

DOI: 10.17122/ntj-oil-2020-2-20-29

УДК 622.276.72

**И.З. Денисламов, К.И. Идрисов, П.Н. Шадрина, Р.Н. Пестов**

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

## АДРЕСНАЯ ДОСТАВКА РЕАГЕНТОВ НА ПРИЕМ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА

**Ildar Z. Denislamov, Klim I. Idrisov, Polina N. Shadrina, Roman N. Pestov**  
(Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation)

### REAGENT TARGET DELIVERY TO ELECTRIC CENTRIFUGAL PUMP SUCTION

#### Введение

Подземное оборудование нефтедобывающей скважины служит для подъема пластовой продукции на поверхность земли и конструктивно не совершенно для доставки физико-химического реагента на прием глубинного насоса. Своевременная периодическая промывка насоса и колонны лифтовых труб соответствующим растворителем при сохранении необходимых характеристик газожидкостного состава на входе в насос – это залог длительной и эффективной работы добывающей скважины. В статье рассмотрены существующие технологии доставки реагентов в зону с отложениями и обоснован новый маршрут движения растворителя и ингибитора от устьевого насоса до приемных отверстий электроцентробежного насоса.

#### Цели и задачи:

- анализ технологий доставки органического растворителя на прием глубинного насоса нефтедобывающей скважины, осложненной наличием асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), для выявления потенциала совершенствования этой технологической процедуры;

#### Background

The subsurface equipment of an oil producing well serves for recovery products to the surface of the earth and its structurally imperfect for delivering a physicochemical reagent to receive a submersible pump suction. Periodic and timely flushing of the pump and the tubing string with a suitable solvent while maintaining the necessary characteristics of the gas-liquid composition at the pump suction is the key to a long and effective operation of the producing well. In the article it was considered the existing technologies for the delivery of reagents to the zone with deposits and prepossessed a new route for the movement of solvent and inhibitor from the wellhead pump to the electric centrifugal pump suction.

#### Aims and Objectives:

- analysis of technologies for the delivery of organic solvent to the submersible pump suction for an oil well, complicated by the presence of asphalt-resin-paraffin deposits (ARPD), to identify the potential for improving this technological procedure;

- разработка внутрискважинного устройства по адресной доставке реагентов на прием глубинного насоса.

**Методы:**

- изучение опыта применения капиллярных и колтюбинговых труб для закачки растворителей и ингибиторов в зону со скважинными отложениями;
- оценка параметров эксплуатации реагентной трубки в полости колонны подъемных труб с использованием уравнения Дарси-Вейсбаха.

**Результаты**

Для удаления АСПО из глубинно-насосного оборудования скважин нефтяные компании, как правило, используют закачку растворителя по межтрубному пространству, снижая тем самым функциональные возможности реагента. Предложена к рассмотрению технологическая схема подачи реагента по трубке значительного диаметра, находящейся в полости колонны насосно-компрессорных труб.

- development of an intrawell device for target delivery of reagents to the submersible pump suction.

**Methods:**

- study of the experience of using capillary and coil-tubing pipes for injecting solvents and inhibitors into the zone with well deposits;
- estimation of operating parameters of the reagent tube in the cavity of the column of tubing strings using the Darcy-Weisbach equation.

**Results**

To remove ARPD from a deep pumping equipment, oil companies, as a rule, use solvent injection through the annulus, thereby reducing the functionality of the reagent. Oil industry workers proposed for consideration the scheme of reagent supply through a tube of considerable diameter located in the cavity of the tubing string.

---

**Ключевые слова:** электроцентробежный насос; колонна НКТ; межтрубное пространство; реагентная трубка; ингибитор; органический растворитель; клапан; кожух-контейнер

---

**Key words:** electric centrifugal pump; tubing string; annulus; reagent tube; inhibitor; organic solvent; valve; casing-container

---

Термоманометрические системы (ТМС) в последнее десятилетие нашли широкое применение в нефтедобывающих скважинах, оборудованных установками электроцентробежных насосов (УЭЦН). Необходимость в таких системах была высказана В.И. Щуровым в работе [1] в начале 80-х годов прошлого века. Наличие трехжильного силового кабеля к погружному электродвигателю (ПЭД) установки дает возможность организации передачи информации о давлении и температуре в зоне глубинного насоса на поверхность земли в станцию управления скважиной. При появлении неблагоприятной ситуации для насоса и двигателя: высокая температура, низкое давление, и как след-

ствие, высокое газосодержание на приеме насоса, контроллер станции управления выводит из эксплуатации установку либо оптимизирует режим её работы, например, с помощью частотного преобразователя тока питания ПЭД. Опыт применения термоманометрических систем показывает, что с их помощью продолжительность эффективной и безаварийной эксплуатации УЭЦН повышается.

