

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ УДАЛЕНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ С ЛИФТОВЫХ ТРУБ СКВАЖИН И ТРУБОПРОВОДОВ

ENHANCEMENT OF THE TECHNOLOGIES OF THE ASPHALTENE-RESIN-PARAFFIN DEPOSITS REMOVAL IN TUBINGS AND PIPELINES

В статье приведены технологии удаления асфальтосмолопарафиновых отложений из нефтедобывающих скважин и наземных трубопроводов системы нефтесбора. Предложено скребковое устройство для скважинных условий дополнить электронагревательными элементами, а спуско-подъемные операции проводить с помощью многожильного электрического кабеля. При большом объеме парафиновой пробки процесс подъема скребка дополнительно облегчается снижением давления над скребком путем выпуска части скважинной продукции в приемную емкость на устье скважины.

Для адресной доставки растворителя на прием глубинного насоса в чистом виде предложено использовать контейнер трубного исполнения. В статье показана необходимость циклического воздействия реагентом на отложения в НКТ при их значительном количестве.

Для наземных трубопроводов разработан способ оценки объема и распределения отложений по длине проблемного участка, основанный на постоянстве сплошности и расхода жидкости через заданное сечение трубопровода. Измерения проведены на нефтепроводе от установки предварительного сброса воды до нефтепарка с помощью переносного ультразвукового расходомера. Участок нефтепровода с отложениями был подвергнут обработке органическим растворителем марки СНПХ-7870 в динамическом режиме. После проведения двух циклов закачки и частичного возврата растворителя в приемную емкость плотность растворителя повысилась с 822 до 911 кг/м³ благодаря насыщению высокомолекулярными соединениями отложений.

Предложенные в статье технологии удаления АСПО способствуют рациональному использованию химических реагентов при добыче и транспортировке парафинистых нефтей.

The article provides technologies of the asphaltene-resin-paraffin deposits (ARPD) from oil producing wells and oilfield surface pipelines. It is suggested that oil well scrapping device should be supplemented with electric heating elements and lowering and raising operations should be performed with the aid of multi-core electric conductors. With large paraffin plugs the scrapping device raising operation is additionally facilitated due to reducing the scrapping device pressure by releasing a part of the flow-stream into a receiving tank at the well head.

It is suggested that a pipe container should be used for the targeted solvent delivery to the borehole pump suction. The article demonstrates the necessity of repeated reagent exposure to the deposits in the production tubing with a substantial quantity of the depositions.

A method of estimating the deposits along the sector's length was developed for surface pipelines. This method is based on continuity and flow rate. The measuring was performed on a pipeline sector the preliminary water discharge unit - the tank farms with the aid of a portable ultrasonic flowmeter. The pipeline sector with deposits was treated with organic solvent СНПХ-7870 under dynamic conditions. After two injection cycles and partial solvent return to the receiving tank the solvent density increased from 822 to 911 kg/m³ due to saturation with high-molecular compounds of the deposits.

The suggested technologies of the ARPD conduce to the rational use of chemical agents during production and transportation of paraffin oil.

Денисламов И.З., Гафаров Ш.А., Галимов А.М.

ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», Уфа, Российская Федерация
НГДУ «Чекмагушнефт» ООО «Башнефт-Добыча», г. Дюртюли, Российская Федерация

I.Z. Denislamov, Sh.A. Gafarov, A.M. Galimov

FSBEI of HPE Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, the Russian Federation
Oil-and-Gas Production Department Chekmagushneft LLC Bashneft-Dobycha, Dyutyuli, the Russian Federation

Ключевые слова: асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО), растворитель АСПО, колонна лифтовых труб, глубинный насос, трубопровод, установка предварительного сброса воды, емкость растворителя, газожидкостная смесь.

Key words: asphaltene-resin-paraffin deposits (ARPD), ARPD solvent, flow column, borehole pump, pipeline, preliminary water discharge unit, solvent drum, gas liquid mixture.

