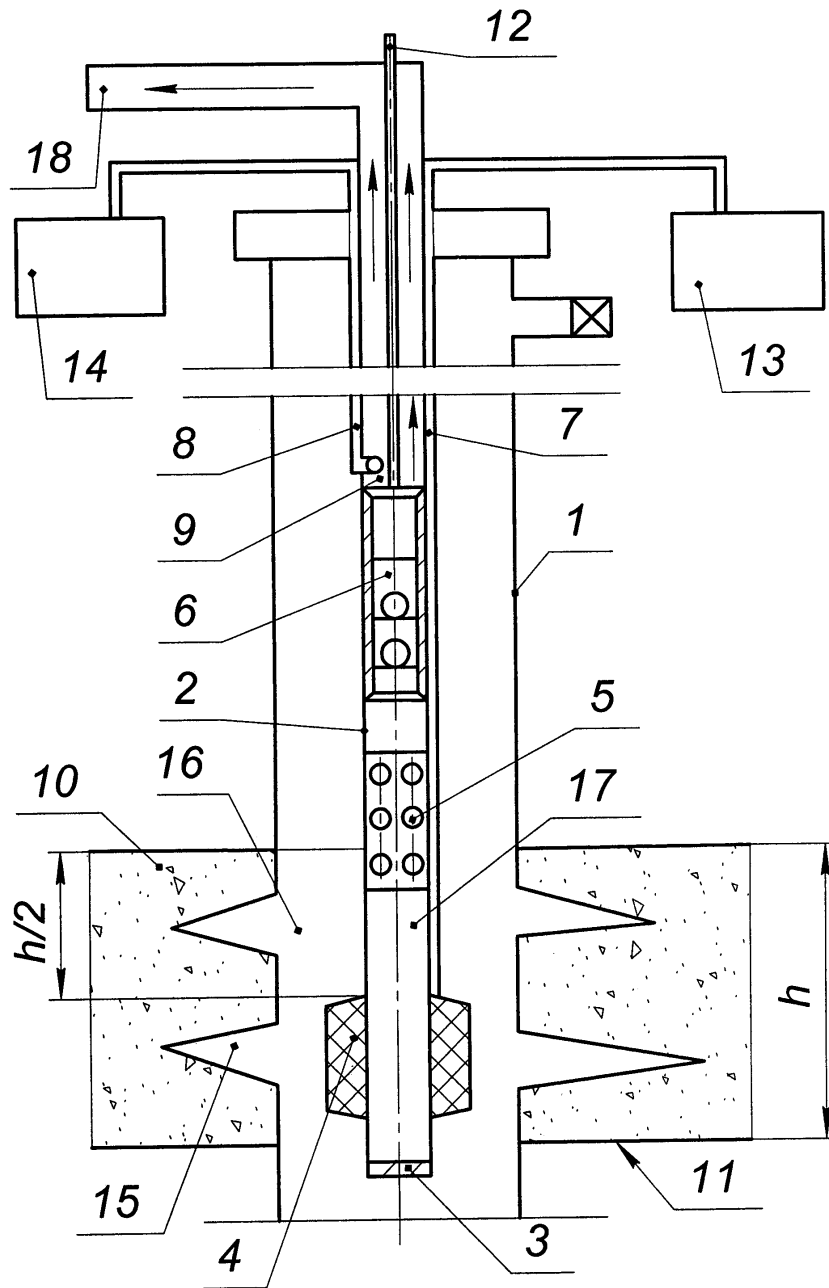
ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ
ОБЩЕСТВО "ТАТНЕФТЬ" ИМЕНИ В.Д.
ШАШИНА (RU)

(54) СПОСОБ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИНЫ

(57) Реферат:

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности и может найти применение при эксплуатации скважины, добывающей вязкую нефтяную эмульсию. Способ эксплуатации скважины включает оборудование скважины колонной насосно-компрессорных труб (НКТ) с штанговым глубинным насосом, фильтром, кабелем и капиллярным трубопроводом. Подают электрический ток по кабелю и растворитель асфальтеносмолопарафиновых отложений - АСПО, по капиллярному трубопроводу. Осуществляют одновременный отбор пластовой продукции по колонне НКТ посредством штангового глубинного насоса. При этом на устье скважины в составе колонны НКТ снизу вверх размещают: заглушку, нагреватель, фильтр, штанговый глубинный насос. При этом соединяют кабель с нагревателем, а на наружной поверхности колонны НКТ крепят клямсами кабель до нагревателя и капиллярный трубопровод от устья до глубины выше штангового глубинного насоса с входом во