Комплектация нефтедобывающих скважин датчиками давления и температуры - это первый шаг к интеллектуальным скважинам, когда средства измерения передают на рабочие места персонала предприятия ин-

формацию о процессах, происходящих в скважине, в режиме реального времени.

На наш взгляд, вторым шагом в этом направлении должны стать скважинные системы и устройства, способные решать скважинные проблемы практически без участия человека. Комиссионные расследования случаев отказа УЭЦН в скважинной добыче нефти показывают то, что приемные сетчатые фильтры насоса часто забиваются асфальтосмолопарафиновыми отложениями, их частицы наблюдаются и на рабочих органах электроцентробежного насоса (рисунок 1).

Отложения на приеме насоса следует рассматривать как местное сопротивление, давление после которого снижается на определенную величину.

Это стимулирует переход растворенного газа в свободное состояние, снижает про-

изводительность насоса и, в конечном счете, ведет к срыву подачи газожидкостного состава.

Асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО) в колонне насосно-компрессорных труб (НКТ) сужают проходное сечение практически по всей длине колонны, значительно ухудшают характеристику работы насоса вплоть до его остановки. Становится очевидным то, что АСПО необходимо удалять во всех этих зонах: на приемном фильтре, рабочих органах ЭЦН и в колонне лифтовых труб. Доставку растворителя в проблемные зоны скважины можно организовать по двум «дорожкам»: по межтрубному пространству и непосредственно по колонне НКТ.

Рассмотрим преимущества и недостатки этих способов с целью совершенствования эксплуатации скважин с АСПО.



а)



б)

**Рисунок 1.** Приемные фильтры спускаемого ЭЦН (а) и извлекаемого после эксплуатации насоса из скважины (б)

*Доставка органического растворителя  
по межтрубному пространству скважины*

Сегодня многие нефтяные компании для доставки органического растворителя на прием глубинного насоса используют кольцевое пространство между обсадной колонной и лифтовыми трубами [2-6].

По мнению авторов статьи [7], при движении растворителя вниз от устья до приема насоса реагент частично смывает АСПО с внешней стороны колонны НКТ, теряя при этом свои исходные растворяющие и диспергирующие свойства.

В связи с этим проведен анализ эффективности более чем 2000 скважинных обработок, когда органические растворители подавали в плано-предупредительном порядке в межтрубное пространство (МП) скважин с АСПО [8].

Для анализа использован модифицированный вид ранговой классификации, в котором 70-90 месячных обработок скважин рассматриваются как пассивные эксперименты, а результаты сопоставляют с выдвинутыми гипотезами значимости рассматриваемых факторов по трем рангам: +1 (гипотеза подтвердилась), -1 (гипотеза не подтвердилась) и 0 (неясная ситуация).

Анализ показал, что эффективность мероприятий не превышает 60-75 %, а такой показатель, как погружение насоса под динамический уровень по значимости оказался на последнем месте из пяти рассматриваемых факторов.

Полученный результат можно объяснить существованием в межтрубном пространстве скважины двух потоков нефти: снизу поднимается поток нефти с растворенным газом и малой плотности, а вниз движется относительно тяжелая нефть без газа [9]. Растворитель самотеком в объеме 0,5-1,0 м<sup>3</sup> сливается в МП из автоцистерны, достигнув динамического уровня, тонет в восходящем и менее плотном составе нефти.

В существующей технологии основной недостаток заключается в том, что растворитель попадает на приемный фильтр насоса в разбавленном состоянии с заниженной растворяющей способностью.

Физико-химический реагент сегодня подают в необходимую зону скважины с помощью капиллярной или реагентной трубки, проложенной в межтрубном пространстве скважины [10, 11].

Согласно изобретению [12], растворитель предлагается подавать по реагентной трубке максимально возможного диаметра, закрепленного снаружи колонны НКТ и герметично закрепленного в кожух-контейнер, расположенный вокруг и ниже насосной установки.

