

DOI: 10.17122/ntj-oil-2019-2-59-68

УДК 622.276.7

И.З. Денисламов, П.Н. Шадрина, А.Е. Портнов (Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Российская Федерация)

МЕТОДЫ КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ДИАГНОСТИКИ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В СКВАЖИНАХ И НЕФТЕПРОВОДАХ

Ildar Z. Denislamov, Polina N. Shadrina, Andrey Ye. Portnov (Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation)

QUANTITATIVE DIAGNOSTICS METHODS FOR ASPHALT- RESIN-PARAFFIN DEPOSITS IN WELLS AND OIL PIPELINES

Введение

Формирование асфальтосмолопарафиновых отложений в нефтедобывающих скважинах и нефтесборных коллекторах во многом зависит от термобарических условий транспортировки газожидкостной смеси, поэтому становится актуальным наблюдение за температурой и давлением на объектах нефтедобычи на всей протяженности этих объектов. Появление в скважине отложений органического характера приводит к изменению скорости движений скважинной продукции, сохраняет её тепловую энергию, повышает давление в трубах. Изменяется равновесие в системе «пласт - скважина - насос» из-за повышения давления на выкиде глубинного электроцентробежного насоса. Датчики температуры, установленные равномерно по длине колонны подъемных труб, дают важную информацию по распределению температуры в колонне труб без отложений и с отложениями. Термометрия в течение эксплуатации скважины покажет влияние колебания динамического уровня жидкости на процесс формирования отложений, повысит информативность мероприятий по ингибированию и удалению отложений из скважин.

Background

The formation of asphalt-resin-paraffin deposits in oil-producing wells and oil collectors depends largely on the temperature and pressure conditions for transporting the gas-liquid mixture; therefore, monitoring the temperature and pressure at oil producing facilities along the entire length of the facilities becomes relevant. The appearance of organic deposits in the well leads to a change in the speed of movement of the well production, retains its thermal energy, increases the pressure in the pipes. The equilibrium in the «reservoir - well - pump» system changes due to the increase in pressure at the discharge of the submersible electric centrifugal pump. Temperature sensors, installed evenly along the length of the lifting pipe string, provide important information on the temperature distribution in the pipe string without deposits and with deposits. Thermometry during the well operation will show the effect of fluctuations in the dynamic level of the fluid on the formation of sediments, will increase the informational content of measures for the inhibition and removal of sediments from wells.

Цели и задачи:

- обосновать различные варианты применения датчиков давления и температуры в скважинах и нефтесборных трубопроводах для оценки их внутреннего состояния;
- показать возможности термометрии на стационарной основе по осуществлению количественной диагностики отложений в колонне насосно-компрессорных труб нефтедобывающей скважины.

Методы

Использованы известные зависимости состояния газожидкостной смеси от термобарических условий в колонне лифтовых труб скважины и уравнение неразрывности трубопроводной продукции.

Результаты

Разработан способ наблюдения за формированием асфальтосмолопарафиновых отложений в колонне НКТ по данным датчиков температуры, расположенных равномерно по длине колонны на стационарной основе.

Aims and Objectives:

- to justify different methods of using pressure and temperature sensors in wells and oil gathering pipelines for evaluating their internal state;
- show the possibility of thermometry on a stationary basis for the implementation of a quantitative diagnosis of deposits in the tubing string of an oil producing well.

Methods

The known dependences of the state of the gas-liquid mixture on the thermobaric conditions in the tubing string of the well pipes and the continuity equation of the pipeline products are used.

Results

A method has been developed to monitor the formation of asphalt-resin-paraffin deposits in a tubing string according to temperature sensors, which are uniformly distributed along the length of the tubing on a stationary basis.

Ключевые слова: скважина; насосно-компрессорные трубы; давление; температура; датчик; плотность; отложения; диагностика; трубопровод

Key words: well; tubing string; pressure; temperature; sensor; density; sedimentation; diagnostics; pipeline

Подъем пластовой нефти на поверхность по колонне насосно-компрессорных труб и дальнейшая её транспортировка до потребителя связаны с постепенным охлаждением нефти и её дегазацией, поэтому на всех участках технологической цепочки от продуктивного пласта до потребителя наблюдается формирование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) на внутренней поверхности лифтовых труб, нефтепроводов и емкостного оборудования. Существующие ингибиторы парафинообразования не приносят ожидаемого эффекта, поэтому борьба с уже образовавшимися отложениями органического характера ведется практически во

