

УДК 681.5

М. Ю. Шестопапов, И. М. Новожилов

Санкт-Петербургский государственный электротехнический университет «ЛЭТИ» им. В. И. Ульянова (Ленина)

А. Н. Ильюшина

Санкт-Петербургский технический колледж управления и коммерции

Ю. В. Ильюшин

Санкт-Петербургский горный университет

Анализ и идентификация тепловых полей пространственно распределенных систем управления

Обоснована актуальность исследования выбранной предметной области. Рассмотрена технологическая схема добычи нефти, а также методы автоматизации ее отдельных участков. Приведен обзор причин, способствующих образованию асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), рассмотрены основные характеристики отложений. Проанализированы участки технологического процесса, наиболее подверженные образованию АСПО. Получена математическая модель изменения температурного поля насосно-компрессорной трубы нефтяной скважины и нефтяного потока внутри нее. Переходные процессы описаны дифференциальными уравнениями в частных производных. Написан программный модуль, обеспечивающий моделирование технологического подъема нефти по насосно-компрессорной трубе. В заключительной части приведены описания экспериментальных исследований и составлена регрессионная модель поведения температурного поля потока нефти в насосно-компрессорной трубе. На основе проведенных исследований, отраженных в данной статье, можно сделать вывод о реологических свойствах потока нефти с высоким содержанием парафина.

Нефть, системный анализ, моделирование, управление

Роль нефти в мировой экономике неоспоримо высока. На сегодняшний день именно нефть – главный энергетический ресурс, а также сырье для изготовления различных видов продукции. Следует отметить, что нефть играет важную роль не только как топливный ресурс. Ежегодно более 16 % добытой нефти расходуется не на энергетические нужды, а на производство различной продукции. Существует множество сфер применения нефти, начиная с тяжелой промышленности и заканчивая производством продуктов питания. Из нефти производятся и различные виды пластика, лекарства, ткани, косметические средства, краски, удобрения и множество других продуктов, которые стали неотъемлемой частью жизни современного человека. Даже для изготовления альтернативных источников энергии, например солнечных батарей, необходимы продукты переработки нефти – так, фотоэлементы, преобразующие солнечную энергию в электрическую, наносятся на панели, изготавливаемые из нефтяных смол [1].

На сегодняшний день лидер в нефтедобыче – Соединенные Штаты Америки. Согласно статистике «Joint Organisations Data Initiative» (JODI, «Совместная инициатива по нефтяной статистике»), в июне 2020 г. США увеличили добычу на 9 % по сравнению с маем, до 10.897 млн баррелей нефти в сутки. Российское производство сократилось по сравнению с маем на 15 тыс. баррелей (–0.17 %) до 8.376 млн баррелей в сутки. На третьем месте по добыче находится Саудовская Аравия, которая добывала в июне 7.484 млн баррелей в сутки, что на 11.8 % меньше, чем месяцем ранее.

Доля российской нефтедобычи в мире на сегодняшний день составляет 12.7 %. Многие месторождения в стадии эксплуатации находятся в северной части страны и, как следствие, процесс нефтедобычи осложняется образованием асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в нефтепромысловом оборудовании. Данные отложения формируются в основном по причине застывания в нефти парафинов и асфальтенов при низких температурах. Данные вещества оседают

на стенках труб, уменьшая их проходное сечение, создавая пробки, приводящие к преждевременному ремонту оборудования и издержкам за счет простоя скважин.

Также следует отметить, что к перспективным направлениям развития отечественной нефтегазовой отрасли относится разработка арктической зоны. По данным «Центрального диспетчерского управления топливно-энергетического комплекса» (ЦДУ ТЭК) в российской части Арктики сосредоточена четверть отечественных запасов нефти и газового конденсата и более 70 % газа. На российском арктическом шельфе залегают запасы нефти и газа, стоимость которых, по предварительным оценкам, составляет приблизительно 20 трлн дол. Эти запасы могут обеспечить 20–30 % добычи нефти к 2050 г. Начальные извлекаемые суммарные ресурсы углеводородного сырья акваторий арктических морей оценены в 120 млрд т условного топлива.

Таким образом, добыча нефти в арктической зоне также будет неразрывно связана с проблемой образования АСПО, а значит, исследования данной области, поиск новых путей в борьбе с асфальтосмолопарафиновыми отложениями, анализ методов альтернативного их использования, несомненно, актуальны.

Описание технологического процесса. Рассмотрим технологический процесс, характерный для герметизированного сбора нефти и попутного газа на нефтепромыслах. Через нагнетательные скважины при необходимости в пласт подается вода для поддержания уровня давления в нужном диапазоне.

Нефть поднимается по насосно-компрессорным трубам (НКТ) через добывающие скважины и через фонтанную арматуру по выкидным линиям отправляется в автоматизированную групповую замерную установку (АГЗУ). В АГЗУ осуществляется мониторинг дебита скважин, контроль их технологического режима (изменения в режиме работы скважин могут сигнализировать о необходимости ремонта нефтедобывающего оборудования). Далее нефть поступает в дожимную насосную станцию (ДНС), где с помощью специальной установки осуществляется предварительный сброс воды. Эта вода впоследствии может использоваться в нагнетательных скважинах. Также в ДНС присутствует газосепаратор,

который отфильтровывает попутный газ. Полученный газ может использоваться в качестве топлива для работы нефтедобывающего комплекса. Дожимная насосная станция также увеличивает давление в трубах для того, чтобы отправить сырье в цех подготовки и перекачки нефти (ЦППН). По трубопроводу от скважин газонефтяная смесь с примесью воды поступает на АГЗУ, где каждая из скважин по заданной программе подключается к измерительному устройству. Сначала измеряются дебиты жидкости и газа, а затем газожидкостная смесь поступает в сепарационную установку, где происходит частичное разделение этих компонентов. Продукция направляется либо по одному трубопроводу в автоматизированную блочную сепарационную установку, отделяющую газ от жидкости (первая ступень сепарации), либо по двум трубопроводам – безводной и обводненной нефти – транспортируется на центральный пункт подготовки нефти, газа и воды (ЦППН) [2]–[4].