Развитие данного способа доставки органического растворителя на прием насоса осложнено тем, что во время спуско-подъемных операций насосного оборудования реагентная трубка деформируется под действием тяжести колонны НКТ. Так как в большинстве нефтедобывающих скважин с обсадной колонной диаметром 146 мм ширина межтрубного пространства не превышает 25 мм, то с учетом толщины реагентной трубки в 3 мм его внутренний диаметр не превышает 14-15 мм.

Подача растворителя объемом 0,5-1,0 м<sup>3</sup> с устья скважины на глубину 1,5-2,0 км может занять определенное время (несколько десятков минут).

Остальные технологии подачи растворителя АСПО по межтрубному пространству связаны с его продавкой нефтью, иной технологической жидкостью или скважинной продукцией, когда на устье открывают перепускной клапан, и некоторое время скважина работает в режиме циркуляции через МП [2, 3, 4, 6].

Данные способы не обеспечивают доставку растворителя на прием насоса в товарном виде, поэтому вопрос повышения эффективности применения органических растворителей остается сегодня актуальным.

*Доставка органического растворителя  
по колонне подъемных труб*

Метод широко используется в тех скважинах, где отсутствует обратный клапан над глубинным насосом.

Опыт закачки горячего растворителя АСПО в колонну НКТ приведен в [13], когда

колонну полностью заполняют реагентом температурой 60–70 °С до глубины 2000–2100 м и выдерживают в течение 2 ч для растворения асфальтосмолопарафиновых отложений.

В скважинах со штанговыми плунжерными насосами закачка реагента по колонне НКТ невозможна из-за наличия двух клапанов с односторонней проводимостью. В определенный период времени скважины с электроцентробежными насосами эксплуатировались без обратного клапана.

Промывка насоса и колонны труб не представляет в таких скважинах технологической сложности, но сегодня стандарты и регламенты нефтяных компаний предусматривают в компоновке УЭЦН наличие обратного клапана выше глубинного насоса [14, 15]. Для таких скважин в НПФ «Пакер» выпускают клапан обратный трехпозиционный КОТ-93 [16], который позволяет организовать движение органического растворителя сверху вниз из колонны НКТ в насос и ниже при превышении давления закачки выше определенной величины. Для повышения давления над клапаном на значительную величину на устье скважины необходим передвижной насосный агрегат типа ЦА-320, поэтому компоновка скважины с КОТ-93 обеспечивает лишь разовую доставку в зону с отложениями значительного объема органического растворителя.

Данная схема не даёт возможности подачи деэмульгатора или ингибитора АСПО на прием электроцентробежного насоса в постоянном режиме времени, как это требуется по технологии их применения.

Второй способ подачи реагента по колонне подъемных труб - это использование колтюбинговых труб непосредственно в полости насосно-компрессорных труб [17–19]. Аналогичные работы по обслуживанию скважины приведены в описании изобретения [20], согласно которому реагентная трубка смонтирована внутри многожильного электронагревательного кабеля и спускается в колонну НКТ для проведения комплексного воздействия на внутритрубные отложения.

По изобретению [21] предложено использовать реагентную трубку внутри колонны НКТ на стационарной основе с тем, чтобы

растворитель подавался устьевым насосом в зону с отложениями без участия персонала предприятия по результатам количественной диагностики АСПО в полости труб. Такое решение приближает оснащенность скважины к категории «умных» скважин. Не хватает лишь одной функции - возможности подачи реагентов на прием глубинного насоса в постоянном режиме времени: деэмульгаторов и ингибиторов парафинообразования. Для дополнения понятия интеллектуальной скважины в области подачи технологических жидкостей в скважину с целью обеспечения работоспособности глубинного насоса и лифтовых труб на длительное время в статье предлагается организовать движение реагентов с устья скважины по следующей схеме: устьевой насос - реагентная трубка в колонне НКТ - клапан-переводник - кожух-контейнер - прием насоса.

Движение реагентов по трубке на прием насоса организуется в двух режимах:

- постоянная дозировка ингибитора или деэмульгатора с относительно малой суточной производительностью;

- разовая подача органического растворителя значительного объема или иной технологической жидкости для удаления.

Схема подземного оборудования скважины по предложенному способу приведена на рисунке 2.

