КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ДИАГНОСТИКА И УДАЛЕНИЕ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В СКВАЖИНАХ И НЕФТЕСБОРНЫХ ТРУБОПРОВОДАХ

QUANTITATIVE DIAGNOSTICS AND REMOVAL OF ASPHALT-RESIN-PARAFFIN DEPOSITS IN WELLS AND OIL PIPELINES

И. З. Денисламов
Ildar Z. Denislamov

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
г. Уфа, Российская Федерация

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

Р. Р. Якупов
Rustam R. Yakupov

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
г. Уфа, Российская Федерация

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

И. И. Мусин
Ilshat I. Musin

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
г. Уфа, Российская Федерация

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

И. А. Ситдилов
Ilshat A. Sitdikov

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
г. Уфа, Российская Федерация

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

В настоящее время наиболее распространенным видом осложнений при эксплуатации нефтедобывающих скважин и в системе сбора и подготовки нефти на территории Урало-Поволжского региона являются асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО). Такие отложения могут образовываться как на забое и стволе скважины, так и в промысловых нефтегазопроводах. Образование АСПО на поверхности насосно-компрессорных труб и трубопроводов приводит к росту гидравлических потерь за счет сужения их проходного сечения. По этой причине скважинное оборудование выходит из оптимального режима эксплуатации, и возникают нежелательные экономические потери. Для исключения подобного рода аварийных ситуаций требуются своевременная количественная диагностика отложений, а также их удаление. В статье рассмотрены различные методы количественной диагностики АСПО: применение разделителя жидкостей; использование ультразвуковых расходомеров; метод, основанный на реперных технологиях. По последнему из приведенных методов проведен расчет и подобрано такое потребное количество растворителя и циклов обработки, которое требуется для удаления определенного объема отложений. По результатам расчетов также определено, что без своевременного удаления отложений производительность скважины падает на 26–27 %. Таким образом, в промысловых условиях должна быть организована деятельность по своевременному предупреждению, количественной диагностике и борьбе с отложениями, а также следует осуществлять контроль производительности и нагрузок на скважинное оборудование.

Ключевые слова

АСПО,
количественная диагностика
отложений,
разделитель жидкостей,
реперные технологии,
ультразвуковой расходомер,
производительность насоса

Currently, the most common type of complications in oil wells operation and in the oil gathering and treatment system in the Ural-Volga Region are asphalt-resin-paraffin deposits (ARPD). Such deposits can be formed both on the bottomhole and the wellbore, and in field oil and gas pipelines. The formation of ARPD on the surface of tubing and pipelines leads to an increase in hydraulic losses due to the narrowing of their flow area. For this reason, downhole equipment comes out of optimal operation, and undesirable economic losses occur. To eliminate this kind of emergency situations, timely quantitative diagnostics of sediments, as well as their removal, are required. The article discusses various methods for quantitative diagnosis of ARPD: the use of a liquid separator; use of ultrasonic flow meters; method based on reference technology. According to the last of the above mentioned methods, the calculation was carried out and the required amount of solvent and treatment cycles were selected, which is required to remove a certain amount of sediment. According to the results of the calculations, it was also determined that without timely removal of sediments, the well productivity drops by 26–27 %. Thus, in field conditions, timely prevention, quantitative diagnostics and sediment control activities should be organized, as well as monitoring the performance and loads of downhole equipment.

Key words

ARPD, quantitative diagnostics of deposits, liquid separator, reference technology, ultrasonic flow meter, pump performance

На сегодняшний день актуальными проблемами в нефтедобывающей промышленности России являются увеличение доли трудноизвлекаемых запасов, высокая вязкость продукции, разработка низкопроницаемых коллекторов [1]. При снижении пластовой энергии эксплуатируемые скважины постепенно выходят из оптимального рабочего диапазона, что может привести к образованию на стенках подземного и наземного оборудования, в призабойной зоне скважины осадков и отложений различных объемов и форм.