При добыче высоковязких нефтей часто применяются блочные автоматизированные печи, подогревающие нефть для нормальной работы ГЗУ и ее транспортировки до ЦППН. В условиях, когда наблюдаются низкие буферные давления добывающих скважин, для транспорта нефти по системе используются сепарационные установки с функцией откачки нефти или дожимные насосные станции (ДНС). Из сепарационных установок нефть направляется на следующую ступень – в концевые сепарационные установки. При содержании в транспортируемой смеси воды свыше 30 % применяются сепарационные установки с функцией предварительного сброса воды. Далее водонефтяная смесь поступает в деэмульсионную установку, где обезвоживается и обессоливается, а затем – в стабилизационную установку для извлечения из нефти легких углеводородных фракций. Товарная нефть учитывается по массе и объему, а затем откачивается на головные сооружения магистрального нефтепровода. Если показатель обводненности нефти, поступившей на пункт, превышает допустимый предел, нефть автоматически возвращается в деэмульсионную установку для повторной обработки.

Выделившийся из нефти газ компрессорными станциями подается на газоперерабатывающий завод и на газораспределительные пункты, откуда

поступает на нефтяные скважины, эксплуатируемые газлифтным способом. Вода, выделившаяся из водонефтяной смеси, передается к установкам очистки пластовых вод, где происходит ее очищение и дальнейшее использование в системе поддержания пластового давления. С данных установок вода также подается на блочные автоматизированные кустовые насосные станции, а оттуда – для подачи в нагнетательные скважины.

Проблема исследования. Как уже было сказано ранее, добыча нефти на территории Российской Федерации осложнена труднодоступностью запасов, климатическими условиями, глубиной залегания нефти, удаленностью нефтяных месторождений от основных потребителей, и, как следствие, высокой себестоимостью нефти. На настоящий момент нефтяная политика поощряет добычу нефти из труднодоступных месторождений высокими субсидиями и налоговыми льготами. Поэтому основная тенденция нефтедобычи движется в направлении разработки месторождений трудноизвлекаемых запасов.

По своей природе нефть – это сложноперсая система. Благодаря наличию смол и асфальтенов, а также различному их соотношению, нефть может обладать разными физико-химическими характеристиками. Молекулы асфальтенов находятся в коллоидном виде, они служат центрами притяжения и осаждения растворенных в нефти смол, образуя совместно с ними сложные комплексы. В свою очередь, данные комплексы взаимодействуют с молекулами жидких углеродов, формируя отложения на поверхностях нефтепромыслового оборудования.

В условиях низких температур (когда температура нефти ниже температуры кристаллизации парафинов) происходит коагуляция мельчайших парафиновых частиц с вышеупомянутыми асфальтеносмолистыми комплексами. Когда же температура достигает значений гораздо ниже 24–36 °С, происходит формирование непосредственно асфальтосмолопарафиновых отложений.

Выделим две основные стадии образования и роста АСПО в нефтепромысловом оборудовании.

1. Формирование центров кристаллизации и оседание кристаллов парафина на поверхности оборудования.

2. Формирование на уже покрытой парафином поверхности оборудования более крупных образований.

К числу факторов, оказывающих наиболее сильное влияние на образование АСПО, можно отнести:

- интенсивное газовыделение;
- снижение температурных показателей;
- нарушение гидродинамического равновесия газожидкостной системы;
- состав углеводородов;
- соотношение объемов фаз;
- состояние поверхности нефтедобывающего оборудования.

Существует зависимость, отражающая интенсивность формирования АСПО. Данный процесс зависит от многих величин и факторов, причем зависимость эта иногда прямая, а порой носит сложный характер.

Анализ объекта исследования. Автоматизацию производственного процесса промышленных предприятий в общем случае можно представить в виде пятиуровневой пирамиды. Нефтедобывающие предприятия – не исключение, так как технологический процесс нефтедобывающей отрасли характеризуется высокой сложностью и подлежит автоматизации и оптимизации.

На верхнем, пятом уровне (Manufacturing Resource Planning или Enterprise Resource Planning) осуществляется основное планирование ресурсов предприятия, создаются информационные структуры, предназначенные для анализа работы предприятия. Также на данном уровне производится автоматизация бухгалтерского учета, управления финансами и материально-техническим обеспечением, организацией документооборота.

Четвертый уровень автоматизированной информационной системы управления предприятием (Manufacturing Execution Systems) – важное связующее звено в представленной иерархии. На данном уровне обрабатывается информация о процессе производства на различных участках, обеспечивается управление качеством технологических процессов. Посредством MES-уровня с нижних уровней первичная информация передается на верхний уровень планирования ресурсов всего предприятия, а также обеспечивается оптимизация управления ресурсами производства в соответствии с заданиями, поступающими с верхнего уровня.

На третьем уровне (Supervisory Control and Data Acquisition) осуществляется диспетчеризация систем сбора данных и оперативное управление технологическим процессом, принимаются

тактические решения. Также на SCADA-уровне осуществляются расчет и выбор законов управления, хранение и загрузка управляющих программ в программно-логические контроллеры (ПЛК), ведение единой базы данных технологического процесса в реальном времени, реконфигурация комплекса для выбранного режима работы, контроль состояния оборудования на первом уровне и др.