внутреннюю полость колонны НКТ. Размещают колонну НКТ в скважине так, чтобы нагреватель размещался от середины пласта к его подошве. За 24 ч до запуска привода штангового глубинного насоса осуществляют запуск нагревателя в работу. При этом температура работы нагревателя не выше 40°C. По прошествии 24 ч производят поэтапную эксплуатацию скважины запуском привода штангового глубинного насоса с минимальным числом качаний и максимальной длиной хода и с периодическим ступенчатым увеличением температуры нагревателя на 20°C, начиная с температуры 50 и до 90°C, и подачей растворителя насосом дозатором по капиллярному трубопроводу со ступенчатым снижением подачи растворителя на 5 л/ч, начиная с подачи 15 до 5 л/ч, на каждом этапе эксплуатации при условии достижения максимального объема продукции. Техническим результатом является повышение эффективности прогревания призабойной зоны. 1 ил., 1 табл.





FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(51) Int. Cl.
E21B 43/24 (2006.01)
E21B 43/16 (2006.01)
E21B 36/04 (2006.01)
E21B 43/22 (2006.01)

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(21)(22) Application: 2015139108/03, 14.09.2015

(24) Effective date for property rights:
14.09.2015

Priority:

(22) Date of filing: 14.09.2015

(45) Date of publication: 10.10.2016 Bull. № 28

Mail address:

423236, Resp. Tatarstan, g. Bugulma, ul. M.
Dzhalilja, 32, institut "TatNIPIneft", sektor sozdanija
i razvitija promyshlennoj sobstvennosti

(72) Inventor(s):

**Makhmutov Ilgizar KHasimovich (RU),
Salimov Oleg Vyacheslavovich (RU),
Ziyatdinov Radik Zyuazyatovich (RU)**

(73) Proprietor(s):

**PUBLICHNOE AKTSIONERNOE
OBSHCHESTVO "TATNEFT" IMENI V.D.
SHASHINA (RU)**

(54) **WELL OPERATION METHOD**

(57) Abstract:

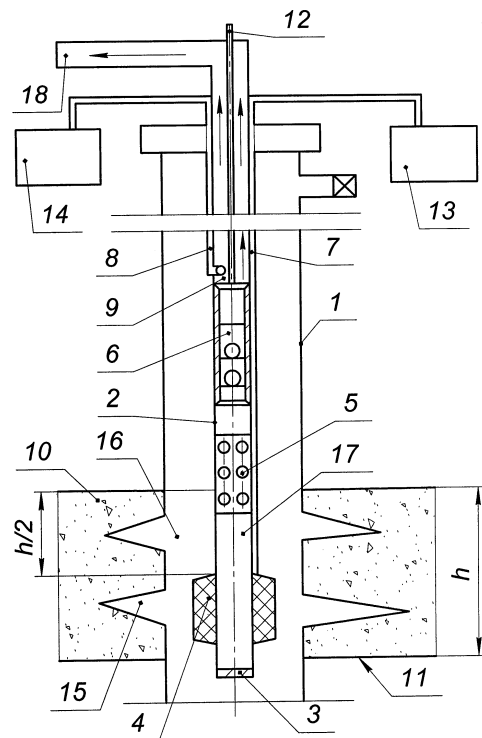
FIELD: oil and gas industry.

SUBSTANCE: invention relates to oil industry and can be used in operation of well for extraction of viscous oil emulsion. Method of well operation includes equipment of well tubing string (TS) with bottom-hole pump, filter, cable and capillary pipeline. Electric current is supplied via cable and a solvent and asphaltene-resin-paraffin deposits - ARPD, via capillary pipeline. Method comprises simultaneous recovery of products via tubing string by sucker rod pump. At wellhead in tubing string from below upwards is arranged: plug, heater, filter, bottom-hole pump. Cable is connected with heater, and on external surface of tubing string is secured by clamps cable to heater and capillary pipeline from wellhead to depth of above sucker rod pump with input into inner cavity of tubing string. Tubing string is placed in well so that heater is located from middle of formation to its bottom. For 24 hours before starting drive of sucker rod pump, heater is put into operation. Operating temperature of heater is not higher than 40 °C. After 24 hours is performed step-by-step operation of well bottom-hole pump drive starting with minimum number of swings and maximum stroke and with periodical stepped increase of temperature of heater at 20 °C, starting with temperature of 50 to 90 °C, and solvent supply with pump dosaging device via capillary pipeline with stepped reduction of solvent feeding at 5 l/h, starting from supply of 15-5 l/

h, at each stage of operation under condition of achieving maximum volume of product.