Наиболее распространенным видом осложнений на территории Урало-Поволжского региона являются отложения асфальтосмолопарафиновых веществ (АСПВ). [2]. Такие отложения могут возникать как в призабойной зоне пласта, так и на стенках внутрискважинного оборудования. Они приводят к закупорке поровых каналов призабойной зоны пласта (ПЗП), уменьшению проходного сечения насосно-компрессорных труб (НКТ) [3], в результате чего падает производительность скважин, возникают потери в потенциальной добыче нефти.

В случае образования отложений АСПВ одним из наиболее распространенных методов борьбы является использование растворителей различного типа [4]. Однако применение растворителей в большом количестве ограничивается их дороговизной, поэтому необходима максимальная точность прогноза объема отложений в трубопроводе. На сегодняшний день существует множество методов диагностики и подсчета количества отложений на стенках трубопроводов, и каждый из

них в той или иной степени используется на промысловых условиях. Основными направлениями в диагностике количества отложений являются применение:

- разделителя жидкостей;
- ультразвуковых расходомеров (УР);
- реперных технологий.

При нахождении количества отложений АСПВ в трубопроводе с применением разделителя жидкостей объем отложений определяется разницей между объемами чистого трубопровода и трубопровода с образовавшимися твердыми отложениями. Для определения последней величины необходимо вытеснить содержимое трубопровода другой жидкостью с замером объема этой закачиваемой жидкости [5]. С целью недопущения смешения жидкостей используют специальный разделитель, сужающийся в местах отложений и способный восстанавливать свою первоначальную форму на чистых участках трубопровода. Кроме того, участки с отложениями осадков разделитель должен проходить, не разрушая их, и при этом максимально касаться их поверхности и поверхности зон чистого трубопровода для исключения послойного течения закачиваемой жидкости выше или ниже вытесняемой жидкости. С этой целью разделитель жидкостей можно исполнять в виде множества небольших эластичных шаров одного диаметра, но различной плотности и с эластичной сетчатой оболочкой в форме сферы [6].

По плотности шары разделяются на три части. Первая часть шаров имеет плотность ρ , меньшую, чем ρ_1 , вторая часть — большую,

чем ρ_2 , третья часть шаров имеет промежуточную плотность: $\rho_1 \leq \rho \leq \rho_2$, где ρ_1 и ρ_2 — плотности наиболее легкого и тяжелого флюидов при раздельной перекачке жидкостей по трубопроводу. Эластичная сетчатая оболочка используется для группирования этих маленьких шаров в форме большого шара внутри трубопровода, поэтому размер отверстий сетчатой поверхности должен быть меньше, чем диаметр маленьких шаров, для исключения их выпадения за пределы сетчатой сферы.

Другим методом определения количества асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в трубопроводе является применение ультразвуковых расходомеров. Современные ультразвуковые расходомеры измеряют скорость потока жидкости или газа в трубопроводе, через которую путем умножения на площадь внутренней поверхности трубопровода находится расход. Положительным фактором для использования современных УР является то, что на их показания не влияет наличие покрытия или отложений природного характера на внутренней поверхности трубопровода.

Задача определения объема отложений решается путем организации движения однофазной жидкости без газа в исследуемом трубопроводе при полном его заполнении с известным расходом и определении ее характеристик. В различных точках, равномерно расположенных по длине трубопровода, переносным прибором одновременно определяется скорость движения этой жидкости, и объем отложений в трубопроводе рассчитывается по формуле [7]:

$$V_{отл} = l \cdot \left(\frac{\pi \cdot D^2}{4} - \frac{Q}{(\sum_{i=1}^n v_i)/n} \right), \quad (1)$$

где $V_{отл}$ — объем отложений в трубопроводе, м³;

l — длина трубопровода, м;

D — внутренний диаметр чистого трубопровода, м;

Q — постоянный расход по трубопроводу, м³/с;

n — количество точек измерения скорости движения жидкости по трубопроводу;

v_i — скорость движения потока жидкости в i -ой точке измерения, м/с.