Второй уровень (Control) используется для непосредственного управления производственным процессом с помощью устройств связи с объектом (УСО), ПЛК, и промышленных компьютеров (РС, ПК). Данный уровень характеризуется высокой надежностью, возможностью автономной работы при отказах комплексов управления на верхних уровнях, функциональной полнотой взаимодействия с нижним уровнем.

Первый уровень (Input/Output) – это набор датчиков, исполнительных механизмов и других устройств, используемых для сбора первичной информации и реализации управляющих воздействий.

В рамках решения поставленной задачи именно уровень датчиков представляет особый интерес для исследования.

Методология решения задачи. Поставим задачу моделирования температурного поля насосно-компрессорной трубы (НКТ) нефтяной скважины. Целью моделирования служит исследование изменения температурного поля трубы от забоя к устью скважины, позволяющее предположить, на каком участке НКТ начнется интенсивное образование АСПО. Также с помощью данного моделирования можно получить наглядное представление переходного процесса внутри рассматриваемого объекта.

Основная форма представления объектов с распределенными параметрами – это представление в виде дифференциальных уравнений в частных производных. В результате решения системы уравнений, описывающих процесс внутри рассматриваемого объекта, требуется получить функцию изменения температурного поля в заданной точке объекта. Насосно-компрессорная труба представляет собой цилиндрическое полое тело с заданной длиной и определенной толщиной стенки. За длину трубы отвечает координата z , за толщину – разность ее радиусов r_2 и r_1 .

Для того чтобы математически описать распространение тепла в насосно-компрессорной трубе нефтяной скважины и в нефтяном потоке,

протекающем внутри трубы, будем использовать уравнение теплопроводности. В данном конкретном случае приведем уравнения в цилиндрических координатах, так как НКТ представляет собой тело цилиндрической формы.

Однако сначала зададим начальные условия [5]. Чтобы создать имитацию распространения температуры внутри пласта, соответствующего распространению температуры по трубе, приведем специальную функцию распределения

$$\frac{\partial T_T(r_1, \varphi, z, \tau)}{d\tau} = \frac{t_{\text{заб}} - t_{\text{уст}}}{N_z} i + t_{\text{баз}},$$

где r_1 – внутренний радиус трубы; φ – угловая координата; z – пространственная координата, представляющая длину трубы; τ – координата, характеризующая моменты времени процесса; $t_{\text{заб}}$ – температура в забое скважины; $t_{\text{уст}}$ – температура в устье скважины; N_z – количество шагов дискретизации по координате z ; i – номер точки; $t_{\text{баз}}$ – значение температуры, от которого ведется отсчет.

Распространение тепла в НКТ представим следующим образом:

$$\frac{\partial T_T(r, \varphi, z, \tau)}{d\tau} = a \left(\frac{\partial^2 T_T(r, \varphi, z, \tau)}{\partial r^2} + \frac{1}{r_T} \frac{\partial T_T(r, \varphi, z, \tau)}{\partial r} + \frac{1}{r_T^2} \frac{\partial^2 T_T(r, \varphi, z, \tau)}{\partial \varphi^2} + \frac{\partial^2 T_T(r, \varphi, z, \tau)}{\partial z^2} \right),$$

$$r_1 \leq r \leq r_2,$$

$$0 \leq \varphi \leq L_\varphi,$$

$$0 \leq z \leq L_z,$$

где $\partial T(r, \varphi, z, \tau)$ – функция температурного поля в заданной точке объекта; r – толщина трубы, т. е. разность внешнего и внутреннего ее радиусов; a – коэффициент теплопроводности материала, из которого состоит объект; L_φ – исследуемая точка, расположенная в угловой координате φ ; L_z – исследуемая точка, расположенная на расстоянии z от начала исследуемого объекта.

Коэффициент теплопроводности, в свою очередь, рассчитывается следующим образом:

$$a = \frac{\lambda}{c\gamma},$$

где λ – коэффициент теплопроводности материала; γ – плотность материала; c – коэффициент теплоемкости материала.

Для того чтобы учесть изменения температурного поля движущегося внутри НКТ нефтяного потока, приведем уравнение, включающее в себя слагаемое, учитывающее скорость потока:

$$\frac{\partial T_H(r, \varphi, z, \tau)}{d\tau} = a_H \left(\frac{\partial^2 T_H(r, \varphi, z, \tau)}{\partial r^2} + \frac{1}{r_H} \frac{\partial T_H(r, \varphi, z, \tau)}{\partial r} + \frac{1}{r_H^2} \frac{\partial^2 T_H(r, \varphi, z, \tau)}{\partial \varphi^2} + \frac{\partial^2 T_H(r, \varphi, z, \tau)}{\partial z^2} \right) - v \frac{\partial T_H(r, \varphi, z, \tau)}{\partial z},$$

$$0 \leq r \leq r_1,$$

$$0 \leq \varphi \leq L_\varphi,$$

$$0 \leq z \leq L_z,$$

где a_H – коэффициент температуропроводности нефтяного потока; r_H – внутренний радиус трубы; v – скорость потока жидкости.