Для многих нефтегазодобывающих предприятий Волго-Уральской нефтегазоносной провинции и других регионов страны образование асфальтосмо-

лопарафиновых (АСПО) отложений в скважинах и трубопроводах системы нефтесбора стало, за последнее время, одной из основных проблем нефтедобычи. Постоянно разрабатываемые и применяемые на промыслах ингибиторы парафиноотложения не снижают, в полной мере, остроты существующего вопроса. Как правило, ингибитор закупается нефтедобывающей компанией после проведения большого объема исследовательских работ на отобранных с месторождений пробах пластовых флюидов. Лучший ингибитор выбирается и приобретает как реагент, пригодный для большего числа залежей нефти, чем остальные тестируемые ингиби-

торы. Практика показывает, что в период проведения лабораторных исследований становится ясным, что на некоторых нефтяных залежах ни один из тестируемых реагентов не выполняет своих функций по предупреждению образования АСПО. Уже на стадии приобретения химической продукции невольно закладывается определенная вероятность неэффективной работы ингибиторов отложений. Вторая причина образования таких отложений связана, на наш взгляд, с тем, что условия добычи и транспортировки скважинной продукции меняются во времени: растет обводненность продукции, меняется режим эксплуатации пласта путем смены глубинного насосного оборудования или иного геолого-технического мероприятия. В результате, неплохо зарекомендовавший себя ингибитор при лабораторном изучении и опытно-промышленных испытаниях, перестает работать в изменившейся ситуации.

Сложившаяся на промыслах ситуация с ингибированием АСПО повышает значимость работ по совершенствованию технологий по удалению отложений с внутренней поверхности насосно-компрессорных труб скважин и нефтесборных трубопроводов. Из существующего многообразия методов удаления отложений широкое распространение получили следующие:

- применение скребковых устройств, как в скважинах, так и в наземных трубопроводах;
- использование органических растворителей;
- воздействие на отложение теплоносителями: горячим паром, нефтью или водой.

Периодическое прохождение скребка в полости нефтепровода благодаря существующему перепаду давления позволяет удалить тот незначительный слой асфальтосмолопарафиновых отложений, который успел образоваться за этот период. Благодаря этому, давление в трубопроводе остается приемлемым во время его эксплуатации и процедуры прохождения скребка от камеры пуска до приемной зоны. Такие работы на нефтесборных трубопроводах Ø 219 и 273 мм находятся под постоянным контролем инженерно-технического состава предприятия, выполняются в регламентные сроки и практически не нуждаются в усовершенствовании. На скважинах ситуация с применением скребков, спускаемых и поднимаемых в стволе лифтовых труб с помощью тяговой проволоки и лебедки, может складываться по-разному. При нарушении периодичности спускоподъемных операций (СПО) со скребком или при первом его применении на скважине могут возникнуть осложнения по прохождению устройства вниз или вверх. Для температурного воздействия на парафиновую пробку по изобретению [1] предложено сверху и снизу скребков дополнить электронагревательными элементами (рисунок 1), а СПО проводить с помощью

бронированного электрического кабеля. При подъеме скребка с температурным нагревом в зоне парафиновой пробки предлагается давление над скребком плавно понижать путем перепуска скважинной продукции в межтрубное пространство через клапан 9 или непосредственно через вентиль 12 – в технологическую емкость.