всех нефтедобывающих предприятиях. По данным источника [1], в ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина успешность эксплуатации скважин со штанговыми плунжерными насосами обеспечена наличием наплавленных скребков на штангах в 98 % скважин такого типа. На скважинах с электроцентробежными насосами используют скребки, зафиксированные на скребковой проволоке, а в некоторых случаях - и на геофизическом кабеле, когда необходимо создание теплового эффекта в зоне парафиновой пробки для спуска скребка до глубинного насоса. Трудно представить без применения скребка эксплуатацию нефтепровода от установки комплексной

подготовки нефти (УКПН) до пункта приема и сдачи товарной нефти из-за его стратегической важности для предприятия. При любой возможности нефтегазопроводы, соединяющие установки предварительного сброса воды с УКПН, снабжают пунктами запуска и приема скребков для обеспечения безаварийной и эффективной работы трубопровода. На большинстве нефтесборных коллекторов применение скребков невозможно из-за их несоответствия условиям применения этих устройств: отсутствие постоянства диаметра по длине трубопровода и наличие у него крутых изгибов и поворотов.

Скважины и трубопроводы, не имеющие возможности обслуживаться скребками, поддерживают в работоспособном состоянии, в основном, двумя способами: тепловыми методами и применением органических растворителей. Использование греющих кабелей на осложненных участках, горячей воды и нефти, а также пара прекрасно выполняет свою функцию на участке их применения, но тяжелые компоненты нефти: асфальтены, смолы и парафины - после защищаемого или обрабатываемого участка выделяются из нефти в виде отложений на других участках нефтесборного комплекса. Органические растворители удаляют АСПО путем их растворения и диспергирования в реагенте без последующего их вторичного формирования на последующих участках нефтесбора и емкостного оборудования. Основные условия эффективного использования органических растворителей АСПО в нефтесборных предприятиях приведены в работе [2]. Одним из значимых факторов успешного использования растворителей данного типа является диагностика количества и местоположения отложений в колонне насосно-компрессорных труб скважины или нефтегазопровода.

Проводить необходимую диагностику скважин и трубопроводов в нефтесборных удобно и практично с помощью датчиков давления и температуры. Методические основы применения датчиков давления в скважинной добыче и системе нефтесбора для определения количества и распределения АСПО приведены в работах [2-4]. В относительно вертикальных конструкциях-скважинах инфор-

мационная составляющая давления, фиксируемая датчиком, обеспечивается изменчивостью плотности жидкости, находящейся над датчиком, в частности органического растворителя. Лабораторные исследования показали, что при полном растворении и диспергировании асфальтосмолопарафиновых веществ в относительно легких органических растворителях их плотность повышается на 4-5 % относительно товарного продукта [4].

В горизонтальных трубопроводах плотность транспортируемой жидкости также является диагностирующим параметром, но по росту этого параметра можно судить лишь об эффективности удаления отложений из проблемного участка нефтепровода [5]. Для предварительной оценки местоположения АСПО в работе [3] предложено участок с отложениями оборудовать двумя датчиками давления - в начале и в конце участка. В трубопровод запускают местное подвижное сопротивление (МПС), способное адаптироваться к уменьшению проходного сечения объекта исследования. В качестве МПС предлагается использовать гелевые [6] или магнитно-гелевые составы [7], которые сохраняют свою единую структуру во время движения по трубопроводу с отложениями без нарушения их целостности.

Каждый из манометров будет реагировать на прохождение подвижного сопротивления (ПС) фиксацией повышения давления в зоне датчика, а по времени прохождения ПС расстояния между датчиками определяют не только объем отложений, но и их местоположение по длине проблемного участка.

Сегодня отсутствие опытно-промышленных работ по испытанию описанных технологий в скважинных и трубопроводных условиях объясняется высокой стоимостью датчиков давления и определенными сложностями в передаче информации от датчиков на рабочие места персонала предприятия - диспетчерской службы и технологов.

В статье рассматриваются технические решения, основанные на использовании информации от датчиков температуры, стоимость которых многократно ниже стоимости датчиков давления. Датчики температуры

предлагается использовать по двум направлениям.

Направление 1 - измеряется температура транспортируемой продукции, и по изменениям этой температуры делаются выводы о наличии отложений.

Важным и интересным является способ определения отложений в колонне скважинных труб [8], согласно которому о наличии отложений в колонне НКТ судят по одновременному увеличению температуры лифтируемой жидкости и уменьшению дебита скважины.

Использование способа диагностики АСПО в скважине № 537 нефтегазодобывающего предприятия (НГДУ) «Ширваннефть» показало, что за 6 месяцев эксплуатации этой скважины с парафинистой нефтью дебит жидкости понизился на 30 %, температура жидкости повысилась на 5 °С с 38 °С до 43 °С. Последующий за этим подъем труб показал, что толщина парафиновых отложений равна 1,0-1,5 см.