Чтобы провести расчет корректно, необходимо учесть условия равенства температур и тепловых потоков на границе раздела сред с теплопроводностью трубы λ_T и потока нефти λ_H .

$$\lambda_T \frac{\partial T_T(r_1, \varphi, z, \tau)}{d\tau} = \lambda_H \frac{\partial T_H(r_1, \varphi, z, \tau)}{d\tau};$$

$$\partial T_T(r_1, \varphi, z, \tau) = \partial T_H(r_1, \varphi, z, \tau).$$

Для решения данной системы уравнений необходимо заменить его составляющие конечно-разностными аналогами, тогда в дискретной форме уравнения примут следующий вид:

$$dT_{Ta,b,c,k} = \alpha_T dk \times \left(\frac{T_{a-1,b,c,k-1} - 2T_{a,b,c,k-1} + T_{a+1,b,c,k-1}}{da^2} + \frac{1}{r_m} \frac{T_{a,b,c,k-1} - T_{a-1,b,c,k-1}}{da} + \frac{1}{r_T^2} \frac{T_{a,b-1,c,k-1} - 2T_{a,b,c,k-1} + T_{a,b+1,c,k-1}}{db^2} + \frac{T_{a,b,c-1,k-1} - 2T_{a,b,c,k-1} + T_{a,b,c+1,k-1}}{dc^2} \right),$$

$$dT_{Hm,b,c,k} = \alpha_H dk \times \left(\frac{T_{m-1,b,c,k-1} - 2T_{m,b,c,k-1} + T_{m+1,b,c,k-1}}{dm^2} + \frac{1}{r_H} \frac{T_{m,b,c,k-1} - T_{m-1,b,c,k-1}}{dm} + \frac{1}{r_H^2} \frac{T_{m,b-1,c,k-1} - 2T_{m,b,c,k-1} + T_{m,b+1,c,k-1}}{db^2} + \frac{T_{m,b,c-1,k-1} - 2T_{m,b,c,k-1} + T_{m,b,c+1,k-1}}{dc^2} \right) - v \frac{T_{m,b,c,k-1} - T_{m,b,c-1,k-1}}{dc};$$

$$\lambda_T \frac{T_{a+1,b,c,k-1} - T_{a,b,c,k-1}}{da} = \lambda_H \frac{T_{m,b,c,k-1} - T_{m-1,b,c,k-1}}{dm},$$

где a, b, c, k – параметры температурного поля в начальной, конечной, исследуемой и последующей точки измерения; α_T, α_H – текущие значения коэффициентов температуропроводности трубы и нефтяного потока.

Зададим параметры для реализации задачи в программной среде Delphi:

Шаг дискретизации по координате r для трубы: $da = 0.2$.

Шаг дискретизации по координате r для нефти: $dm = 0.1$.

Шаг дискретизации по координате φ : $db = 0.3$.

Шаг дискретизации по координате z : $dc = 10$.

Шаг дискретизации по координате dk : $dk = 4$.

Количество шагов дискретизации по координате r для трубы: $Na = 5$.

Количество шагов дискретизации по координате r для нефти: $Nm = 5$.

Количество шагов дискретизации по координате φ : $Nb = 10$.

Количество шагов дискретизации по координате z : $Nc = 50$.

Количество шагов дискретизации по времени: $Nk = 1000$.

Реализовать описанную модель можно с помощью различных программных средств, в числе которых Mathcad, Scilab, MatLab. Однако в данной работе было принято решение воспользоваться программной средой Embarcadero RAD Studio 10.3. Данная среда позволяет создать приложение с понятным интерфейсом и решить поставленную задачу в полной мере.

Численный пример. Решение поставленной задачи представляется возможным с помощью программной среды Embarcadero RAD Studio 10.3. Ниже приведен фрагмент кода программы, отвечающий за описание констант, которые будут фигурировать в дальнейшем расчете:

```
procedure TForm1.Button1Click(Sender: TObject);
const
  da = 0.2; db = 0.3; dc = 10; dk = 0.01; dm = 0.1;
  Na = 5; Nb = 10; Nc = 50; Nk = 1000; Nm = 5;
```

Описание массивов и переменных определяется следующим блоком:

```
var
  a,b,c,k,m,rt,phit,zt,ri,phin,zn:integer;
  Tt:array[1..Na,1..Nb,1..Nc]of real;
  Tn:array[1..Nm,1..Nb,1..Nc]of real;
  dTt:array[1..Na,1..Nb,1..Nc]of real;
  dTn:array[1..Nm,1..Nb,1..Nc]of real;
  v,tzab,tust,lt,ln,r1,r2,at,an,Lz:real;
  label label1;
```

После присвоения переменным введенных с клавиатуры значений необходимо описать начальные и граничные условия. Ниже приведен соответствующий фрагмент кода программы:

```
c := 1;
label1:
for a := 1 to Na do
for m := 1 to Nm do
for b := 1 to Nb do
begin
  Tt[a,b,c] := tzab-(tzab-tust)/Nc*c;
  Tn[m,b,c] := tzab-(tzab-tust)/Nc*c; // начальные
условия
end;
c := c+1;
while c <= Nc do goto label1;
for b := 1 to Nb do
for c := 1 to Nc do
// for k := 1 to Nk do
begin
  Tt[1,b,c] := Tn[Nm,b,c]; //граница раздела
(условие равенства температур)
end;
```