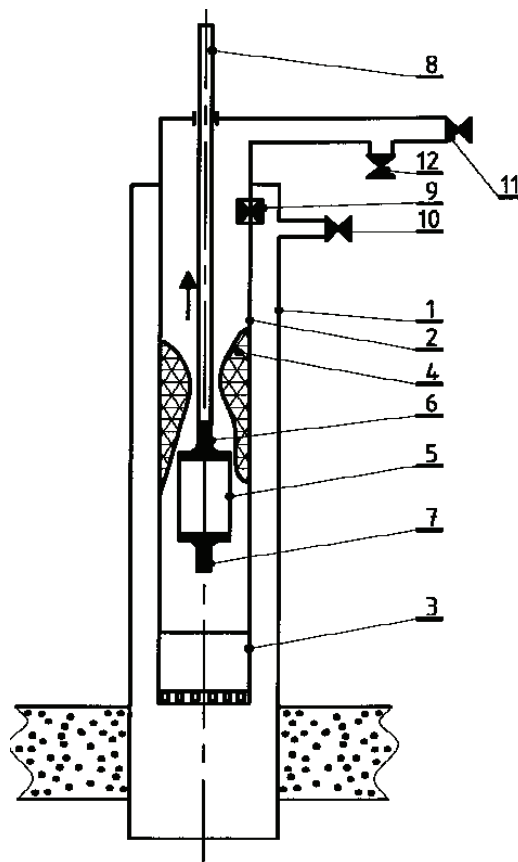


Рисунок 1. Схема подъема скребка в НКТ с парафиновой пробкой

1 – обсадная колонна; 2 – колонна НКТ; 3 – глубинный насос; 4 – пробка из АСПО; 5 – скребок; 6 и 7 – верхний и нижний электронагревательные элементы; 8 – электрический бронированный кабель; 9 – перепускной клапан; 10 – вентиль межтрубного пространства; 11 – запорный вентиль выкидной линии; 12 – вентиль боковой

Применение скребка с нагревом и регулирование давления над ним позволяют очистить колонну лифтовых труб без подъема на поверхность земли даже при наличии значительного объема АСПО в скважине.

Эффективность действия органических растворителей асфальтосмолопарафиновых отложений согласно нормативным документам, в частности стандарта [2], определяется по емкости реагента, то есть по степени насыщенности растворителя высокомолекулярными соединениями. Подавляющее большинство отечественных растворителей способны растворить и удержать АСПО в объеме не

более 0,15 доли от массы растворителя. Такой, относительно невысокий, емкостной параметр реагента требует его адресной доставки в зону отложений в чистом, неразбавленном виде. На нефтедобывающих предприятиях сложилась практика заливки растворителя АСПО самотеком в межтрубное пространство скважин, оборудованных ШСНУ и УЭЦН. Отрицательный результат обработок по такой технологии получается в 12-14 % всех заливок: снижается дебит скважины, иногда через 2-4 дня после обработки глубинное насосное оборудование выходит из строя, растет нагрузка на колонну штанг ШСНУ, снижается на 5-15 % степень заполнения глубинного плунжерного насоса. Основная причина такого негативного последствия доставки растворителя по межколонному пространству описана в статье [3] и заключается в том, что отложения тяжелых компонент нефти образуются и снаружи колонны НКТ. При продвижении растворителя к приему глубинного насоса происходит насыщение его асфальтенами, смолами и парафинами с полной потерей растворяющей способности.

На нефтегазодобывающих предприятиях ОАО АНК «Башнефть» растворители АСПО применяют на скважинах путем заливки реагента в межтрубное пространство с последующей круговой циркуляцией в течение 2-8 часов. По данным исследований В.В. Уметбаева [4] растворитель на прием насоса в чистом виде не доходит при любых параметрах эксплуатации скважины, а увеличение времени круговой циркуляции – не компенсирует потерю растворяющей способности растворителя. Для повышения эффективности применения органических растворителей на скважинах с АСПО предложен способ доставки реагента большого объема на прием глубинного насоса по армированной трубке Ø 12-15 мм [5,6]. Способ отличается от известной технологии [7] адресной доставки химических реагентов в нужную точку скважины по капиллярной трубке тем, что ниже глубинного насоса устанавливается контейнер трубного исполнения с открытым низом и объемом 300-500 литров.

Схема оборудования по предложенной технологии приведена на рисунке 2.

Растворитель с устья скважины подается по трубке в верхнюю часть контейнера стационарным или передвижным насосом. Во время закачки скважину останавливают и закрывают вентиль 6 с тем, чтобы более легкий растворитель накопился в контейнере путем вытеснения из нее скважинной жидкости. После заполнения контейнера чистым растворителем глубинный насос пускается в эксплуатацию на время, необходимое для переброски растворителя из контейнера в колонну лифтовых труб.

Количество асфальтосмолопарафиновых отложений в НКТ скважины по экспертным оценкам может