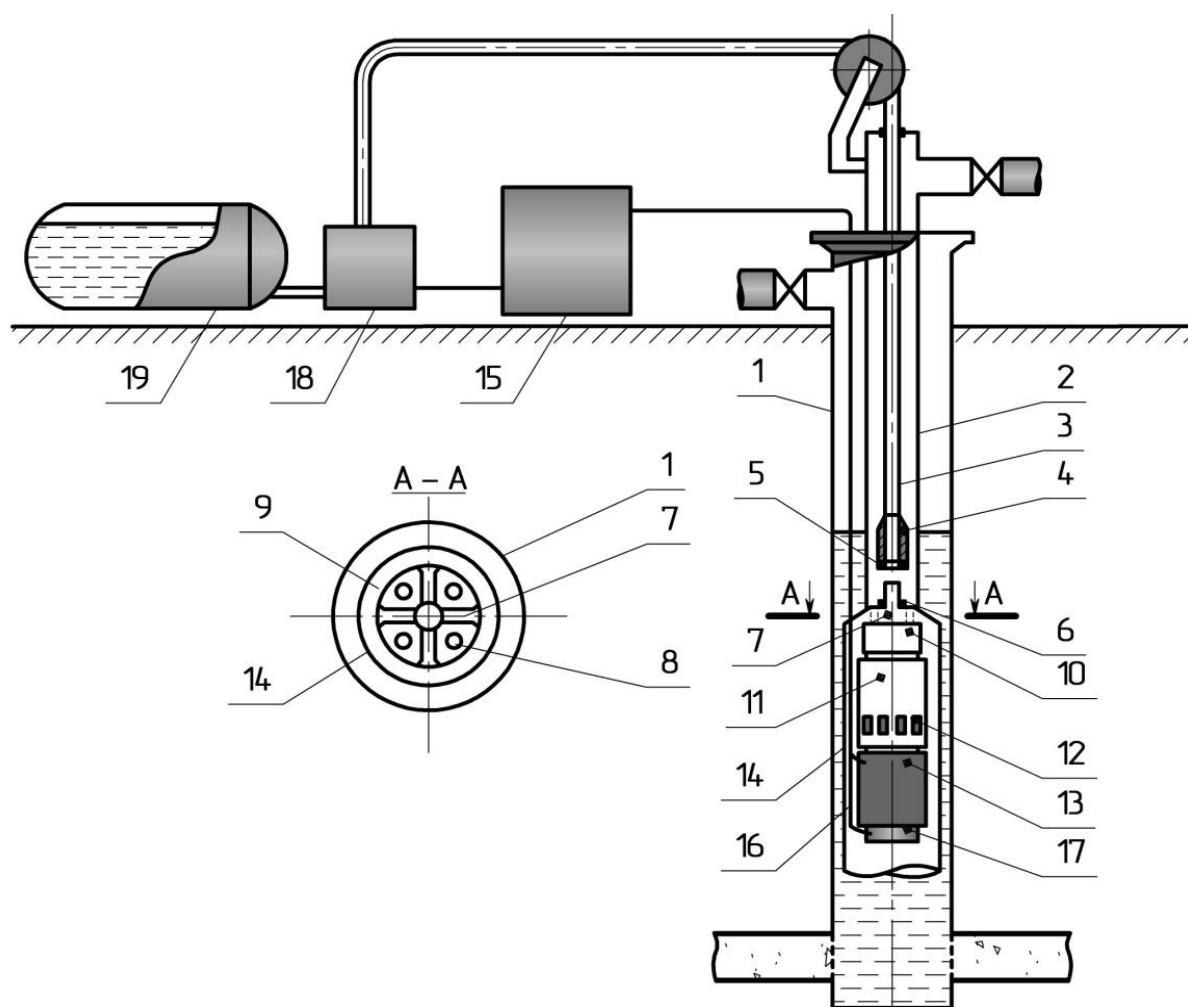
*Устройство компоуется и эксплуатируется в следующем порядке.*

1. Через устьевой ролик трубку 3 спускают в колонну 2 насосно-компрессорных труб.

Для ускорения спуска нижнюю часть трубки снабжают дополнительным грузом 4.

2. При вхождении нижней части трубки в центральную втулку клапана-переводника 7 срабатывает электроконтактное соединение 5-6 (5 - верх соединения, 6 - нижняя часть соединения).

3. Соединение трубки 3 с клапаном-переводником 7 создает гидравлическую связь полости трубки 3 с кольцевым пространством 9 между насосом 11 и кожухом-контейнером 14.