Особое внимание в количественной диагностике отложений в нефтедобывающих скважинах следует уделить реперным технологиям по причине их доступности и относительно небольшой трудоемкости.

Можно выделить две категории жидкостей, которые используются в качестве реперной —

стабильной жидкости со свойствами, отличными от скважинной. Во-первых, это жидкость, доставленная в колонну лифтовых труб с поверхности земли по специальной — реперной трубке, проложенной по межтрубному пространству от устья до насоса [8, 9]. В качестве реперной жидкости обычно используется минерализованная вода. Зная ее объем и объем колонны насосно-компрессорных труб, можем легко определить объем отложений. Также в качестве реперной жидкости используются органические растворители. Их преимущество в том, что они одновременно выполняют две функции: показывают количество отложений и спустя определенное время удаляют их.

Достаточно часто в качестве реперной жидкости используется добываемая пластовая продукция, но с измененными свойствами. В данной работе были рассмотрены две технологии, позволяющие изменять состав добываемой жидкости и регулировать ее температуру с помощью частотного регулятора тока.

В технологии по изменению состава пластовой продукции была заложена идея о том, что в межтрубном пространстве скважины выше глубинного насоса скапливается практически безводная нефть [10]. Увеличивая производительность электроцентробежного насоса с помощью частотного регулятора, мы можем изменять содержание нефти в НКТ в сторону снижения за счет отбора безводной нефти из межтрубного пространства скважины. Эта технология удобна и для определения объема отложений в колонне лифтовых труб с помощью реперной жидкости, в качестве которой выступает скважинная жидкость с меньшей обводненностью.

По изобретению [11], температура скважинной продукции на устье скважины рассматривается как диагностирующий фактор наличия АСПО на стенках колонны НКТ. Внутреннюю поверхность обсадной колонны и внешнюю поверхность насосно-компрессорных труб теплоизолируют формированием на них отложений парафина, чтобы температура газожидкостного состава не становилась ниже температуры начала кристаллизации парафина. Для этого временно осуществляют подъем флюида через кольцевое пространство скважины до формирования теплоизолирующего слоя. Подъем пластовой продукции от глубинного насоса до устья скважины осуществляют благодаря предварительной

установке над насосом клапана обратного трехпозиционного КОТ-93 [12].

После формирования плотного теплоизолирующего слоя скважину переводят на подъем добываемого флюида через насосно-компрессорные трубы. Такая технология позволила на одной из скважин Ромашкинского месторождения увеличить межремонтный период эксплуатации осложненной скважины с 180 до 300 сут, при этом температура жидкости на устье была повышена с 18 °С до 24 °С.

Технология регулирования температуры добываемой жидкости основана на изменении тепловыделяющей способности погружного электродвигателя, зависящей от его мощности, которая, в свою очередь, контролируется частотным регулятором. Это изменение фиксируется во времени датчиком температуры, установленном в нижней части колонны лифтовых труб.

Объем отложений в лифтовых трубах определяют по формуле:

$$V_{отл} = \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot l - K \cdot Q \cdot (t_2 - t_1), \quad (2)$$

где $V_{отл}$ — объем отложений на внутренней поверхности колонны лифтовых труб;

D — внутренний диаметр чистых лифтовых труб;

l — длина трубопровода, м;

K — эмпирический коэффициент, учитывающий разницу в состоянии скважинной продукции в колонне лифтовых труб и в устройстве по измерению его объема, определяется предварительно для колонны НКТ без отложений;

Q — производительность электроцентробежного насоса, поддерживается постоянной во время оценки отложений;

t_1 — хронологическое время изменения температуры скважинной продукции в зоне датчика температуры, установленного в нижней части колонны лифтовых труб;

t_2 — хронологическое время изменения температуры скважинной продукции в зоне

датчика температуры, установленного в верхней части колонны лифтовых труб.