Аналогичные результаты получили авторы патента на изобретение [9], когда на скважине Ромашкинского месторождения с парафинистой нефтью определенное время подъем пластовой нефти осуществляли по кольцевому межтрубному пространству, в результате чего на внешней стороне колонны НКТ и внутренней стороне обсадной колонны произошло формирование теплоизолирующего слоя парафина.

Температура на устье скважины после перевода скважины в обычный способ подъема нефти по колонне НКТ поднялась с 18 °С до 24 °С, то есть на 6 °С, а дебит скважины повысился с 8 до 10 т/сут.

Рассмотренная технология является удобным способом диагностики отложений в скважине, но она показывает интегральную величину отложений в колонне НКТ, то есть показывает наличие отложений.

Метод не показывает местоположения отложений, так как теплопередача от относительно теплой нефти в сторону холодной окружающей среды за пределами колонны НКТ происходит примерно с одинаковой интенсивностью на всей длине колонны труб от глубинного насоса до устья скважины. Это

происходит несмотря на такие осложняющие явления, как дегазация нефти в колонне НКТ и колебания динамического уровня нефти в межтрубном пространстве скважины.

Развитие области применения датчиков температуры в скважинной добыче мы видим в использовании нескольких таких датчиков, равномерно расположенных на осевой линии колонны насосно-компрессорных труб от устья до глубинного насоса. Технология пригодна для фонтанных скважин и оборудованных электроцентробежными насосами. По данным датчиков периодически строят графики зависимости температуры газожидкостной смеси от длины колонны лифтовых труб и по выявленной разнице замеренных температур в сторону повышения температуры судят о формировании отложений в той или зоне колонне лифтовых труб. Расположение датчиков давления на кабеле по осевой линии колонны НКТ изображено на рисунке 1.

Для реализации предложенного способа необходимо выполнить следующие процедуры.

1. До пуска глубинного насоса в действие в колонне НКТ без отложений по его осевой линии располагают равномерно по его длине с определенной дискретностью, например через каждые 50 м, датчики температуры 4. Расположение датчиков на осевой линии достигается с помощью гибко-пластичных центраторов 5, выполненных в виде крестиков с максимальным габаритом, чуть меньшим, чем внутренний диаметр НКТ.
2. Датчики расположены на электрическом кабеле 6, на который возложены две функции - кабель обеспечивает датчики электропитанием и одновременно служит линией обратной связи, то есть передает показания датчиков температуры на станцию управления скважиной 9.
3. Сразу после пуска насоса в эксплуатацию и наступления синхронизации работы системы «пласт - скважина - насос», например, это будет видно по одновременной стабилизации дебита скважины и динамического уровня жидкости в межколонном пространстве, необходимо зафиксировать показания

датчиков температуры и получить фоновую зависимость температуры газожидкостной смеси от длины колонны НКТ от насоса до устья скважины. Пример такой зависимости приведен на рисунке 2, фрагмент А.

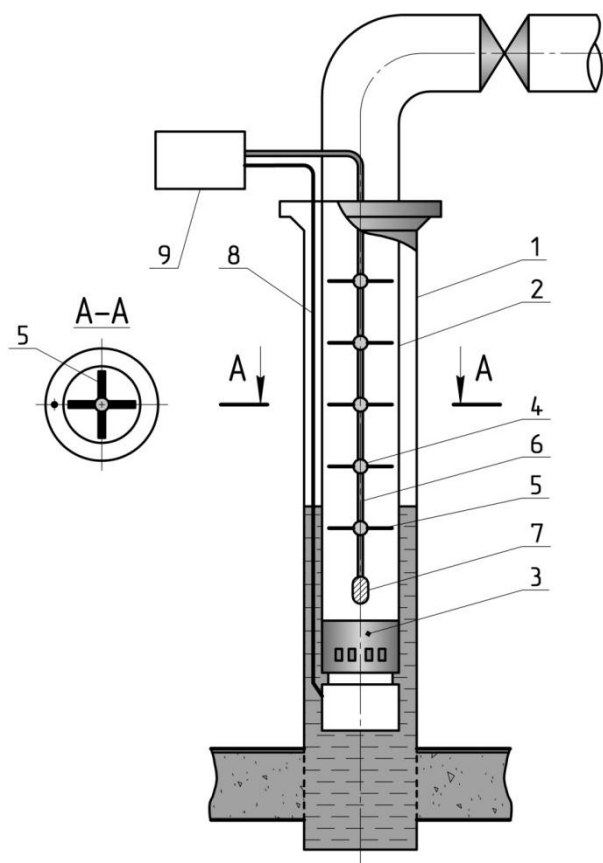
4. В последующем такие зависимости контроллер станции управления будет посылать на рабочие места персонала предприятия с необходимой частотой, например ежедневно или еженедельно.
5. Появление асфальтосмолопарафиновых отложений внутри колонны НКТ в той или иной его зоне приведет к одновременному появлению двух физических эффектов:
 - повышению скорости движения газожидкостного потока в трубах;
 - теплоизоляции ГЖС в колонне труб, снижению теплопередачи за пределы

труб и сохранению температуры потока на более высоком уровне.