В главном блоке программы осуществляется расчет приращений, а затем и расчет непосредственно температурного поля в точке с заданными координатами. Далее приведен фрагмент кода программы, где описываются данные операции:

```
begin
  dTt[a,b,c] := at*dk*((Tt[a-1,b,c]-2*Tt[a,b,c] +
  Tt[a+1,b,c])/(da*da)
  +1/(r2-r1)*(Tt[a,b,c]-Tt[a-1,b,c])/da+1/((r2-
  r1)*(r2-r1))*(Tt[a,b-1,c]-
  2*Tt[a,b,c]+Tt[a,b+1,c])/(db*db)+(Tt[a,b,c-1]-
  2*Tt[a,b,c]+Tt[a,b,c+1])/(dc*dc)); // расчет при-
ращений
  dTn[m,b,c] := an*dk*((Tn[m-1,b,c]-2*Tn[m,b,c]
  + Tn[m+1,b,c])/(dm*dm)
  +1/r1*(Tn[m,b,c]-Tn[m-
  1,b,c])/dm+1/(r1*r1)*(Tn[m,b-1,c]-
  2*Tn[m,b,c]+Tn[m,b+1,c])/(db*db)+(Tn[m,b,c-
  1]-
  2*Tn[m,b,c]+Tn[m,b,c+1])/(dc*dc))-
  v*(Tn[m,b,c]-Tn[m,b,c-1])/dc;
begin
  Tt[a,b,c] := Tt[a,b,c]+dTt[a,b,c]; // температур-
ное поле трубы
  Tn[m,b,c] := Tn[m,b,c]+dTn[m,b,c]; // темпера-
турное поле нефтяного потока
end;
for b := 2 to Nb-1 do
for c := 2 to Nc-1 do
begin
  Tt[1,b,c] := (ln*Tn[Nm-1,b,c] + lt*Tt[2,b,c])/(lt+ln);
  Tn[Nm,b,c] := (ln*Tn[Nm-1,b,c] +
  lt*Tt[2,b,c])/(lt+ln); // граница раздела сред
end;
```

Методика проведения эксперимента. С целью осуществления более детального анализа распределения температурного поля в насосно-компрессорной трубе нефтяной скважины актуальна задача разработки системы мониторинга температурного поля, которая позволила бы получить набор данных для статистической обработки и визуализировать их. Регрессионная модель, полученная на основе экспериментальных данных, может дать представление о процессе изменения температурного поля, более приближенное к реальному, нежели аналитическая модель, которая, в свою очередь, отражает идеальный или же эталонный вариант распределения температуры внутри НКТ [6]–[9].

Макет установки включает в себя следующие составляющие: непосредственно систему мониторинга температурного поля, металлическую трубу с заглушкой, термос для поддержания относительно высокой температуры в нижней части

трубы, емкость для льда, закрепленную в верхней части трубы. Труба заключена в теплоизоляционную оболочку для того, чтобы процесс ее остывания происходил медленнее и можно было получить приблизительные данные установившегося температурного режима.

Процесс проведения эксперимента можно разделить на следующие основные этапы:

1. Сборка установки: собранная заранее система мониторинга температурного поля объектов присоединяется к металлической трубе. Датчики закрепляются на трубе на равных расстояниях друг от друга.

2. Труба помещается в теплоизоляционную оболочку и закрепляется в вертикальном положении с помощью треноги.

3. Затем труба прогревается изнутри горячей водой, чтобы при измерениях получить более широкий диапазон значений, уменьшая отдачу тепла, уходящего на прогрев трубы. Вода после первого прогрева сливается.

4. Система мониторинга температурного поля подключается к компьютеру.

5. Нижняя часть трубы с заглушкой помещается в термос с горячей водой, в емкость, закрепленную в верхней части трубы, помещается лед.

6. Внутрь трубы до ее основания помещается пластиковая трубка, через которую вливается горячая вода той же температуры, что и внутри термоса. Необходимость наличия пластиковой трубки объясняется тем, что трубу нужно прогревать снизу вверх, иначе данные будут некорректными. Если вливать горячую воду в трубу сверху без пластиковой трубки, то теплоотдача будет происходить сначала в верхней части трубы и, дойдя до основания трубы, вода уже будет иметь более низкую температуру, но корректная модель требует распределения температуры таким образом, чтобы нижняя часть трубы была более горячей, а верхняя – более холодной, что будет имитировать распределение температурного поля на участке НКТ, где ближе к забою скважины наблюдаются более высокие значения температуры, а ближе к устью – более низкие.

7. Система мониторинга температурного поля подключается к компьютеру и запускается сбор данных.

8. При достижении температурой значения 30 °С (приблизительная температура насыщения нефти парафином) на самом нижнем датчике сбор

данных прекращается, поскольку дальнейшие данные не имеют ценности для построения модели.

9. Обработка полученных данных и разработка регрессионной модели.

Монтаж экспериментальной установки.

Для реализации измерений были выбраны цифровые температурные датчики DS18B20. Такие датчики позволяют определить температуру в диапазоне от –55 до +125 °С и получать данные в виде цифрового сигнала с 12-битным разрешением по One-Wire протоколу.

Передача данных с датчиков на компьютер осуществляется через микроконтроллер Arduino UNO R3 (clone) CH340 micro-USB. Сигнал с датчиков считывается через вход D2. Также в схему рекомендуется включить резистор сопротивлением 5.1 кОм между подачей сигнала и питанием. Система подключается к компьютеру с помощью USB-кабеля, через который поступает питание и осуществляется обмен данными между компьютером и системой. Программа служит для создания заготовок печатных плат, однако в данном случае представляет собой средство наглядной демонстрации схемы.

Всего схема включает 10 датчиков, один из которых предназначен для измерения температуры воды, вливаемой в трубу, а остальные девять распределены по поверхности трубы через равные интервалы. Длина участка трубы, на котором производятся измерения, составляет 178 см, т. е. датчики находятся на расстоянии 22.25 см друг от друга.

Эксперимент. После упорядочивания адресов в скетче Arduino система мониторинга температурного поля полностью готова к работе. Вид установки для проведения эксперимента представлен на рис. 1.

Далее была запущена специально разработанная программа, с помощью которой осуществляется сбор данных с каждого датчика и происходит их последующая обработка. Запись данных происходит до тех пор, пока на нижнем датчике, не будет достигнута температура насыщения (в данном случае была выбрана температура 30 °С). Это обосновано тем, что для построения модели необходимо получить массив данных, характеризующий смещение точки начала кристаллизации парафинов в зависимости от температур в верхней и нижней частях трубы. Т. е., данные после момента, когда температура насыщения будет достигнута в самой горячей части трубы, не актуальны.