Рассмотрим более подробно методику определения объема отложений в колонне НКТ по изменению свойств скважинной продукции, в данном случае температуры. Исходные данные приведены в таблице 1.

1. Температуру на глубине спуска насоса определяем по формуле:

$$T_{сп.н} = T_{н.с} + \Gamma_T \cdot L_H, \quad (3)$$

где $T_{сп.н}$ — температура на глубине спуска насоса, °С;

$T_{н.с}$ — температура нейтрального слоя, °С;

Γ_T — геотермический градиент, °С/м;

L_H — глубина спуска насоса, м;

$$T_{сп.н} = T_{н.с} + \Gamma_T \cdot L_H = 6 + 0,02 \cdot 1400 = 34 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

2. Температура продукции в скважине от устья до насоса определяется по следующей формуле [13]:

$$T = T_{сп.н} - \Gamma_T \cdot (L_H - L) + \frac{\Gamma_T \cdot C \cdot M}{\pi \cdot D \cdot K} + (T_{вых} - T_{сп.н} - \frac{\Gamma_T \cdot C \cdot M}{\pi \cdot D \cdot K}) \cdot \exp\left(-\frac{\pi \cdot D \cdot K}{C \cdot M} \cdot L_H - L\right) \quad (4)$$

И случай: частота тока погружного электродвигателя УЭЦН равна 40 Гц. В этом случае температура флюида на выходе из насоса увеличивается на 5 °С.

$$T_{вых} = 39 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

3. Рассчитаем T потока в скважине.

Точка 1. $L = 1200$ м.

$$T = 34 - 0,02 \cdot (1400 - 1200) + \frac{0,02 \cdot 1700 \cdot 1,16}{3,14 \cdot 0,062 \cdot 3,5} + \left(39 - 34 - \frac{0,02 \cdot 1700 \cdot 1,16}{3,14 \cdot 0,062 \cdot 3,5}\right) \cdot \exp\left(-\frac{3,14 \cdot 0,062 \cdot 3,5}{1700 \cdot 1,16} \times (1400 - 1200)\right) = 38,53 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Остальные точки рассчитываются по аналогии. Результаты расчета приведены в таблице 2.

И случай: частоту тока увеличили до 65 Гц. Температура флюида на выходе из насоса увеличится на 18 °С.

$$T_{вых} = 52 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Таблица 1. Исходные данные

Параметры	Обозначение	Значение
Пластовая температура, °С	$T_{пл}$	38
Температура нейтрального слоя, °С	$T_{н.с}$	6
Глубина нейтрального слоя, м	$L_{н.с}$	15
Геотермический градиент, °С/м	Γ_T	0,02
Глубина скважины, м	$L_{ск}$	1600
Диаметр НКТ, м	D	0,062
Коэффициент теплоемкости продукции скважины, Дж/(кг·°С)	C	1700
Коэффициент теплопередачи, Вт/(м²·°С)	K	3,5
Дебит скважины массовый, кг/с (т/сут)	M	1,16

Результаты расчета приведены в таблице 3.

Построим график зависимости температуры флюида от времени (рисунок 1).

В момент времени t_1 частота $\omega_1 = 40$ Гц увеличена до $\omega_2 = 65$ Гц. t_2 — время изменения температуры на устье.

III случай: частота тока погружного электродвигателя УЭЦН равна 40 Гц, толщина отложений АСПО равна 10 мм, диаметр проходного сечения НКТ 42 мм. Результаты расчета приведены в таблице 4.

Построим график распределения температуры по стволу скважины (рисунок 2).

В первом случае (кривая I) частота тока погружного электродвигателя УЭЦН равна 40 Гц, во втором случае (кривая II) 65 Гц. Как видно из графика, жидкость с измененной температурой доходит до устья скважины.