- 1 - обсадная колонна; 2 - колонна НКТ; 3 - трубка для подачи реагента;  
 4 - утяжеленный низ трубки; 5, 6 - электроконтактное соединение;  
 7 - клапан-переводник с радиальными каналами в кольцевое пространство;  
 8 - каналы (4 штуки) для перевода флюидов из насоса в колонну НКТ;  
 9 - кольцевое пространство между насосной установкой и кожухом-контейнером;  
 10 - обратный клапан; 11 - электроцентробежный насос (ЭЦН);  
 12 - приемные отверстия насоса; 13 - электродвигатель;  
 14 - кожух-контейнер; 15 - станция управления скважиной;  
 16 - кабель питания электродвигателя и управления соединения 5 и 6;  
 17 - термоманометрическая система; 18 - устьевой насос;  
 19 - емкость с реагентом

Рисунок 2. Схема доставки реагентов с устья скважины на прием насоса

4. При эксплуатации скважины и глубинно-насосного оборудования реагент в жидком виде подается на прием глубинного насоса в двух режимах:

4.1. Осуществляется постоянная подача реагента с малой суточной дозировкой (несколько литров в сутки или менее), например, ингибитора парафинообразования для предупреждения образования в насосе и колонне НКТ АСПО; 4.2. При образовании асфальтосмолопарафиновых отложений в полости электроцентробежного насоса и выше - в колонне 2 насосно-компрессорных труб работа глубинного насоса останавливается, и по трубке 3 для подачи реагента устьевого насос со значительно большей производительностью подает необходимый объем органического растворителя, например 0,5 м<sup>3</sup>. Данный объем растворителя в товарном виде собирается в кожухе-контейнере 14 за один или несколько циклов (при объеме кожуха-контейнера меньшем, чем подаваемый объем растворителя) и с помощью включения ЭЦН на расчетное время поднимается в зону НКТ с отложениями. Во время такого движения растворителя вверх от приемных отверстий насоса происходит промывка рабочих колес и направляющих аппаратов насоса.

5. При выходе из строя глубинного насоса или рассмотренного устройства на электроконтактные соединения 5-6 по кабелю 16 со станции управления 15 подается необходимый электрический сигнал для разъединения нижней части трубки 3 и клапана-переводника 7.

6. Трубка 3 поднимается на поверхность земли с помощью лебедки с барабаном и устьевого ролика. Колонна 2 НКТ и насосное оборудование с кожухом-контейнером 14 извлекаются из обсадной колонны 1 обычным способом - последовательно и по частям.

Клапан-переводник над насосом создает гидравлическую связь от устьевого насоса-дозатора до приемных отверстий глубинного насоса. Устройство обеспечивает поступление реагента через радиальные каналы в кольцевое пространство между кожухом-контейнером и глубинным насосом и далее - на приемные отверстия насоса. Это дает возможность отказаться от использования

трехпозиционного клапана типа КОТ-93 и дополнительного насосного оборудования при промывке фильтра и полости глубинного насоса от АСПО.

#### Выводы

1. Доставка органического растворителя на прием электроцентробежного насоса в нефтяных компаниях осуществляется несколькими способами: два из которых обеспечивают движение реагента по межтрубному пространству (по реагентной трубке и без него) и один - по колонне НКТ через трехпозиционный клапан типа КОТ-93.

Опыт использования этих технологий показывает, что каждый способ в отдельности не обладает способностью доставлять на прием глубинного насоса реагент товарного качества с необходимым расходом (деэмульгатор или ингибитор с малым суточным расходом и органический растворитель значительного объема за короткий период времени).

Такая технологическая необходимость существует на многих осложненных скважинах, например, для разрушения водонефтяной эмульсии необходимо подавать на прием насоса деэмульгатор и периодически промывать глубинно-насосное оборудование растворителем АСПО.

2. Разработана схема доставки реагента любого назначения на прием глубинного электроцентробежного насоса.

Растворитель или ингибитор подается с устья скважины по трубке, находящейся в полости колонны НКТ, через клапан-переводник попадает в кольцевое пространство между кожухом-контейнером и корпусом насоса, доводится до приемных отверстий насоса.

Такой дизайн дополнительного подземного оборудования обладает определенной многофункциональностью и способен обеспечивать эффективное функционирование скважины с осложнениями в циклическом режиме: ведется постоянная подача ингибитора или деэмульгатора, а приемный фильтр, полость насоса и колонны лифтовых труб периодически промываются органическим растворителем.