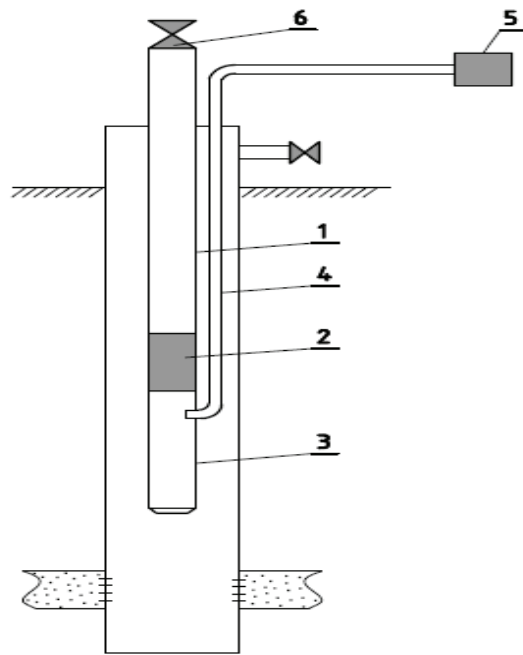


Рисунок 2. Схема доставки растворителя АСПО на прием глубинного насоса с предварительным накоплением в контейнере

1 – колонна лифтовых труб; 2 – глубинный насос; 3 – контейнер для сбора растворителя; 4 – армированная трубка для подачи растворителя; 5 – насос по закачке растворителя; 6 – запорный вентиль выкидной линии скважины

достигать нескольких сотен литров и такое количество АСПО можно удалить только закачкой растворителя большого объема – до 3-4 м³.

Из этого вытекает, что обработка лифтовых труб растворителем должна быть поэтапной, состоящей из нескольких циклов заполнения колонны НКТ растворителем и ожидания растворения АСПО.

Количество циклов закачки растворителя в лифтовые трубы из накопленного объема в контейнере прогнозируется из условия выполнения неравенства:

$$\sum_{n=1}^n [V_1 (K_p + 1)^{n-1}] \geq \frac{V_{отл}}{K_p} \quad (1)$$

где: $V_{отл}$ – предполагаемый объем АСПО в лифтовых трубах;

V_1 – объем растворителя по 1-му циклу, необходимый для заполнения лифтового пространства, свободного от отложений;

K_p – коэффициент растворяющей способности реагента;

n – количество циклов закачки и ожидания процесса растворения отложений.

Предполагаемый объем отложений $V_{отл}$ предварительно определяют одним из приемлемых спосо-

бов, например по технологии, основанной на последовательном заполнении лифтовых труб жидкостями с разными плотностями с последующим динамометрированием и определением нагрузки на колонну штанг [8].

В большинстве нефтепроводов системы сбора и подготовки нефти, газа и воды отсутствует возможность прохождения очистного устройства типа скребка. Поэтому проблемные участки с отложениями АСПВ подвергают действию растворителей или теплоносителей. Для их рационального использования предлагается объем отложений в нефтепроводе предварительно оценивать с помощью неразрушающего метода, основанного на действии известных приборов – переносных ультразвуковых расходомеров жидкости с накладными датчиками типа «Panamatrix PT-1 4370E» [9]. Объем отложений на отдельном участке трубопровода оценивают по формуле:

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

где: $V_{отл}$ – объем отложений в трубопроводе;

ℓ – длина трубопровода;

D – внутренний диаметр чистого трубопровода;

Q_{ϕ} – фактический и постоянный расход по трубопроводу;

n – количество точек измерения скорости движения жидкости по трубопроводу;

v_i – скорость движения потока жидкости в i -ой точке измерения.

По предложенной технологии обследован нефтепровод от установки предварительного сброса воды (УПСВ) до нефтепарка «Манчарово» НГДУ «Чекмагушнефть». Во время измерений по трубопроводу перекачивали нефть с плотностью 864-866 кг/м³ и содержанием воды не более 1-2 % и остаточным содержанием попутного нефтяного газа в пределах 1,9–2,0 м³/м³. Начальный участок нефтепровода Ø 156 мм длиной 160 м находится на территории УПСВ, участок длиной 28 км и Ø 219 мм периодически очищается скребковым устройством, последний участок до НСП «Манчарово» имеет Ø 325 мм и в местах переходов через речки пролегает на эстакадах. Измерения толщин отложений АСП с помощью ультразвукового расходомера велись при постоянном фактическом расходе нефти по трубопроводу в пределах 115-116 м³/час.

По данным измерений можно заключить:

1. Внутри УПСВ начальный участок нефтепровода содержит АСПО толщиной до 3,4 мм.

2. Участок нефтепровода от камеры приема скребка до НСП «Манчарово» диаметром 325 мм имеет относительно незначительные отложения. К

примеру в зоне эстакады через речку Нази (8 км от НСП) толщина отложений равна 5,3 мм.