Рассмотрим реализацию данной идеи на одной из скважин Чекмагушевского место-

рождения. Внутренний диаметр НКТ составляет 62 мм, глубина спуска насоса 1400 м, дебит скважины 30 м³/сут, период времени от изменения частоты вращения погружного электродвигателя до фиксации изменения температуры скважинной продукции на устье составляет 40 мин, эмпирический коэффициент K , учитывающий разницу в состоянии скважинной продукции в колонне лифтовых труб и в устройстве по измерению его объема, равен 1.

$$V_{\text{чист}} = \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot H = \frac{3,14 \cdot 0,062^2}{4} \cdot 1400 = 4,22 \text{ м}^3.$$

$$V_{\text{отл}} = V_{\text{чист}} - K \cdot Q \cdot (t_2 - t_1) =$$

$$= 4,22 - \frac{1 \cdot 30 \cdot 120 \cdot 60}{86400} = 1,72 \text{ м}^3.$$

Построим график зависимости температуры на устье скважины от толщины АСПО в лифтовых трубах (рисунок 3).

Таблица 2. Результаты расчета для I случая

Параметры	Глубина, L							
	0	200	400	600	800	1000	1200	1400
$T_{\text{потока}}, ^\circ\text{C}$	31,28	32,94	34,45	35,77	36,90	37,82	38,53	39,00

Таблица 3. Результаты расчета для II случая

Параметры	Глубина, L							
	0	200	400	600	800	1000	1200	1400
$T_{\text{потока}}, ^\circ\text{C}$	37,22	39,77	42,19	44,48	46,62	48,59	50,39	52,00

Рисунок 1. График зависимости температуры флюида от времени

Таблица 4. Результаты расчета для III случая

Параметры	Глубина, L							
	0	200	400	600	800	1000	1200	1400
$T_{\text{потока}}, ^\circ\text{C}$	33,47	34,70	35,79	36,73	37,54	38,19	38,68	39,00

Рисунок 2. График распределения температуры по стволу скважины

Рисунок 3. График зависимости температуры на устье скважины от толщины АСПО

Рассчитаем потребное количество растворителя и количество циклов, необходимые для полного удаления отложений из скважины.

1 м³ растворителя может растворить примерно 0,25 м³ АСПО. Значит потребное количество растворителя:

$$V_{\text{потр}} = V_{\text{отл}} \cdot 4 = 1,72 \cdot 4 = 6,88 \text{ м}^3.$$

В первом цикле в НКТ поместится количество растворителя, равное разности объема

чистого пространства НКТ и объема отложений:

$$V_1 = V_{\text{чист}} - V_{\text{отл}} = 4,22 - 1,78 = 2,44 \text{ м}^3.$$

В втором цикле — 3,05 м³, в третьем — 3,8125 м³.

Таким образом, можно сделать вывод, что, используя 6,88 м³ растворителя, мы полностью за три цикла удалили 1,72 м³ АСПО.

Своевременная очистка насосно-компрессорных труб от отложений позволяет избежать экономических убытков. Для наглядности произведем расчет для определения возможных потерь в добыче нефти при сужении проходного сечения НКТ из-за возникновения отложений АСПВ (таблица 5).

Давление в начале НКТ будет определяться по формуле:

$$P_{\text{в начале НКТ}} = P_y + \rho \cdot g \cdot H_{\text{насоса}} + P_{\text{тр}} \quad (5)$$

Потери давления на трения определяются по формуле Дарси-Вейсбаха:

$$P_{\text{тр}} = \lambda \cdot \frac{L \cdot v^2}{2 \cdot D} \cdot \rho, \quad (6)$$

где L — глубина спуска насоса, м;

v — скорость движения жидкости, м/с;

D — внутренний диаметр НКТ, м;

ρ — плотность жидкости, кг/м³;

λ — коэффициент гидравлического трения.