Рис. 1

Построение регрессионной модели. После запуска системы начинается анализ и обработка полученных данных. Для того, чтобы построить регрессионную модель, необходимо выбрать из полученной ранее базы данных определенные строки, вычислить, на какой высоте будет находиться точка начала кристаллизации парафинов при различном распределении температурного поля. Графики распределения температурного поля трубы в разные моменты времени, пересеченные графиком температуры начала кристаллизации парафинов, наглядно представлены на рис. 2.

Распределения по графикам показаны в порядке убывания. График показывает изменения температуры в диапазоне от 0 до 90 °С, в НКТ – от точки монтажа (на графике значение 0) до границы на расстоянии 178 см.

По проекциям точек пересечения графиков распределения и температуры насыщения на ось x строится график, на основе приближения к которому разрабатывается регрессионная модель, отражающая зависимость положения точки начала кристаллизации в зависимости от температур на концах трубы. Точки графика, к которому осуществлялось приближение, находились вручную, а сама модель была построена с помощью инструмента среды MS Excel «Регрессия». Результат применения данного инструмента представлен на рис. 3.

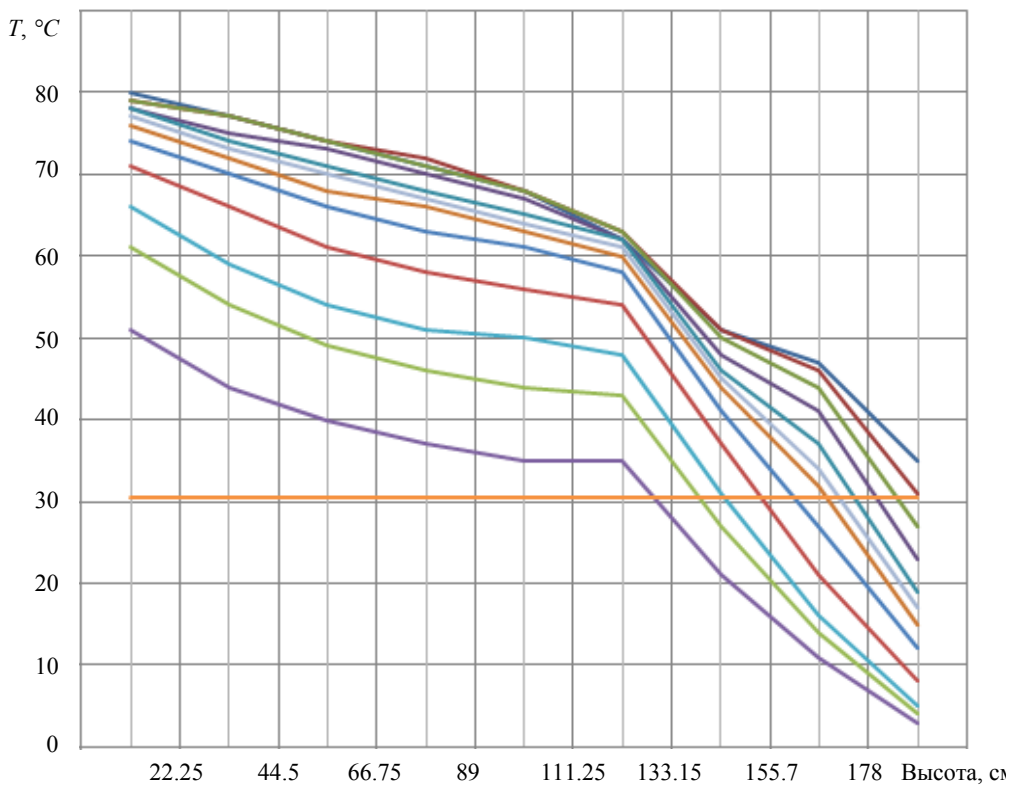


Рис. 2

Регрессионная статистика						
Множест	0,978927659					
R-квадрат	0,958299362					
Нормиров	0,946384894					
Стандарт	4,02737104					
Наблюден	10					
Дисперсионный анализ						
	df	SS	MS	F	Значимость F	
Регрессия	2	2609,155	1304,577	80,43157	1,48081E-05	
Остаток	7	113,538	16,21972			
Итого	9	2722,693				
Корреляционная матрица						
	Коэффициенты	Числитель	Значение	Нижние 95%	Верхние 95%	
Y-пересеч	175,8524837	16,57847	10,60728	1,45E-05	136,6506286	215,0543
Переменн	0,008945349	0,279684	0,031984	0,975378	-0,652402793	0,670293
Переменн	-2,056353232	0,308501	-6,66562	0,000286	-2,785843143	-1,32686

Рис. 3

Таким образом, уравнение предполагаемой модели можно представить в виде

$$y = 175.85248 + 0.00895x_1 - 2.05635x_2,$$

Коэффициент детерминации данной регрессионной модели составил 0.95, что свидетельствует о достаточной ее точности.