Для демонстрации вышесказанного приведем три стандартные ситуации, когда через некоторое время в колонне лифтовых труб сформируются АСПО в той или иной зоне по её длине (рисунок 2).

Отложения образовались в нижней части колонны НКТ. Слой асфальтенов, смол и парафинов теплоизолирует стальную поверхность труб, теплотери снизятся, поэтому на этом участке температура ГЖС вырастет в сравнении с фоновой зависимостью.

Отклонение температуры в сторону роста приведено на фрагменте В рисунка 2. В верхних участках колонны труб отложения отсутствуют, поэтому далее кривая зависимости температуры от длины труб $T = f(L)$ пойдет параллельно фоновой зависимости.



- 1 - обсадная колонна;
- 2 - колонна НКТ;
- 3 - электроцентробежный насос с погружным электродвигателем (ПЭД);
- 4 - датчик температуры;
- 5 - гибко-пластичные центраторы;
- 6 - кабель электропитания с функцией обратной связи;
- 7 - утяжелитель;
- 8 - кабель электропитания ПЭД ЭЦН;
- 9 - станция управления скважины с контроллером, обслуживающим датчики температуры

Рисунок 1. Схема расположения датчиков температуры в скважине

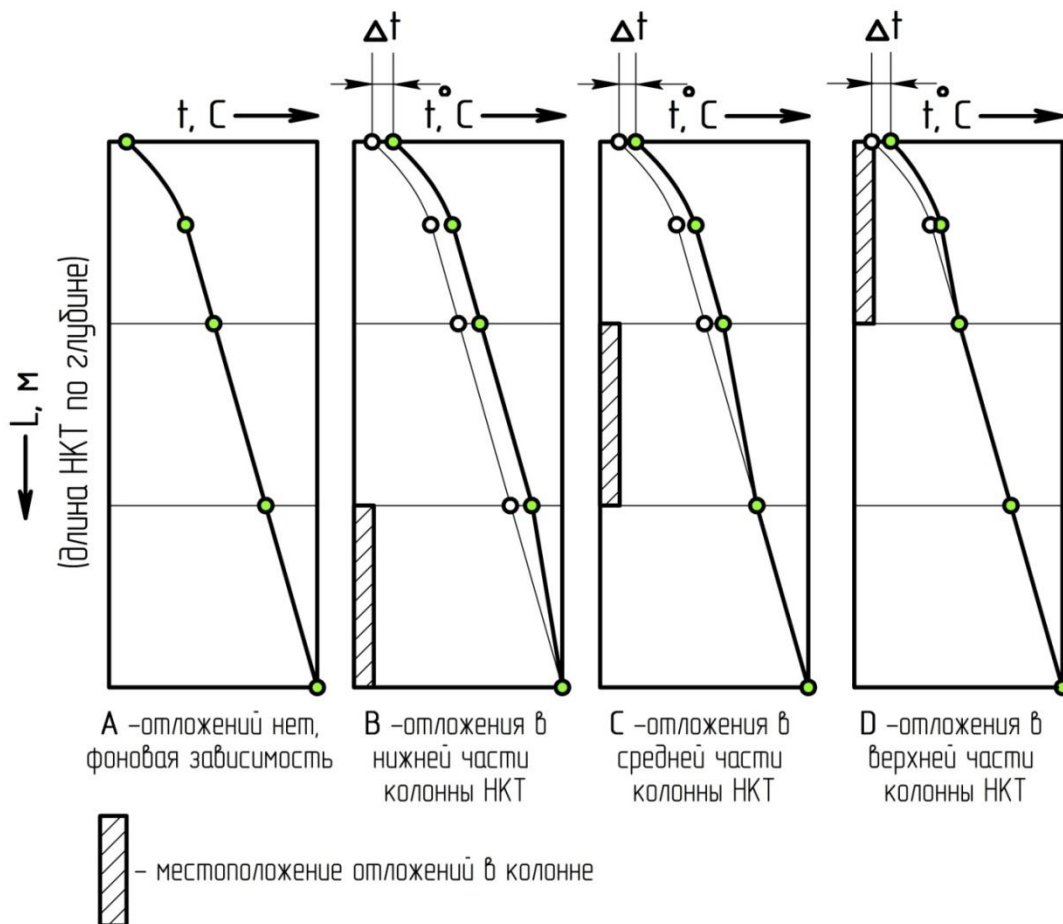


Рисунок 2. Варианты расположения отложений в НКТ

Отложения образовались в средней части колонны НКТ (фрагмент С на рисунке 2). До этой зоны зависимость $T = f(L)$ будет совпадать с фоновой, в средней части колонны НКТ плавно отойдет от фоновой в сторону роста температуры и выше к устью будет идти параллельно фоновой.