Список литературы

1. Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти. М.: Недра, 1983. 510 с.
2. СТП 03-174-2005. Технологический регламент по применению методов защиты добывающих скважин от органических и неорганических отложений на месторождениях Чекмагушевского УДНГ. Уфа: АНК «Башнефть», 2005. 33 с.
3. Галикеев И.А., Насыров В.А., Насыров А.М. Эксплуатация месторождений нефти в осложненных условиях. Ижевск: Парацельс Принт, 2015. 354 с.
4. Ибрагимов Н.Г., Хафизов А.Р., Шайдаков В.В. Осложнения в нефтедобыче. Уфа: Изд-во «Монография», 2003. 302 с.
5. Герасимова Е.В., Ахметов А.Ф., Красильникова Ю.В. Растворители-теплоносители для удаления асфальто-смолистых и парафиновых отложений // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2010. № 2. С. 37. URL: [http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Gerasimova/Gerasimova\\_2.pdf](http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Gerasimova/Gerasimova_2.pdf) (дата обращения: 25.09.2019).
6. Мусин И.И. Применение растворителя СОНПАР-5402 для борьбы с АСПО в Уршакском месторождении // Нефтегазовое дело. 2018. Т. 16. № 3. С. 33-40. DOI: 10.17122/ngdelo-2018-3-33-40.
7. 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.
8. Денисламов И.З., Гафаров Ш.А., Галимов А.М. Эффективность применения растворителей АСПО на нефтедобывающих скважинах // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2013. Вып. 1 (91). С. 53-62.
9. Разработка нефтяных месторождений: В 4 т. Эксплуатация добывающих и нагнетательных скважин. М.: ВНИИОЭНГ, 1994. Т. 2. 273 с.
10. Гарифуллин И.Ш. Эффективность применения специального погружного кабельного устройства для предупреждения асфальтосмолопарафиновых отложений в скважинах // Нефтяное хозяйство. 2005. № 12. С. 92-95.
11. Круглов Е.А., Лыков Д.В., Баряев А.П. Обзор технологий для предотвращения АСПО в скважинах Первомайской группы месторождений ПАО «Оренбургнефть» // Инженерная практика. 2017. № 4. С. 14-16.
12. Пат. 2445448 РФ, МПК Е 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. 20.03.2012. Бюл. 8.
13. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. М.: Недра-Бизнесцентр, 2000. 653 с.
14. Технологический регламент ПАО «НК «Роснефть». Подбор оборудования, запуск, вывод на режим и эксплуатация скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов. М.: НК «Роснефть», 2017. 172 с.
15. Справочник мастера по добыче нефти, газа,

References

1. Shchurov V.I. *Tekhnologiya i tekhnika dobychi nefi* [Technology and Technology for Oil Production]. Moscow, Nedra Publ., 1983. 510 p. [in Russian].
2. *STP 03-174-2005. Tekhnologicheskii reglament po primeneniyu metodov zashchity dobyvayushchikh skvazhin ot organicheskikh i neorganicheskikh otlozhenii na mestorozhdeniyakh Chekmagushevskogo UDNG* [STP 03-174-2005. The Technological Regulations on the Application of Methods for Protecting Production Wells from Organic and Inorganic Deposits in the Fields of Chekmagushevsky UDNG]. Ufa, ANK «Bashneft» Publ., 2005. 33 p. [in Russian].
3. Galikeev I.A., Nasyrov V.A., Nasyrov A.M. *Eksploatatsiya mestorozhdenii nefi v oslozhnennykh usloviyakh* [Operation of Oil Fields in Difficult Conditions]. Izhevsk, Paratsel's Print Publ., 2015. 354 p. [in Russian].
4. Ibragimov N.G., Khafizov A.R., Shaidakov V.V. *Oslozhneniya v neftedobyche* [Complications in Oil Production]. Ufa, Monografiya Publ., 2003. 302 p. [in Russian].
5. Gerasimova E.V., Akhmetov A.F., Krasil'nikova Yu.V. *Rastvoriteli-teplonositeli dlya udaleniya asfal'tosmolistykh i parafinovykh otlozhenii* [Solvent-Coolant for Removal Asphalt-Resinous and Wax Deposits]. *Elektronnyi nauchnyi zhurnal «Neftegazovoe delo» - Electronic Scientific Journal «Oil and Gas Business»*, 2010, No. 2, pp. 37. URL: [http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Gerasimova/Gerasimova\\_2.pdf](http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Gerasimova/Gerasimova_2.pdf) (accessed 25.09.2019). [in Russian].
6. Musin I.I. *Primenenie rastvoritelya SONPAR-5402 dlya bor'by s ASPO v Urshakskom mestorozhdenii* [Application of Solvent SONPAR-5402 against Asphaltic Resinous Paraffin Sediments at Urshak Oil Field]. *Neftegazovoe delo - Petroleum Engineering*, 2018, Vol. 16, No. 3, pp. 33-40. DOI: 10.17122/ngdelo-2018-3-33-40. [in Russian].
7. Mineev B.P., Boligatova O.V. *Dva vida parafina, vypadayushchego na podzemnom oborudovanii skvazhin v protsesse dobychi nefi* [Two Types of Paraffin Falling on the Underground Equipment of Wells during Oil Production]. *Neftepromyslovoe delo - Oilfield Engineering*, 2004, No. 12, pp. 41-43. [in Russian].
8. Denislamov I.Z., Gafarov Sh.A., Galimov A.M. *Effektivnost' primeneniya rastvoritelei ASPO na neftedobvyayushchikh skvazhinakh* [The Use of Solvents of Asphalt-Tar-Wax Deposits at Oil Wells]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefi i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2013, Issue 1 (91), pp. 53-62. [in Russian].
9. *Razrabotka neftyanykh mestorozhdenii: V 4 tomakh. Ekspluatatsiya dobyvayushchikh i nagnatatel'nykh skvazhin* [Oilfield Development: In 4 Vol. Operation of Production and Injection Wells]. Moscow, VNIIOENG Publ., 1994, Vol. 2. 273 p. [in Russian].
10. Garifullin I.Sh. *Effektivnost' primeneniya spetsial'nogo погружного кабельного устройства dlya preduprezhdeniya asfal'tosmoloparafinovykh otlozhenii v skvazhinakh* [Efficiency of Application of Special Downhole Cable Device for Prevention of Asphalt-