Тем не менее, было принято решение создать программу, которая будет автоматически строить уравнение регрессии и находить положение точки начала кристаллизации на основе данных, полученных с помощью системы мониторинга температурного поля объектов, и некоторых входных параметров. При создании данной программы стояла задача не только описания механизма построения модели, но и выявления тех точек, на основе приближения к которым и будет строиться модель. Для этого была создана специальная функция с составным типом данных, результат вычисления которой – непосредственно искомая высота точки, а также значения температуры на крайних датчиках системы. Фрагмент программы, описывающий данную функцию, представлен далее:

```
function
TForm1.findhigh(pole1,pole2:string;y,dx:real;
n:integer):pointinfo;
var
prev,next:real;
begin
Adotable1.FindFirst;
while Adotable1.FieldName(pole2).AsSingle
> y do
begin
Adotable1.FindNext;
end;
```

```
prev:=Adotable1.FieldName(pole1).AsSingle;
next:=Adotable1.FieldName(pole2).AsSingle; /
findhigh.high := (y-prev)*dx/(next-prev)+(n-
1)*dx;
findhigh.templow:=Adotable1.FieldName('По
ле1').AsSingle;
findhigh.temphigh:=Adotable1.FieldName('По
ле 9').AsSingle;
end;
```

Аналогичным образом заполняются остальные элементы массивов вплоть до задействования функцией первого поля таблицы данных.

Далее, чтобы получить уравнение регрессии, отражающее влияние температуры на концах трубы, на положение точки температуры начала кристаллизации, будем оперировать полученными массивами данных. Необходимо просуммировать элементы внутри массивов, где хранятся значения влияющих факторов и результирующего признака, а также внутри массивов, элементы которых – это произведения рассматриваемых значений. Затем, используя полученные суммы, нужно составить систему уравнений следующего вида:

$$\begin{cases} \sum y_i = nb_0 + b_1 \sum x_{1i} + b_2 \sum x_{2i}; \\ \sum x_{1i}y_i = \sum x_{1i}b_0 + b_1 \sum x_{1i}^2 + b_2 \sum x_{1i}x_{2i}; \\ \sum x_{2i}y_i = \sum x_{2i}b_0 + b_1 \sum x_{1i}x_{2i} + b_2 \sum x_{2i}^2, \end{cases}$$

где x_1 и x_2 – факторы (значения температуры на нижнем и верхнем датчиках соответственно); y – результирующий признак (положение точки начала кристаллизации); n – количество элементов массива; b_0 , b_1 , b_2 – искомые коэффициенты уравнения.

Чтобы получить коэффициенты уравнения регрессии, необходимо решить приведенную систему уравнений. В данной программе решение осуществляется методом Крамера. Для этого формируются четыре матрицы, с помощью специально созданной функции вычисляются их определители, а затем выполняется непосредственно расчет искомых коэффициентов. В результате работы программы эти коэффициенты уравнения регрессии были получены.

Таким образом, полученное уравнение регрессии принимает следующий вид:

$$y = -17.28 + 2.23x_1 + 0.50x_2.$$

Верификация регрессионной модели. Оценим значимость найденного уравнения согласно критерию Фишера. Для этого необходимо рассчитать значения факторной и остаточной дисперсий:

$$S_y^2 = \frac{\sum (y_i - \hat{y}_i)^2}{n - m} = \frac{6359.87}{16 - 2} = 454.28;$$

$$S_1^2 = \frac{\sum (y_i - \bar{y}_i)^2}{n - 1} = \frac{43942.40}{16 - 1} = 2929.49,$$

где n – число элементов; m – число параметров уравнения.

Тогда расчетное значение критерия Фишера

$$F_p = \frac{S_y^2}{S_1^2} = \frac{454.28}{2929.49} \approx 0.16.$$

Табличное значение критерия Фишера:

$$F_{кр} = 3.8.$$

Поскольку расчетное значение критерия меньше табличного при заданном уровне значимости $\alpha = 0.05$, модель можно считать статистически значимой, а влияние факторов на результирующий признак – неслучайным.

Коэффициент детерминации модели

$$R^2 = 1 - \frac{S_y^2}{S_1^2} = 1 - 0.16 \approx 0.85.$$

Далее рассчитаем среднюю ошибку аппроксимации

$$\bar{A} = \frac{1}{n} \sum \left| \frac{y_i - \hat{y}_i}{y_i} \right| \cdot 100\% = \frac{1}{16} \cdot 6.12 \cdot 100\% = 38.2\%.$$

Значение ошибки достаточно велико, однако принято считать, что если значение ошибки лежит в пределах от 20 до 50 %, то модель удовлетворительная.

Для того чтобы определить степень влияния факторов на результирующий признак, рассчитаем стандартизированные коэффициенты регрессии и коэффициенты эластичности.

Таким образом, стандартизированные коэффициенты принимают следующие значения:

$$\beta_1 = \frac{r_{yx1} - r_{yx2}r_{x1x2}}{1 - r_{x1x2}^2} = \frac{0.93 - 0.77 \cdot 0.83}{1 - 0.83^2} \approx 0.94;$$

$$\beta_2 = \frac{r_{yx2} - r_{yx1}r_{x1x2}}{1 - r_{x1x2}^2} = \frac{0.77 - 0.93 \cdot 0.83}{1 - 0.83^2} \approx -0.006.$$

Коэффициенты эластичности:

$$\Theta_1 = b_1 \frac{\bar{x}_1}{\bar{y}} = 2.23 \cdot \frac{49.5}{96.2} \approx 1.15;$$

$$\Theta_2 = b_2 \frac{\bar{x}_2}{\bar{y}} = 0.5 \cdot \frac{7.9}{96.2} \approx 0.041.$$

Основываясь на полученных значениях коэффициентов, можно сделать вывод, что наибольшее влияние на результирующий признак оказывает первый показатель (температура на нижнем датчике). Тем не менее, оба фактора будут приняты как информативные, так как целью задачи представляется нахождение точки с заданной температурой с учетом температурных значений на обоих концах трубы.

Таким образом доказав значимость уравнения регрессии, рассчитаем модельное значение высоты точки начала кристаллизации.

При температуре 65 °С на нижнем датчике и 3 °С – на верхнем, искомая точка, согласно модели, будет находиться на высоте 129.4 см.