Отложения образовались в верхней части колонны НКТ (фрагмент D на рисунке 2). До верхней части колонны НКТ зависимость $T = f(L)$ будет совпадать с фоновой, а выше плавно отойдет от фоновой в сторону роста температуры.

Во всех трех ситуациях скважинная продукция приходит на устье скважины с повышенной температурой так же, как описано

в [8]. По заявленной технологии диагностики отложений становится возможным определение местоположения отложений по длине насосно-компрессорных труб. А это, в свою очередь, способствует адресному применению способа удаления АСПО в скважине, сокращению рабочего времени и экономии материальных затрат НГДУ.

Рассмотрим направление 2 - использование температуры как реперной характеристики трубопроводной жидкости. После изменения температуры транспортируемой жидкости надо фиксировать время прохождения меченой жидкости по осложненному участку трубопровода. Измерения проводят при со-

блюдении постоянства расхода жидкости по трубопроводу.

Согласно изобретению [10], в колонну НКТ устанавливают два датчика температуры, один - в нижней части колонны, а второй - в устьевой зоне скважины. По показаниям датчиков определяют время подъема скважинной продукции (водонефтяной эмульсии) с повышенной температурой. Температуру скважинной продукции над насосом повышают благодаря созданию большей теплопередачи от погружного электродвигателя электроцентробежной установки путем повышения частоты тока питания ПЭД. По способу определяется объем отложений в колонне лифтовых труб, но остается неизвестным их местоположение по длине колонны труб.

Технология применима и для трубопроводов с нефтью высокой вязкости и с большим содержанием парафинов. Такие нефти прокачивают по трубопроводу только после определенного повышения температуры, например выше температуры начала кристаллизации парафинов [11, 12]. Колебание температуры окружающей среды в северных регионах страны может в течение года достигать 60 °С и более, поэтому очевидным является то, что и степень нагрева аномальной нефти перед транспортировкой по трубопроводу будет разной в летнее и зимнее время. Объективное сезонное изменение температуры транспортируемой нефти допустимо использовать и для оценки объема отложений в трубопроводе, находящейся в адгезионной форме.

Анализ публикаций в открытой печати показывает, что во всех нефтяных компаниях существует проблема, обусловленная наличием АСПО в нефтедобывающих скважинах, а вот по количественной диагностике отложений в подъемных трубах скважин публикаций текущего периода очень мало. Картина формирования отложений в колонне НКТ сегодня устойчиво держится на примере двух основных публикаций [13, 14], когда с примерной глубины 800-900 м толщина АСПВ практически равномерно растет и на глубине 150-200 м достигает максимума в несколько сантиметров и далее к устью скважины снижается

до минимального значения в несколько миллиметров.

Термометрия в нефтедобывающих и нагнетательных скважинах активно применяется при исследовании характеристик продуктивного пласта, для оценки герметичности обсадной колонны и насосно-компрессорных труб, а также для выявления заколонных перетоков флюидов [15, 16].

Сегодня с помощью оптоволоконного кабеля с функцией термометрии контролируют процессы теплового воздействия на высоковязкую нефть по технологии SAGD на Ярегском месторождении Тимано-Печорской провинции [17] и Ашальчинском месторождении Республики Татарстан [18]. Согласно изобретению [19], оптоволоконный кабель периодически спускают в предварительно обустроенный «карман» ликвидированной скважины для организации наблюдения за возможностью перетока тепловой энергии из продуктивного Шешминского горизонта в вышележащие зоны Ашальчинского месторождения.

По мнению авторов статьи, *использование термометрии для совершенствования эксплуатации скважин, осложненных АСПО, будет иметь в ближайшем будущем хорошие перспективы и результаты.*

Выводы

1. Количественную диагностику асфальтосмолопарафиновых отложений в скважинах сегодня проводят после подъема труб на поверхность земли, а в системе нефтесбора такая процедура и вовсе невозможна.

По мнению авторов статьи, наблюдение за формированием и состоянием органических отложений в действующих скважинах важно для оценки взаимодействия системы «пласт - скважина - насос», для проведения испытаний ингибиторов АСПО, а также для поиска оптимальных технологий по удалению отложений из колонны НКТ.