EFFECT: higher efficiency of heating bottom-hole zone.

1 cl, 1 dwg, 1 tbl



RU 2 599 653 C1

RU 2 599 653 C1

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности и может найти применение при эксплуатации скважины, добывающей вязкую нефтяную эмульсию.

Известен способ эксплуатации скважины (патент РФ №2379495, МПК E21B 43/24, опубл. 20.01.2010 г., бюл. №2), включающий спуск скважинного электронагревателя на колонне насосно-компрессорных труб (НКТ) в интервал нефтяного пласта с последующим разогревом и добычей разогретой продукции из скважины, причем добычу разогретой продукции скважины ведут с периодической закачкой разогретой продукции скважины обратно в нефтяной пласт, при этом объем и давление закачки разогретой продукции и соответственно глубину проникновения разогретой продукции в нефтяной пласт с каждым периодом увеличивают до достижения максимально допустимого давления закачки продукции в нефтяной пласт, причем в каждом из периодов объем закачки разогретой продукции обратно в нефтяной пласт в несколько раз меньше объема добытой разогретой продукции из скважины.

Недостатками способа являются:

- 15 - во-первых, из-за выделения асфальтеносмолопарафиновых веществ из высоковязкой нефти и отложений водонефтяной эмульсии на внутрискважинном оборудовании выше насоса вследствие остывания высоковязкой нефти, разогретой электронагревателем в процессе подъема по колонне НКТ, повышается нагрузка на привод насоса, что приводит к его зависанию;
- 20 - во-вторых, высокие тепловые потери вследствие того, что штанговый насос расположен выше пакера, отсюда резкий уход тепла в надпакерное пространство скважины до достижения разогретой высоковязкой нефтью приема насоса;
- в-третьих, низкая эффективность, так как часть добытой разогретой продукции из скважины закачивается обратно в пласт, кольматируя призабойную зону пласта в процессе обратной закачки. Кроме того, на устье необходимо иметь устройство подогрева уже поднятой на поверхность высоковязкой нефти, иначе остывшую в процессе подъема высоковязкую нефть невозможно будет продавить обратно в пласт. Все это снижает темп отбора продукции из пласта.

Наиболее близким по технической сущности и достигаемому результату является способ эксплуатации скважины (патент РФ №2550776, МПК E21B 43/24, опубл. 10.05.2015 г., бюл. №13), включающий скважину, оборудованную колонной НКТ с штанговым глубинным насосом, хвостовиком с фильтром, нагревательным кабелем на наружной поверхности колонны НКТ от устья до штангового глубинного насоса, капиллярным скважинным трубопроводом на наружной поверхности колонны НКТ от устья до глубины ниже штангового глубинного насоса с входом во внутреннюю полость хвостовика. При эксплуатации скважины одновременно отбирают пластовую продукцию по колонне НКТ посредством штангового глубинного насоса, по нагревательному кабелю пропускают электрический ток, а по капиллярному скважинному трубопроводу прокачивают смесь растворителя

40 асфальтеносмолопарафиновых отложений (АСПО) «Интат» и деэмульгатора «Рекод», при этом соотношение деэмульгатора и растворителя принимают (1:18)-(1:22), а в качестве нагревательного кабеля используют кабель с максимальной температурой нагрева до 105°C и максимальной мощностью до 60 кВт·ч. Недостатками способа являются:

- 45 - во-первых, низкая эффективность реализации, обусловленная практическим отсутствием прогревания призабойной зоны пласта, вследствие размещения нагревательного кабеля на наружной поверхности колонны НКТ от устья только до штангового глубинного насоса, что приводит к высокому расходу растворителя АСПО,

подаваемого во внутреннюю полость хвостовика;

- во-вторых, увеличение разрыва между максимальной и минимальной нагрузками на привод, повышение нагрузки на привод, поэтому невозможно вывести скважину на оптимальный режим эксплуатации путем подбора температуры нагревателя (добычу вязкой нефтяной эмульсии) вследствие очень слабого теплового воздействия нагревающего кабеля на призабойную зону пласта, что приводит к снижению объема отбора продукции из скважины;

- в-третьих, высокие затраты электроэнергии, потребляемой нагревающим кабелем, в качестве которого используют кабель с максимальной температурой нагрева до 105°C и максимальной мощностью до 60 кВт·ч, размещенным по всему стволу скважины, и электродвигателем привода (станка-качалки) штангового глубинного насоса, работающего в тяжелых условиях вследствие зависания привода.