3. Нефтепровод внутри нефтепарка от ТВО до емкостей С-1/1 и С-1/2 работает в пульсирующем режиме, отложения не выявлены.

Для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений на начальном участке нефтепровода предложено применить растворитель в динамическом режиме. Это приведет к ускорению массообменного процесса и полному использованию растворяющей способности реагента. После непродолжительной выдержки растворителя в трубопроводе необходимо значительную ее часть вернуть в исходную емкость передвижной насосной установки. Такая процедура преследует две цели. Во-первых, при движении растворителя по трубопроводу происходит его дополнительное смешение с растворенной частью отложений, на отложения оказывается гидродинамическое воздействие создаваемым потоком жидкости. Во-вторых, возвращенный в емкость реагент будет иметь однородный и представительный состав, по которому можно судить о его остаточной растворяющей способности. Инструментом диагностики состояния растворителя может служить его плотность, которая стабилизируется при максимальном насыщении растворителя элементами отложений в трубопроводе.

Природа механизма возврата закаченного в трубопровод растворителя может быть разной. На участке между скважинами и АГЗУ энергией возврата части растворителя в исходную емкость будет служить давление газожидкостной смеси, создаваемое глубинными насосами добывающих скважин, подключенных к нефтепроводу после обрабатываемого участка. В нефтепроводе от УПСВ до нефтепарка такой энергией послужит сила сжатия остаточного попутного нефтяного газа в перекачиваемой нефти или рельеф местности. Если абсолютная отметка участка трубопровода для обработки находится значительно выше последующего участка необходимо на определенном расстоянии от проблемного участка (2-4 км) перекрыть нефтепровод технологической задвижкой с тем, чтобы продукция нефтепровода при отключении насоса перекачки нефти не стекала в последующую зону из-за сил гравитации. В такой ситуации перед закачкой растворителя необходимо предварительно поднять давление на обрабатываемом и перекрытом участке нефтепровода с помощью стационарного насоса откачки до определенного значения. При последующей закачке растворителя в нефтепровод необходимо предусмотреть регулируемое повышение давления до допустимой величины (не более 4,0 МПа).

Испытание технологии динамического воздействия провели на проблемном – начальном участке нефтепровода закачкой органического растворителя

Таблица 1. Характеристика циклов динамического воздействия на АСПО в нефтепроводе

№ п/п	Этап воздействия	Давление в нефтепроводе МПа	Характеристика жидкостей	Плотность жидкостей кг/м ³ при 12 ⁰ С
1	2	3	4	5
1	Закачка 1,5 м ³ растворителя АСПО	Поднялось с 8 до 30	Однородный продукт темного цвета без газа	822
2	Возвращение 0,8 м ³ жидкости из нефтепровода в ЦА-320	Снизилось до 10	Однородная темная жидкость с небольшим газосодержанием	863
3	Повторная закачка 0,8 м ³ растворителя с нефтью в нефтепровод	Поднялось до 30	Однородная темная жидкость	863
4	Повторное возвращение 0,4 м ³ трубопроводной жидкости в емкость ЦА-320	Снизилось до 12	Чередование темной жидкости с жидкостью цвета «кофе с молоком».	880 (темная часть) 911 («кофе с молоком»)

марки СНПХ-7870. Для этого начальный участок нефтепровода длиной 4 км перекрыли технологической задвижкой и сохранили в нефтепроводе остаточное давление в 0,8 МПа для наличия упругой энергии нефтегазовой смеси. Эта энергия необходима для обеспечения обратного движения растворителя из нефтепровода в емкость передвижного насосного агрегата.