2. Предложена схема организации контроля температуры газожидкостной смеси в колонне лифтовых труб скважины, осложненной формированием АСПО. Формирование отложений в колонне насосно-компрессорных

труб изменяет термобарические условия подъема скважинной продукции - температура и давление одновременно повышаются. Изменение обоих параметров незначительно, но их влияние на процесс дегазации нефти в колонне труб носит взаимоисключающий характер, поэтому прямые измерения температуры по колонне НКТ в течение длительного периода времени значительно дополняют ха-

рактеристику процессов, происходящих в колонне труб.

3. Определение местоположения формирующихся отложений в колонне НКТ дает возможность адресного и своевременного применения метода их удаления, сохраняя тем самым потенциальные возможности и продуктивного пласта, и глубинного насосного оборудования на должном уровне.

Список литературы

1. Глущенко В.Н., Силин М.А., Пташко О.А., Денисова А.В. Нефтепромысловая химия: Осложнения в системе пласт - скважина - УППН. М.: МАКС Пресс, 2008. 328 с.
2. Денисламов И.З., Валеев М.Д., Ишалина А.Э. Факторы успеха применения органических растворителей в нефтедобывающих скважинах // *Время колтюбинга*. 2018. № 4 (66). С. 58-65.
3. Денисламов И.З. Реперные технологии и исследования в нефтедобыче. Уфа: Монография, 2016. 104 с.
4. Денисламов И.З., Рабартдинов З.Р., Денисламова Г.И. Управляемые технологии обработки скважин растворителями АСПО // *Нефтепромысловое дело*. 2017. № 5. С. 34-38.
5. Галимов А.М. Исследование методов количественной оценки и удаления асфальтосмолопарафиновых отложений в процессе добычи нефти: автореф. ... канд. техн. наук. Уфа: УГНТУ, 2013. 27 с.
6. Хасанова К.И., Дмитриев М.Е., Мастобайев Б.Н. Повышение эффективности применения средств и методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями в процессе транспорта нефти по магистральным трубопроводам // *Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья*. 2013. № 3. С. 7-12.
7. Шайдаков В.В., Полетавева О.Ю., Чернова К.В., Катрич Н.М. Физико-химическое воздействие при подготовке нефти, газа и воды в промысловых условиях. Уфа: ООО «Монография», 2012. 164 с.
8. Пат. 643632 РФ, МПК Е 21 В 47/00. Способ определения отложений в колонне скважинных труб / М.А. Гаджиев, М.М. Асланов. 2549374/22-03, Заявлено 01.01.1977; Опубл. 25.01.79. Бюл. 3.
9. Пат. 2172388 РФ, МПК Е 21 В 37/00. Способ добычи нефти / В.П. Тронов, А.И. Ширеев, И.В. Савельева и др. 99117621/03. Заявлено 09.08.1999; Опубл. 20.08.2001. Бюл. 23.
10. Пат. 2610945 РФ, МПК Е 21 В 47/003. Способ определения объема отложения в колонне лифтовых труб скважины / И.З. Денисламов, А.М. Кашкаров, И.Ф. Муратов. 2015153541, Заявлено 10.12.2015; Опубл. 17.02.2017. Бюл. 5.
11. Гаррис Н.А., Гаррис Ю.О., Глушков А.А.