Таблица 5. Исходные данные

Параметры	Обозначение	Значение
Плотность нефти, кг/м ³	ρ_n	895
Плотность воды, кг/м ³	ρ_v	1050
Вязкость нефти, мПа·с	μ_n	40
Обводненность, %	b	30
Глубина спуска насоса, м	L_n	1400
Давление на устье, атм	P_y	20
Дебит скважины, м ³ /сут	Q	30

Результаты расчетов давлений в начале НКТ без отложений и с отложениями представлены в таблице 6.

Таблица 6. Сравнительная таблица результатов расчетов

	Давление в начале НКТ, Р, атм
НКТ без отложений	161,07
НКТ с отложениями	192,48

По характеристике ЭЦН мы можем видеть, что с увеличением давления на выкиде будет уменьшаться его производительность, а значит, будут происходить потери в добыче нефти. Характеристика представлена на рисунке 4.

Потери в производительности насосной установки при возникновении отложений АСПВ составили:

$$\Delta = \frac{Q_{\text{чист}} - Q_{\text{отл}}}{Q_{\text{чист}}} \cdot 100 \% = \frac{30 - 22}{30} \cdot 100 \% = 26,7 \%$$

Рисунок 4. Характеристика ЭЦН-30-2000

Выводы

1. Температура скважинной продукции является информативным параметром, на которую влияют и наличие АСПО с меньшей теплопроводящей способностью, и скорость подъема продукции по колонне насосно-компрессорных труб. Из-за совокупного действия этих двух факторов следствием формирования асфальтосмолопарафиновых отложений в колонне НКТ является повышение температуры скважинной продукции на устье скважины. Расчеты показывают, что при толщине отложений до 20 мм ожидается повышение температуры на устье на 4,5 °С.

2. В статье температура скважинной продукции рассмотрена как параметр для количественной оценки отложений в адгезионной форме в колонне НКТ. В скважинах с УЭЦН над насосом формируют газожидкостной состав с повышенной температурой и с помощью датчиков температуры фиксируют время прихода «меченой» жидкости на устье скважины. Проведенные исследования показали, что, если повысить температуру пластовой жидкости после глубинного насоса на 13 °С, то отличительное свойство такой жидкости сохранится и до устья скважины — температура будет выше обычной на 6,0 °С.

3. При сужении трубопровода из-за отложений по результатам расчетов определена потеря потенциального дебита скважины по жидкости, которая составила 26,7 %. Для предотвращения таких потерь и определения требуемого количества растворителя необходима количественная диагностика отложений как в самих скважинах осложненного фонда, так и в нефтесборных трубопроводах.

СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Иванова И.К. Изучение процесса растворения асфальтосмолопарафиновых отложений с позиций формальной кинетики // Нефтяное хозяйство. 2010. № 11. С. 108–111.
2. Иванова Л.В. Целенаправленный выбор эффективных удалителей асфальтосмолопарафиновых отложений из высоковязких нефтей // Технологии нефти и газа. 2012. № 6. С. 8–12.
3. Крупин Г.Г. Комплексный подход к удалению АСПО в добывающих скважинах Кыртаельского месторождения // Инженерная практика. 2017. № 3. С. 16–17.
4. Рочева Е.В. Методы борьбы с осложнениями, связанными с АСПО // Новая наука: От идеи к результату. 2017. № 1–3. С. 40–42.
5. Баймухаметов М.К. Совершенствование технологий борьбы с АСПО в нефтепромысловых системах на месторождениях Башкортостана: дисс. ... канд. техн. наук. Уфа, 2005. 137 с.
6. Пат. 2324552 РФ, МПК В 08 В 9/057. Разделитель жидкостей для трубопровода / И.З. Денисламов, Р.В. Сахавудинов, Р.Р. Фахретдинов. 2006136934/12, Заявлено 18.10.2006; Оpubл. 20.05.08. Бюл. 14.
7. Пат. 2445545 РФ, МПК F 17 D 3/00. Способ определения объема отложений в трубопроводе / А.М. Галимов, И.З. Денисламов, Р.Н. Ибрагимов, Ф.Ф. Хасанов. 2011106091, Заявлено 17.02.2011; Оpubл. 20.03.2012. Бюл. 8.
8. Пат. 2445448 РФ, МПК E 21 В 37/06. Способ очистки глубинного насоса и колонны лифтовых труб от отложений / Ф.Ф. Хасанов, А.М. Галимов, И.З. Денисламов. 2010142528/03, Заявлено 18.10.2010; Оpubл. 20.03.12. Бюл. 8.
9. Пат. 2464409 РФ, МПК E 21 В 34/06. Способ доставки реагента в колонну лифтовых труб скважины / И.З. Денисламов, А.М. Галимов, Ш.А. Гафаров, А.Р. Нагимуллин, Р.М. Еникеев. 2011113610/03, Заявлено 07.04.2011; Оpubл. 20.10.2012. Бюл. 29.
10. Пат. 2421605 РФ, МПК E 21 В 43/12. Способ эксплуатации скважины, оборудованной установкой электроцентробежного насоса с частотно-регулируемым приводом / А.Р. Латыпов, В.Ф. Шаякберов, Р.Р. Исмагилов, И.А. Латыпов, Э.В. Шаякберов. 2010106000/03, Заявлено 19.02.2010; Оpubл. 20.06.2011. Бюл. 14.
11. Пат. 2172388 РФ, МПК E 21 В 37/00. Способ добычи нефти / В.П. Тронов, А.И. Ширеев, И.В. Савельева, А.В. Тронов, И.Х. Исмагилов, И.А. Гуськова. 99117621/03, Заявлено 09.08.1996; Оpubл. 20.08.2001. Бюл. 23.
12. Клапан обратный трехпозиционный // Каталог продукции НПФ «Пакер» [Электронный ресурс]. URL: <https://npf-paker.ru/catalog/type/klapany/kot> (дата обращения: 15.11.2018).
13. Ибрагимов Г.З., Артемьев В.Н., Иванов А.И., Кононов В.М. Техника и технология добычи и подготовки нефти и газа: учеб. пособие. М.: Изд-во МГОУ, 2005. 243 с.