Техническими задачами изобретения являются снижение нагрузки на привод глубинного штангового насоса подбором оптимального режима эксплуатации скважины, повышение эффективности прогревания призабойной зоны и снижение затрат электроэнергии на единицу добываемой продукции.

Технические задачи решаются способом эксплуатации скважины, включающим оборудование скважины колонной насосно-компрессорных труб - НКТ, с штанговым глубинным насосом, фильтром, кабелем и капиллярным трубопроводом, подачу электрического тока по кабелю и растворителя асфальтеносмолопарафиновых отложений - АСПО, по капиллярному трубопроводу, одновременный отбор пластовой продукции по колонне НКТ посредством штангового глубинного насоса.

Новым является то, что на устье скважины в составе колонны НКТ снизу вверх размещают: заглушку, нагреватель, фильтр, штанговый глубинный насос, при этом соединяют кабель с нагревателем, а на наружной поверхности колонны НКТ крепят клеммами кабель до нагревателя и капиллярный трубопровод от устья до глубины выше штангового глубинного насоса с входом во внутреннюю полость колонны НКТ, размещают колонну НКТ в скважине так, чтобы нагреватель размещался от середины пласта к его подошве, за 24 ч до запуска привода штангового глубинного насоса осуществляют запуск нагревателя в работу, при этом температура работы нагревателя не выше 40°C, по прошествии 24 ч производят поэтапную эксплуатацию скважины запуском привода штангового глубинного насоса с минимальным числом качаний и максимальной длиной хода и с периодическим ступенчатым увеличением температуры нагревателя на 20°C, начиная с температуры 50 и до 90°C, и подачей растворителя насосом дозатором по капиллярному трубопроводу со ступенчатым снижением подачи растворителя на 5 л/ч, начиная с подачи 15 до 5 л/ч, на каждом этапе эксплуатации при условии достижения максимального объема продукции.

На чертеже схематично изображен предлагаемый способ.

Способ эксплуатации скважины реализуют следующим образом.

На устье скважины 1 в составе колонны НКТ 2 снизу вверх размещают: заглушку 3, нагреватель 4, фильтр 5, штанговый глубинный насос 6, при этом соединяют кабель 7 с нагревателем 4.

В качестве нагревателя применяют любой известный нагреватель, например, электродного типа с максимальной мощностью 20 кВт·ч.

Заглушка 3, выполненная в колонне НКТ 2 ниже нагревателя 4, а также размещение нагревателя 4 в составе колонны НКТ 2 ниже фильтра 5, позволяют создать «карман» внутри колонны НКТ, что обеспечивает дополнительное прогревание продукции скважины внутренней поверхностью нагревателя 4 при поступлении ее внутрь колонны

НКТ 2, что, кроме прогрева призабойной зоны скважины 1, позволяет поддерживать продукцию разогретой перед подачей на прием штангового глубинного насоса 6.

На наружной поверхности колонны НКТ 2 крепят клямсами (не показаны) кабель 7 до нагревателя 4 и капиллярный трубопровод 8 от устья до глубины выше штангового глубинного насоса 6 с входом во внутреннюю полость 9 колонны НКТ 2.

Размещают колонну НКТ 2 в скважине так, чтобы нагреватель 4 размещался от середины пласта 10 к его подошве 11.

Опытным путем установлено, что наиболее эффективное прогревание призабойной зоны обеспечивается при размещении нагревателя между серединой и подошвой пласта, поэтому размещают колонну НКТ 2 в скважине 1 так, чтобы нагреватель 4 размещался от середины пласта 10 на расстоянии $h/2$ к подошве 11 пласта 10.

Например, при длине нагревателя 3 м и толщине пласта 8 м размещают нагреватель 4 следующим образом: верхний конец нагревателя от середины $8/2=4$ м и вниз, т.е. нижний конец нагревателя на $4-3=1$ м выше подошвы 11 пласта 10.