References

1. Glushchenko V.N., Silin M.A., Ptashko O.A., Denisova A.V. *Neftpromyslovaya khimiya: Oslozhneniya v sisteme plast - skvazhina - UPPN* [Oilfield Chemistry: Complications in Reservoir - Well - CPF System]. Moscow, MAKS Press, 2008. 328 p. [in Russian].
2. Denislamov I.Z., Valeyev M.D., Ishalina A.E. *Faktery uspekha primeneniya organicheskikh rastvoriteley v neftedobyvayushchikh* [Success Factors of Using Organic Solvents in Oil-Producing Wells]. *Vremya koltyubinga - Coiled Tubing Times*, 2018, No. 4 (66), pp. 58-65. [in Russian].
3. Denislamov I.Z. *Repernyye tekhnologii i issledovaniya v neftedobyche* [Reference Technologies and Researches in Oil]. Ufa, Monografiya Publ., 2016. 104 p. [in Russian].
4. Denislamov I.Z., Rabartdinov Z.R., Denislamova G.I. *Upravlyayemyye tekhnologii obrabotki skvazhin rastvoritelyami ASPO* [Controllable Technologies of Wells Treatment with Asphalt, Resin, and Paraffin Solvents]. *Neftpromyslovoye delo - Oilfield Engineering*, 2017, No. 5, pp. 34-38. [in Russian].
5. Galimov A.M. *Issledovanie metodov kolichestvennoi otsenki i udaleniya asfal'tosmoloparafinovyykh otlozhenii v protsesse dobychi nef'ti: avtoref. kand. tekhn. nauk.* [Research of Methods of Quantitative Diagnostics and Removing of Asphalt, Resin, and Paraffin Solvents during Oil Production: Cand. Engin. Sci. Avtoref.]. Ufa, UGNTU, 2013. 27 p. [in Russian].
6. Khasanova K.I., Dmitriyev M.E., Mastobayev B.N. *Povyshenie effektivnosti primeneniya sredstv i metodov bor'by s asfal'tosmoloparafinovymi otlozheniyami v protsesse transporta nef'ti po magistral'nym truboprovodam* [More Effective Use of Poverty and Methods Asphaltene Deposition in the Transport Process of Oil through Pipelines]. *Transport i khraneniye nef'teproduktov i uglevodorodnogo syr'ya - Transport and Storage of Oil Products and Hydrocarbons*, 2013, No. 3, pp. 7-12. [in Russian].
7. Shaidakov V.V., Poletaveva O.Yu., Chernova K.V., Katrich N.M. *Fiziko-khimicheskoe vozdeistvie pri podgotovke nef'ti, gaza i vody v promyslovykh usloviyakh* [Physico-Chemical Impact in

Построение динамической характеристики магистрального трубопровода (модель вязкопластичной жидкости) // Электронный журнал «Нефтегазовое дело». 2004. № 1. С. 1-13.

12. Куспанов А.Б., Тюрин А.Н., Чурикова Л.А. Повышение эффективности трубопроводной системы в случае горячей перекачки высоковязкой нефти // Молодой ученый. 2017. № 18. С. 45-48.

13. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. М.: Изд-во «Недра-Бизнесцентр», 2000. 653 с.

14. Галикеев И.А., Насыров В.А., Насыров А.М. Эксплуатация месторождений нефти в осложненных условиях. Ижевск: Изд-во «Парацельс Принт», 2015. 354 с.

15. Кузнецов Г.С., Леонтьев Е.И., Резванов Р.А. Геофизические методы контроля разработки нефтяных и газовых месторождений. М.: Недра, 1991. 223 с.

16. Моисеев В.Н. Применение геофизических методов в процессе эксплуатации скважин. М.: Недра, 1990. 240 с.

17. Матусевич Г.В., Кольцов Е.В. Достижения и сложности при реализации проекта SAGD на Ярегском месторождении Тимано-Печорской провинции // Матер. науч.-техн. конф., посвященной 60-летию ТатНИПИнефть ПАО «Татнефть». Набережные Челны: «Экспозиция Нефть Газ», 2016. С. 196-203.

18. Хусаинов Р.Ф. Оптимизация затрат при вводе горизонтальных скважин сверхвязкой нефти в промышленную эксплуатацию. Одновременный спуск оптоволоконного кабеля с гибкой трубой и УЭЦН на добывающих горизонтальных скважинах сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения // Матер. науч.-техн. конф., посвященной 60-летию ТатНИПИнефть ПАО «Татнефть». Набережные Челны: «Экспозиция Нефть Газ», 2016. С. 337-340.

19. Пат. № 2534309 РФ, МПК Е 21 В 33/13. Способ ликвидации скважины / И.Н. Файзуллин, И.Х. Махмутов, Р.З. Зиятдинов, Ф.Б. Сулейманов. 2013138004/03, Заявлено 13.08.2013; Оpubл. 27.11.2014. Бюл. 33.

Oil, Gas and Water Treatment in Field Conditions]. Ufa, Monografiya, 2012. 164 p. [in Russian].

8. Gadzhiyev M.A., Aslanov M.M. *Sposob opredeleniya otlozheniy v kolonne skvazhinnykh trub* [Method of Identification of Sediments in the Well String]. Patent RF, No. 643632, 1979. [in Russian].

9. Tronov V.P., Shireyev A.I., Savelyeva I.V. e.a. *Sposob dobychi nefiti* [Method of Oil Producing]. Patent RF, No. 2172388, 2001. [in Russian].

10. Denislamov I.Z., Kashkarov A.M., Muratov I.F. *Sposob opredeleniya obyema otlozheniya v kolonne liftovykh trub skvazhiny* [Method of Determination of Sediments Volume in the Well Tubing String]. Patent RF, No. 2610945, 2017. [in Russian].