REFERENCES

1. Ivanova I.K. Izuchenie protsesssa rastvoreniya asfal'tosmoloparafinykh otlozhenii s pozitsii formal'noi kinetiki [Study of the Dissolution Process of Asphalt-Resin-Paraffin Deposits from the Position of Formal Kinetics]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 2010, No. 11, pp. 108–111. [in Russian].
2. Ivanova L.V. Tselenapravlennyi vybor effektivnykh udalitelei asfal'tosmoloparafinykh otlozhenii iz vysokov'yazkikh neftei [Selection of an Efficient Asphaltene-Resin-Paraffin Deposits Removal Agent in Relation to High-Viscous Crudes]. *Tekhnologii nef'ti i gaza — Oil and Gas Technologies*, 2012, No. 6, pp. 8–12. [in Russian].
3. Krupin G.G. Kompleksnyi podkhod k udaleniyu ASPO v dobyvayushchikh skvazhinakh Kyrtaelskogo mestorozhdeniya [Complex Approach to the Removal of AFS in the Production Wells of Kyrtaelskoe Deposit]. *Inzhenernaya praktika — Engineering Practice*, 2017, No. 3, pp. 16–17. [in Russian].
4. Rocheva E.V. Metody bor'by s oslozheniyami, svyazannymi s ASPO [Methods to Combat Complications Associated with AFS]. *Novaya nauka: ot idei k rezul'tatu — New Science: from Idea to Result*, 2017, No. 1–3, pp. 40–42. [in Russian].
5. Baimukhametov M.K. *Sovershenstvovanie tekhnologii bor'by s ASPO v neftepromyslovyykh sistemakh na mestorozhdeniyakh Bashkortostana: diss. ... kand. tekhn. nauk* [Improvement of Technologies for Combating ARPD in the Oil Field Systems in the Fields of Bashkortostan: Cand. Engin. Sci. Diss.]. Ufa, 2005. 137 p. [in Russian].
6. Denislamov I.Z., Sakhaudtinov R.V., Fakhretdinov R.R. *Razdelitel' zhidkosti dlya truboprovoda* [Pipeline Fluid Separator]. Patent RF, No. 2324552, 2008. [in Russian].
7. Galimov A.M., Denislamov I.Z., Ibragimov R.N., Khasanov F.F. *Sposob opredeleniya ob'ema otlozhenii v truboprovode* [Method for Determining Sediment Volume in the Pipeline]. Patent RF, No. 2445545, 2012. [in Russian].
8. Khasanov F.F., Galimov A.M., Denislamov I.Z. *Sposob oчитки glubinnogo nasosa i kolonny liftovykh trub ot otlozhenii* [The Method of Submersible Pump and a Column of Elevator Pipes Cleaning from Sediments]. Patent RF, No. 2445448, 2012. [in Russian].
9. Denislamov I.Z., Galimov A.M., Gafarov Sh.A., Nagimullin A.R., Enikeev R.M. *Sposob dostavki reagenta v kolonnu liftovykh trub skvazhiny* [Reagent Delivery Method to Column of Lift Pipes Wells]. Patent RF, No. 2464409, 2012. [in Russian].
10. Latypov A.R., Shayakberov V.F., Ismagilov R.R., Latypov I.A., Shayakberov E.V. *Sposob ekspluatatsii skvazhiny, oborudovannoi ustanovkoi elektrotsentrobezhnogo nasosa s chastotno-reguliruemym privodom* [An Operating Method of Well Equipped with an Electric Centrifugal Pump with Variable-Frequency Drive]. Patent RF, No. 2421605, 2011. [in Russian].
11. Tronov V.P., Shireev A.I., Savel'eva I.V., Tronov A.V., Ismagilov I.Kh., Gus'kova I.A. *Sposob dobychi nef'ti* [Oil Production Method]. Patent RF, No. 2172388, 2001. [in Russian].

12. Klapaи obratnyi trekhpozitsionnyi. Katalog produktov NPF «Paker» [Check valve three-position. production Catalog of NPF «Paker»]. [Electronic resource]. URL: <https://npf-paker.ru/catalog/type/klapany/kot> (assessed 15.11.2018). [in Russian].

13. Ibragimov G.Z., Artem'ev V.N., Ivanov A.I., Kono-
nov V.M. *Tekhnika i tekhnologiya dobychi i podgotovki nefi i gaza: ucheb. posobie* [Equipment and Technology for Oil and Gas Production and Treatment]. Moscow, MGOU Publ., 2005. 243 p. [in Russian].

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ ABOUT THE AUTHORS

Денисламов Ильдар Зафирович, канд. техн. наук, доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Ildar Z. Denislamov, Candidate of Engineering Sciences, Assistant Professor of Oil and Gas & Oil Field Development and Operation Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

Мусин Ильшат Ильясович, магистрант кафедры «Разработка и эксплуатация газовых и нефтегазоконденсатных месторождений», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Ilshat I. Musin, Undergraduate Student of Gas and Oil & Gas Condensate Field Development and Operation Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

Якупов Рустам Ринафович, магистрант кафедры «Разработка и эксплуатация газовых и нефтегазоконденсатных месторождений», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Rustam R. Yakupov, Undergraduate Student of Gas and Oil & Gas Condensate Field Development and Operation Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: rustamrinafovich@yandex.ru

Ситдииков Ильшат Азатович, магистрант кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Ilshat A. Sitdikov, Undergraduate Student of Oil and Gas & Oil Field Development and Operation Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: sitdikov22@yandex.ru