С помощью насосного агрегата ЦА-320 в участок нефтепровода закачали 1,5 м³ растворителя АСПО с повышением давления в нефтепроводе до 3,0 МПа. Через 30 минут из нефтепровода отобрали в емкость насосного агрегата 0,8 м³ темной жидкости (смесь нефти и растворителя) с незначительным газосодержанием и плотностью 863 кг/м³. После отбора пробы этот объем был повторно закачан в нефтепровод. Через следующие 30 минут в ЦА-320 набрали только 0,4 м³ чередующейся по цвету жидкости: темно-коричневого цвета с цветом - «кофе с молоком». Эта порция трубопроводной жидкости значительно отличалась от первой не только по внешнему виду, но и по плотности, которая доходила до 911 кг/м³. После исследования и этот объем растворителя с продуктами нефтепровода был обратно закачан в трубопровод. Спустя очередные 30 минут ожидания задвижка в 4-х км от УПСВ была открыта, и трубопровод пущен в режимную эксплуатацию. Давления в начале нефтепровода и через 160 м стали равными 1,81 МПа и 1,80 МПа соответственно, то есть существующая длительное время потеря давления в 0,2 МПа была устранена.

Характеристика циклического движения растворителя в трубопроводе дана в таблице 1. Благодаря динамическому воздействию реагента на отложения произошло объемное, а не послойно гравитационное растворение АСПО. Растворяющая способность СНПХ-7870 была использована с максимальным эффектом. На наш взгляд, важнейшую

роль в этом сыграли два фактора: периодическое изменение давления в системе и поступательно-возвратное движение реагента вдоль отложений.

Выводы

1. Широко применяемая технология доставки реагентов в заданную точку скважины с помощью специальной трубки усовершенствована для адресной закачки растворителя АСПО на прием глубиннонасосного оборудования. Технология предусматривает предварительное накопление растворителя в контейнере трубного исполнения и его подачу в колонну лифтовых труб с помощью глубинного насоса. Для полного удаления отложений из НКТ возможна подача значительного объема растворителя в циклическом режиме.

2. Предложено объем отложений и его распределение по проблемному участку трубопровода оценивать при постоянном расходе жидкости с минимальным газосодержанием при помощи переносных акустических расходомеров типа «Panamatrix». Такая предварительная работа на открытых участках трубопровода и с применением шурфования на подземных участках позволит рационально применить растворитель исходя из его емкостных характеристик.

3. Разработана и успешно испытана технология динамического воздействия растворителем на отложения в нефтепроводе. В качестве силы возврата реагента в приемную емкость насосного агрегата использована энергия предварительного сжатия газожидкостной смеси – нефти с остаточным содержанием ПНГ до 2 м³/м³.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Способ очистки колонны лифтовых труб от асфальтосмолопарафиновых отложений / Денисламов И.З. и др.: пат. РФ на изобретение № 2495232; заявка № 2012130714/03; опубл. 10.10.2013. Бюл. 28.С. 334.

2. Стандарт ОАО АНК «Башнефть» Порядок проведения лабораторных и опытно-промышленных испытаний химических реагентов для применения в процессах добычи и подготовки нефти и газа» / СТ-17-03-01. Уфа, 2011. 85 с.

3. Минеев Б.П., Болигатова О.В. Два вида парафина, выпадающего на подземном оборудовании скважин в процессе добычи нефти // Нефтепромысловое дело. 2004. № 12. С. 41-43.

4. Уметбаев В.В. Повышение эффективности эксплуатации скважин с применением растворителей АСПО (на примере месторождений республики Башкортостан): дисс... канд. техн. наук. Уфа: УГНТУ, 2003. 151 с.

5. Способ очистки глубинного насоса и колонны лифтовых труб от отложений / Хасанов Ф.Ф., Галимов А.М., Денисламов И.З.: пат. РФ на изобретение № 2445448; заявка № 2010142528; опубл. 20.03.12. Бюл. № 8. С. 285-286.

6. Галимов А.М., Денисламов И.З., Гафаров Ш.А. Способ адресной доставки растворителя в лифтовые трубы для очистки от отложений АСПО // Повышение качества строительства скважин: материалы науч.-техн. конф. Уфа: Нефтегазовое дело. 2010. С. 369 – 372.

7. Способ подачи реагента в скважину / Сафонов Е.Н., и др.: пат. РФ на изобретение № 2302513; заявка № 2004114932/03; опубл. 10.07.2007. Бюл. № 19. С. 382.

8. Способ определения объема отложений в колонне лифтовых труб добывающей скважины / Денисламов И.З., и др.: пат. РФ на изобретение № 2381359; заявка № 2008141932/03; опубл. 10.02.2010. Бюл. 4. С. 745.