конденсата: справ. пособие: В 2 т. Сургут: РИЦ «Нефть Приобья», 2010. Т. 1. 352 с.

16. Каталог продукции НПФ «Пакер» // НПФ «Пакер». URL: <https://npf-paker.ru/catalog> (дата обращения: 10.02.2020).

17. Каблаш С. Мини-колтюбинг как он есть // Время колтюбинга. Время ГРП. 2009. № 4. С. 28-30.

18. Крупин Г.Г. Комплексный подход к удалению АСПО в добывающих скважинах Кыртаельского месторождения // Инженерная практика. 2017. № 3. С. 16-17.

19. Хамидуллин А.Н. Колтюбинговые технологии в ОАО «Татнефть» // Время колтюбинга. Время ГРП. 2002. № 2. С. 20-23.

20. Пат. 2273725 РФ, МПК Е 21 В 37/06. Устройство и способ депарафинизации нефтегазовых скважин / А.В. Робин. 2004118649/03, Заявлено 18.06.2004; Оpubл. 20.11.2005. Бюл. 32.

21. Пат. 2709921 РФ, МПК Е 21 В 37/06. Способ доставки растворителя АСПО в скважине / И.З. Денисламов, Ю.В. Зейгман, А.М. Галимов, Л.Р. Галимова, А.И. Денисламова. 2019118850, Заявлено 17.06.2019; Оpubл. 23.12.2019. Бюл. 36.

Resin-Wax Deposits in Wells]. *Neftyanoe khozyaistvo - Oil Industry*, 2005, No. 12, pp. 92-95. [in Russian].

11. Kruglov E.A., Lykov D.V., Baryayev A.P. Obzor tekhnologii dlya predotvrashcheniya ASPO v skvazhinakh Pervomaiskoi gruppy mestorozhdenii PAO «Orenburgneft'» [Overview of Technologies to Prevent Paraffin Deposits in the Wells of the Pervomaisk Group of Fields of PJSC Orenburgneft]. *Inzhenernaya praktika - Engineering Practice*, 2017, No. 4, pp. 14-16. [in Russian].

12. Khasanov F.F., Galimov A.M., Denislamov I.Z. *Sposob ochistki glubinnogo nasosa i kolonny liftovykh trub ot otlozhenii* [The Method of Cleaning the Submersible Pump and the Column of Elevator Pipes from Deposits]. Patent RF, No. 2445448, 2012. [in Russian].

13. Persiyantsev M.N. *Dobycha nefi v oslozhnennykh usloviyakh* [Complicated Oil Production]. Moscow, Nedra-Biznestsentr Publ., 2000. 653 p. [in Russian].