За 24 ч до запуска привода 12 штангового глубинного насоса 6 осуществляют запуск в работу нагревателя 4. Для этого посредством станции управления 13 пропускают по кабелю 7 электрический ток на нагреватель 4 так, чтобы нагреватель 4 работал с температурой не более 40°C .

По прошествии 24 ч производят поэтапную эксплуатацию скважины 1 запуском привода 12 штангового глубинного насоса 6 с минимальным числом качаний, например 2 качания в одну минуту, и максимальной длиной хода, например 6 м (в зависимости от технических характеристик станка-качалки, приводящего в действие привод 12 штангового глубинного насоса 6), с периодическим, например 48 ч, ступенчатым увеличением температуры нагревателя на 20°C , начиная с температуры 50 и до 90°C , при условии достижения максимального объема продукции и подачи любого известного растворителя АСПО насосом-дозатором 14 по капиллярному трубопроводу 8 со ступенчатым снижением подачи растворителя на 5 л/ч, начиная с подачи 15 до 5 л/ч, на каждом этапе эксплуатации.

Например, используют растворитель для удаления АСПО на основе парафиновых ароматических углеводородов. Физико-химические показатели растворителя АСПО приведены в табл. 1.

Т а б л и ц а 1 – Физико-химические свойства растворителя АСПО

Наименование показателя	Норма
Внешний вид	Жидкость от светло-желтого до темно-коричневого цвета, без механических примесей
Плотность при 20°C , кг/м^3 , не менее	750
Фракционный состав:	
- температура начала кипения, $^{\circ}\text{C}$, не менее;	30
- температура конца кипения, $^{\circ}\text{C}$, не более	300

Выполняют 1-й этап эксплуатации скважины.

Для этого одновременно запускают привод 12 (колонну штанг, совершающую возвратно-поступательные осевые перемещения) посредством станции управления 13, пропускают по кабелю 7 электрический ток и поднимают температуру работы нагревателя 4 от температуры окружающей среды до 50°C , а с помощью насоса-дозатора 14 по капиллярному скважинному трубопроводу 8 подают растворитель АСПО во

внутреннюю полость 9 колонны НКТ 2 с расходом 15 л/ч, при этом отбор разогретой в призабойной зоне скважины 1 продукции (вязкой нефтяной эмульсии) осуществляется из пласта 10 через перфорационные отверстия 15 пласта 10, межколонное пространство 16 и фильтр 5 во внутреннее пространство 17 колонны НКТ 2, откуда попадает на прием штангового глубинного насоса 6, который перекачивает разогретую продукцию по колонне НКТ 2 в выкидной патрубков 18 в объеме 10,5 м³/сут.

Далее при работе нагревателя с температурой 50°С снижают подачу растворителя до 10 л/ч, при этом объем отбора продукции штанговым глубинным насосом 6 из скважины 1 составляет 9,8 м³/сут.

Далее при работе нагревателя с температурой 50°С снижают подачу растворителя до 5 л/ч, при этом объем отбора продукции штанговым глубинным насосом 6 из скважины 1 составляет 9,2 м³/сут. Результаты сводят в табл. 2.

По прошествии 48 ч работы по 1 этапу эксплуатации скважины выполняют 2-й этап.

При работающем приводе 12 посредством станции управления 13 поднимают температуру работы нагревателя 4 от 50 до 70°С, а с помощью насоса-дозатора 14 по капиллярному трубопроводу 8 подают растворитель во внутреннюю полость 9 колонны НКТ 2 с расходом 15 л/ч, при этом объем отбора продукции штанговым глубинным насосом 6 из скважины 1 составляет 14,6 м³/сут.

Далее при работе нагревателя с температурой 70°С снижают подачу растворителя до 10 л/ч, при этом объем отбора продукции штанговым глубинным насосом 6 из скважины 1 составляет 14,6 м³/сут.

Далее при работе нагревателя с температурой 70°С снижают подачу растворителя до 5 л/ч, при этом объем отбора продукции штанговым глубинным насосом 6 из скважины 1 составляет 13,5 м³/сут. Результаты сводят в табл. 2.

По прошествии 48 ч работы по 2-му этапу эксплуатации скважины выполняют 3-й этап.

При работающем приводе 12 посредством станции управления 13 поднимают температуру работы нагревателя 4 от 70 до 90°С, а с помощью насоса-дозатора 14 по капиллярному трубопроводу 8 подают растворитель во внутреннюю полость 9 колонны НКТ 2 с расходом 15 л/ч, при этом объем отбора продукции штанговым глубинным насосом 6 из скважины 1 составляет 14,5 м³/сут.