9. Способ определения объема отложений в трубопроводе / Галимов А.М. и

др.: пат. РФ на изобретение № 2445545; заявка № 2011106091; опубл. 20.03.2012. Бюл. 8. С. 329.

10. Способ удаления отложений из нефтесборного трубопровода / Нагимуллин А.Р. и др.: пат. РФ на изобретение № 2460594; заявка № 2011118763/05; опубл. 10.09.2012. Бюл. 25. С.214.

REFERENCES

1. Sposob ochistki kolonny liftovykh trub ot asfal'tosmoloparafinykh otlozhenii / Denislamov I.Z. i dr.: pat. RF na izobretenie № 2495232; zayavka № 2012130714/03; opubl. 10.10.2013. Byul. 28. S. 334. [in russian].

2. Standart ОАО АНК Башнефт' «Poryadok provedeniya laboratornykh i opytно-promyslovykh ispytaniy himicheskikh reagentov dlya primeneniya v processakh dobychi i podgotovki nefiti i gaza» / ST-17-03-01. Ufa, 2011. 85 s. [in russian].

3. Mineev B.P., Boligatova O.V. Dva vida parafina, выпadayushhego na podzemnom oborudovanii skvazhin v processе dobychi nefiti // Neftpromyslovoe delo. 2004. № 12. S. 41-43. [in russian].

4. Umetbaev V.V. Povyshenie effektivnosti ekspluatatsii skvazhin s primeneniem rastvoritelei ASPO (na primere mestorozhdenii respublik Bashkortostan): diss... kand. tehn. nauk. Ufa: UGNTU, 2003. 151 s. [in russian].

5. Sposob ochistki glubinnogo nasosa i kolonny liftovykh trub ot otlozhenii / Hasanov F.F., Galimov A.M., Denislamov I.Z.: pat. RF na izobretenie № 2445448; zayavka № 2010142528; opubl. 20.03.12. Byul. № 8. S. 285-286. [in russian].

6. Galimov A.M., Denislamov I.Z., Gafarov Sh.A. Sposob adresnoi dostavki rastvoritelya v liftovyе trubы dlya ochistki ot otlozhenii ASPO // Povyshenie kachestva stroitel'stva skvazhin: materialy nauch.-tehn. konf. Ufa: Neftgazovoe delo. 2010. S. 369-372. [in russian].

7. Sposob podachi reagenta v skvazhinu / Safonov E.N. i dr.: pat. RF na izobretenie № 2302513; zayavka № 2004114932/03;

opubl. 10.07.2007. Byul. № 19. S. 382. [in russian].

8. Sposob opredeleniya ob'ema otlozhenii v kolonne liftovykh trub dobyvayushei skvazhiny / Denislamov I.Z., i dr.: pat. RF na izobretenie № 2381359; zayavka № 2008141932/03; opubl. 10.02.2010. Byul. 4. S. 745. [in russian].

9. Sposob opredeleniya ob'ema otlozhenii v truboprovode / Galimov A.M. i dr.: pat. RF na izobretenie № 2445545; zayavka № 2011106091; opubl. 20.03.2012. Byul. 8. S. 329. [in russian].

10. Sposob udaleniya otlozhenii iz neftesbornogo truboprovoda / Nagimullin A.R. i dr.: pat. RF na izobretenie № 2460594; zayavka № 2011118763/05; opubl. 10.09.2012. Byul. 25. S.214. [in russian].

Денисламов И.З., канд. техн. наук, преподаватель кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», ФГБОУ ВПО УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

I.Z. Denislamov, Candidate of Technical Sciences, Lecturer of the Chair of Development and Operation of Oil and Gas Fields, FSBEI of HPE Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, the Russian Federation

Гафаров Ш.А., д-р техн. наук, профессор кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», ФГБОУ ВПО УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Sh.A. Gafarov, Doctor of Technical Sciences, Professor of the Chair of Development and Operation of Oil and Gas Fields, FSBEI of HPE Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, the Russian Federation

Галимов А.М., главный энергетик НГДУ «Чекмагушнефть» ООО «Башнефть-Добыча», г. Дюртюли, Российская Федерация

A.M. Galimov, Chief Power Engineer of Oil-and-Gas Production Department Chekmagushneft LLC Bashneft-Dobycha, Dyurtyuli, the Russian Federation

e-mail: denislamoviz@mail.ru