14. *Tekhnologicheskii reglament PAO «NK «Rosneft'»*. *Podbor oborudovaniya, zapusk, vyvod na rezhim i ekspluatatsiya skvazhin, oborudovannykh ustanovkami elektrosentrobezhnykh nasosov* [Technological Regulations of PJSC NK Rosneft. Selection of Equipment, Launch, Commissioning and Operation of Wells Equipped with Electric Centrifugal Pump Installations]. Moscow, NK «Rosneft'» Publ., 2017. 172 p. [in Russian].

15. *Spravochnik мастера по добыче нефти, газа, конденсата. Spravochnoe posobie: V 2 t* [Handbook for Oil, Gas, Condensate. Reference Manual: In 2 Vol.]. Surgut, RITs «Neft' Priob'ya» Publ., 2010, Vol. 1. 352 p. [in Russian].

16. Katalog produktsii NPF «Paker» [Product Catalog Research and Production Firm «Packer»]. *NPF «Paker»*. Available at: <https://npf-paker.ru/catalog/> (accessed 10.02.2020). [in Russian].

17. Kablash S. Mini-koltyubing kak on est' [Small Coiled Tubing as It Is]. *Vremya koltyubinga. Vremya GRP - Coiled Tubing Times Journal*, 2009, No. 4, pp. 28-30. [in Russian].

18. Krupin G.G. Kompleksnyi podkhod k udaleniyu ASPO v dobyvayushchikh skvazhinakh Kyrtael'skogo mestorozhdeniya [An Integrated Approach to the Removal of Paraffin in the Production Wells of the Kirtaelsky Field]. *Inzhenernaya praktika - Engineering Practice*, 2017, No. 3, pp. 16-17. [in Russian].

19. Khamidullin A.N. Koltyubingovye tekhnologii v OAO «Tatneft'» [Coiled Tubing Technology at JSC «Tatneft'»]. *Vremya koltyubinga. Vremya GRP - Coiled Tubing Times Journal*, 2002, No. 2, pp. 20-23. [in Russian].

20. Robin A.V. *Ustroistvo i sposob deparafinizatsii neftegazovykh skvazhin* [Device and Method for Dewaxing Oil and Gas Wells]. Patent RF, No. 2273725, 2005. [in Russian].

21. Denislamov I.Z., Zeigman Yu.V., Galimov A.M., Galimova L.R., Denislamova A.I. *Sposob dostavki rastvoritelya ASPO v skvazhine* [The Method for the Delivery of AFS Solvent in the Well]. Patent RF, No. 2709921, 2019. [in Russian].

**Авторы**

• Денисламов Ильдар Зафирович, канд. техн. наук, доцент  
Уфимский государственный нефтяной технический университет  
Доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений»  
Российская Федерация, 450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1  
e-mail: denislamoviz@mail.ru

• Идрисов Клим Ильшатович  
Уфимский государственный нефтяной технический университет  
Студент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений»  
Российская Федерация, 450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1  
e-mail: kafedra-rngm@mail.ru

• Шадрина Полина Николаевна, канд. техн. наук  
Доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений»  
Уфимский государственный нефтяной технический университет  
Российская Федерация, 450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1

• Пестов Роман Николаевич  
Уфимский государственный нефтяной технический университет  
Студент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений»  
Российская Федерация, 450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1  
e-mail: kafedra-rngm@mail.ru

**The Authors**

• Denislamov Ildar Z., Candidate of Engineering Sciences, Associate Professor  
Ufa State Petroleum Technological University  
Assistant Professor of Oil and Gas-Oil Field Development and Operation Department  
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064,  
Russian Federation  
e-mail: denislamoviz@mail.ru

• Idrisov Klim I.  
Ufa State Petroleum Technological University  
Student of Oil and Gas-Oil Field Development and Operation Department  
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064,  
Russian Federation  
e-mail: kafedra-rngm@mail.ru

• Shadrina Polina N., Candidate of Engineering Sciences  
Assistant Professor of Oil and Gas-Oil Field Development and Operation Department  
Ufa State Petroleum Technological University  
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064,  
Russian Federation

• Pestov Roman N.  
Ufa State Petroleum Technological University  
Student of Oil and Gas-Oil Field Development and Operation Department  
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064,  
Russian Federation  
e-mail: kafedra-rngm@mail.ru