Далее при работе нагревателя с температурой 90°С снижают подачу растворителя до 10 л/ч, при этом объем отбора продукции штанговым глубинным насосом 6 из скважины 1 составляет 14,5 м³/сут.

Далее при работе нагревателя с температурой 90°С снижают подачу растворителя до 5 л/ч, при этом объем отбора продукции штанговым глубинным насосом 6 из скважины 1 составляет 13,6 м³/сут. Результаты сводят в табл. 2.

Таблица 2

Температура нагревателя, °С	Подача растворителя по капиллярному трубопроводу с расходом, л/ч	Объем отбора продукции из скважины, м ³ /сут
50	5	9,2
	10	9,8
	15	10,5
70	5	13,5
	10	14,6
	15	14,6
90	5	13,6
	10	14,5
	15	14,5

Как видно из табл. 2, наиболее оптимальный режим (при минимальной температуре работы нагревателя и минимальной подаче растворителя по капиллярному трубопроводу), исходя из максимального объема отбора продукции при эксплуатации скважины, достигается при температуре работы нагревателя 70°С и подаче растворителя по капиллярному трубопроводу с расходом 10 л/ч. Таким образом, в дальнейшем продолжают эксплуатацию скважины в данном режиме.

В предлагаемом способе нагреватель прогревает только призабойную зону скважины, а не всю колонну НКТ, а исключение АСПО внутри НКТ обеспечивается оптимальной закачкой растворителя во внутреннюю полость колонны НКТ выше глубинного штангового насоса, тем самым обеспечивается эффективный отбор вязкой нефтяной эмульсии с минимальными затратами растворителя и электроэнергии.

В предлагаемом способе путем подбора определяют оптимальный режим эксплуатации (добычи вязкой нефтяной эмульсии), который приводит к увеличению объема отбора продукции из скважины, при этом уменьшается разрыв между максимальной и минимальной нагрузками на привод, а также снижается нагрузка на привод.

В предлагаемом способе используют нагреватель с максимальной мощностью 20 кВт·ч, что в сравнении с прототипом, где используется нагревательный кабель мощностью 60 кВт·ч, позволяет в три раза сократить затраты на электроэнергию на единицу добываемой продукции.

Предлагаемый способ эксплуатации скважин, добывающих вязкую нефтяную эмульсию, позволяет:

- подобрать оптимальный режим эксплуатации скважины;
- повысить эффективность прогревания призабойной зоны;
- снизить затраты электроэнергии на единицу добываемой продукции.

Формула изобретения

Способ эксплуатации скважины, включающий оборудование скважины колонной насосно-компрессорных труб - НКТ, с штанговым глубинным насосом, фильтром, кабелем и капиллярным трубопроводом, подачу электрического тока по кабелю и растворителя асфальтеносмолопарафиновых отложений - АСПО, по капиллярному трубопроводу, одновременный отбор пластовой продукции по колонне НКТ посредством штангового глубинного насоса, отличающийся тем, что на устье скважины в составе колонны НКТ снизу вверх размещают: заглушку, нагреватель, фильтр, штанговый глубинный насос, при этом соединяют кабель с нагревателем, а на наружной

поверхности колонны НКТ крепят клямсами кабель до нагревателя и капиллярный трубопровод от устья до глубины выше штангового глубинного насоса с входом во внутреннюю полость колонны НКТ, размещают колонну НКТ в скважине так, чтобы нагреватель размещался от середины пласта к его подошве, за 24 ч до запуска привода штангового глубинного насоса осуществляют запуск нагревателя в работу, при этом температура работы нагревателя не выше 40°С, по прошествии 24 ч производят поэтапную эксплуатацию скважины запуском привода штангового глубинного насоса с минимальным числом качаний и максимальной длиной хода и с периодическим ступенчатым увеличением температуры нагревателя на 20°С, начиная с температуры 50 и до 90°С, и подачей растворителя насосом дозатором по капиллярному трубопроводу со ступенчатым снижением подачи растворителя на 5 л/ч, начиная с подачи 15 до 5 л/ч, на каждом этапе эксплуатации при условии достижения максимального объема продукции.

15

20

25

30

35

40

45

Способ эксплуатации скважины