11. Garris N.A., Garris Yu.O., Glushkov A.A. *Postroyeniye dinamicheskoy kharakteristiki magistralnogo truboprovoda (model vyazkoplastichnoy zhidkosti)* [Building of Hydrodynamic Characteristics of the Main Pipeline (Model of Visco Plastic Fluid)]. *Elektronnyi nauchnyi zhurnal «Neftegazovoe delo» - Electronic Scientific Journal «Oil and Gas Business»*, 2004, No. 1, pp. 1-13. [in Russian].

12. Kuspanov A.B., Tyurin A.N., Churikova L.A. *Povysheniye effektivnosti truboprovodnoy sistemy v sluchaye goryachey perekachki vysokovyazkoy nefiti* [Enhancing of Efficiency of Pipeline System in Case of Hot Pumping of High-Viscosity Oil]. *Molodoy uchenyy - Young Scientist*, 2017, No. 18, pp. 45-48. [in Russian].

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

14. Galikeev I.A., Nasyrov V.A., Nasyrov A.M. *Ekspluatatsiya mestorozhdenii nefiti v oslozhnennykh usloviyakh* [Oil-Field Operation in Complicated Conditions]. Izhevsk, Paracelsus Print Publ., 2015. 354 p. [in Russian].

15. Kuznetsov G.S., Leontyev E.I., Rezvanov R.A. *Geofizicheskiye metody kontrolya razrabotki neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy* [Geophysical Methods of Monitoring of the Oil and Gas Fields Development]. Moscow, Nedra Publ., 1991. 223 p. [in Russian].

16. Moiseyev V.N. *Primeneniye geofizicheskikh metodov v protsesse ekspluatatsii skvazhin*. [Using of Geophysical Methods in Process of Well Operation]. Moscow, Nedra Publ., 1990. 240 p. [in Russian].

17. Matusevich G.V., Koltsov E.V. *Dostizheniya i slozhnosti pri realizatsii proekta SAGD na Yaregskom mestorozhdenii Timano-Pechorskoj provintsii* [Achievements and Difficulties in Implementation of the Project SAGD Field in the Timano-Pechora Province]. *Materialy nauchno-tekhnicheskoi konferentsii, posvyashchennoi 60-letiyu TatNIPIneft' PАО «Tatneft'»* [Materials of The Scientific and Technical Conference Dedicated to the 60th Anniversary of TatNIPIneft']. Naberezhnye Chelny, Oil Gas Exposition Publ., 2016. pp. 196-203. [in Russian].

18. Khusainov R.F. *Optimizatsiya zatrat pri vvode gorizontalnykh skvazhin sverkhvyazkoi nefiti v promyshlennuyu ekspluatatsiyu*. *Odnovremennyy spusk optovolonkonnogo kabelya s gibkoi truboi i*

UETsN na dobyvayushchikh gorizontal'nykh skvazhinakh sverkhvyazkoi nefti Ashal'chinskogo mestorozhdeniya [Cost Optimization During Commissioning of Horizontal Wells of Ultra-Viscous Oil into Commercial Operation. Simultaneous Descent of a Fiber-Optic Cable with a Flexible Pipe and ESP on Producing Horizontal Wells of Ultra-Viscous oil of the Ashalchinskoye Field], *Materialy nauchno-tekhnicheskoi konferentsii, posvyashchennoi 60-letiyu TatNIPneft' PAO «Tatneft'»* [Materials of the Scientific and Technical Conference Dedicated to the 60th Anniversary of TatNIPneft']. Naberezhnye Chelny, Oil Gas Exposition Publ., 2016. pp. 337-340. [in Russian].

19. Fayzullin I.N., Makhmutov I.Kh., Ziyatdinov R.Z., Suleymanov F.B. *Sposob likvidatsii skvazhiny* [Method of Well Liquidation]. Patent RF, No. 2534309, 2014. [in Russian].

Авторы

• Денисламов Ильдар Зафирович, канд. техн. наук
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1
e-mail: denislamoviz@mail.ru

• Шадрина Полина Николаевна, канд. техн. наук
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1
e-mail: 420934@mail.ru

• Портнов Андрей Евгеньевич
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Студент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1
e-mail: 420934@mail.ru

The Authors

• Denislamov Ildar Z., Candidate of Engineering Sciences
Ufa State Petroleum Technological University
Assistant Professor of Oil and Gas Fields Development and Operation Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062,
Russian Federation
e-mail: denislamoviz@mail.ru

• Shadrina Polina N., Candidate of Engineering Sciences
Ufa State Petroleum Technological University
Assistant Professor of Oil and Gas Fields Development and Operation Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062,
Russian Federation
e-mail: 420934@mail.ru

• Portnov Andrey Ye.
Ufa State Petroleum Technological University
Student of Oil and Gas Fields Development and Operation Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062,
Russian Federation
e-mail: 420934@mail.ru