Результаты аналитического моделирования и моделирования на основе статистических данных нельзя сравнить с высокой точностью, так как при проведении эксперимента не было учтено движение потока жидкости внутри трубы, а также то, что в случае аналитической модели рассматривается процесс нагрева трубы, а в случае статистической – процесс ее охлаждения, однако это можно сделать косвенно. Процесс нагрева является обратным процессу охлаждения, следовательно, эти процессы протекают по одной траектории, но в противоположных направлениях.

Важность нефти в современном обществе чрезвычайно высока и ежегодно наблюдается рост темпов добычи, однако эксплуатируемые месторождения не способны в полной мере обеспечить потребности рынка. В этих условиях нефтедобывающим компаниям необходимо осуществлять добычу из ранее законсервированных и не эксплуатируемых месторождений. Большая их часть считалась не

рентабельной из-за высокого содержания парафиновых отложений, препятствующих добыче. В данной статье межвузовский коллектив авторов при содействии обучающихся попытался проанализировать существующую проблематику исследования. Полученные в результате анализа уравнения зависимости температурного поля от скорости и начальной температуры потока нефти показали возможность разработки автоматизированных систем управления в данной отрасли. Из проведенных исследований можно сделать следующие выводы:

1. Получена математическая модель потока нефти.

2. Получена экспериментальная регрессионная модель потока нефти.

3. Разработан программно-аппаратный комплекс мониторинга потока высокопарафинистой нефти.

4. Сделаны математические и экспериментальные выводы о виде и свойствах нефтяного потока.

Данные исследования – это промежуточный этап для разработки унифицированных систем диагностики нефтепромыслового оборудования.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Губкин И. М. К вопросу о рациональной разработке нефтяных месторождений // Избр. соч.: в 2 т. М.: Изд-во АН СССР, 1953. Т. 2. С. 160–167.

2. Янгуразова З. А., Юсупова Т. Г., Багаутдинова Е. М. Состояние опытно-промышленной разработки месторождений природных битумов // Междунар. симп. «Нетрадиционные источники углеводородного сырья и проблемы его освоения». СПб., 1992. С. 37–42.

3. Создание и промышленное внедрение комплекса технологий разработки месторождений сверхвязких нефтей / Ш. Ф. Тахаутдинов, Р. К. Сабиров, Н. Г. Ибрагимов, Р. С. Хисамов, Р. Р. Ибатуллин, А. Т. Зарипов. Казань: Фэн, 2011.

4. Обобщение результатов лабораторных и опытно-промышленных работ по извлечению сверхвязкой нефти из пласта / Р. С. Хисамов, М. М. Мусин, К. М. Мусин, И. Н. Файзуллин, А. Т. Зарипов. Казань: Фэн, 2013. С. 232.

5. Хафизов Р. И., Низаев Р. Х., Бурханов Р. Н. Развитие тепловых методов разработки на месторождениях высоковязкой нефти Татарстана // Вестн. ЦКР Роснедра. 2015. № 3. С. 60.

6. Хафизов Р. И., Низаев Р. Х., Бурханов Р. Н. Геологические и гидрогеологические особенности зале-

гания разрабатываемой залежи высоковязкой нефти Ашальчинского месторождения // Вестн. ЦКР Роснедра. 2015. № 4. С. 58–64.

7. Пат. РФ 2578141: МПКЕ21В 43/243. Способ разработки залежи углеводородных флюидов/ Нургалиев Д. К., Шапошников Д. А., Исаков Д. Р., Хафизов Р. И. Заявитель и патентообладатель ФГАОУ ВПО «Казанский (Приволжский) федеральный университет». № 2014154362/03. Заявл. 30.12.14. Оpubл. 20.03.16.

8. Пат. РФ 2597041: МПКЕ21В 43/243. Способ разработки залежи углеводородных флюидов / Нургалиев Д. К., Шапошников Д. А., Исаков Д. Р., Хафизов Р. И., Низаев Р. Х. Заявитель и патентообладатель ФГАОУ ВПО «Казанский (Приволжский) федеральный университет». № 2015135337/03. Заявл. 20.08.15. Оpubл. 10.09.16.

9. Выявление особенностей дренирования запасов Ашальчинского месторождения СВН и возможности оптимизации разработки путем уплотняющего бурения / Р. С. Хисамов, А. Т. Зарипов, С. И. Ибатуллина // Материалы междунар. науч.-практ. конф «Трудноизвлекаемые и нетрадиционные запасы углеводородов: опыт и прогнозы. Казань: Фэн, 2014. С. 372–376.

M. Yu. Shestopalov, I. M. Novozhilov
Saint Petersburg Electrotechnical University

A. N. Ilyushina
Saint Petersburg Technical College of Management and Commerce

Yu. V. Ilyushin
Saint Petersburg Mining University

ANALYSIS AND IDENTIFICATION OF SPATIALLY DISTRIBUTED CONTROL SYSTEMS THERMAL FIELDS

The paper demonstrates the relevance of the selected subject area. The study considers the technological scheme of oil production, as well as methods of automation of its individual sections. The work gives an overview of the reasons contributing to formation of asphalt, resin and paraffin deposits, considers the main characteristics of deposits. The paper gives the analysis of technological process sections that are mostly susceptible to form asphalt, resin and paraffin deposits. As a result, authors obtained a mathematical model of change in the temperature field of oil well tubing and oil flow inside. Transients were described by partial differential equations. Authors have written the software module that provides modeling of technological rise of oil through tubing. In the final part of the study, authors carried out experimental studies and compiled a regression model of the behavior of the temperature field of oil flow in tubing. Based on the studies carried out, reflected in this article, we can make a conclusion about the rheological properties of the oil flow with a high paraffin content.

Oil, systems analysis, modeling, control