

DOI: 10.15593/2499-9873/2021.2.07

УДК 51-74

Н.А. Костарев, Н.М. Труфанова

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия

УПРАВЛЕНИЕ РАБОТОЙ ГРЕЮЩЕГО КАБЕЛЯ НА ОСНОВЕ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПРОЦЕССОВ ТЕПЛОМАССОПЕРЕНОСА В НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЕ

Рассматривается задача управления процессом тепловой депарафинизации нефтегазовых скважин с помощью греющего кабеля. Предложена осесимметричная математическая модель процессов тепломассопереноса в нефтяной скважине, реализация которой позволяет оценить распределение температуры на стенке насосно-компрессорной трубы, определить участок возможного отложения асфальтосмолопарафиновых веществ и необходимые условия для предотвращения их образования. Математическая модель представляет собой систему дифференциальных уравнений, основанную на законах сохранения энергии, массы и количества движения.

Рассмотрены основные принципы управления греющим кабелем, применяемые в современных термоэлектрических установках. Показана неэффективность данных методов, которая приводит к повышенному энергопотреблению и ускоренному старению греющего кабеля.

Предлагается принципиально новый алгоритм управления работой греющего кабеля, основанный на моделировании процессов тепломассопереноса в нефтяной скважине. Применение данного алгоритма позволяет с достаточно высокой точностью получить распределение температуры внутри скважины и определить необходимое время и мощность нагрева для предотвращения отложения асфальтосмолопарафиновых веществ на стенках насосно-компрессорных труб. Алгоритм управления реализуется с учетом технологических параметров добычи, оказывающих существенное влияние на распределение температуры в скважине, и адаптируется под их возможное изменение, вызванное неоднородностью нефтегазового пласта.

Предложенный алгоритм управления нагревательным кабелем позволяет снизить энергопотребление, являющееся основным недостатком тепловой депарафинизации нефтяных скважин, с помощью резистивного нагрева и предотвратить преждевременный выход из строя оборудования, вызванный возможным перегревом греющей кабельной линии.

Результаты, представленные в работе, могут быть полезны при разработке и эксплуатации нефтегазовых скважин, осложненных асфальтосмолопарафиновыми отложениями. Применение предложенной математической модели позволяет оценить эффективность тепловой депарафинизации скважин греющим кабелем на этапе разработки месторождения и сделать выводы об эффективности данного метода борьбы с парафиновыми отложениями. Алгоритм управления, основанный на предложенной математической модели, позволяет эффективно использовать оборудование и снизить капитальные затраты на электроэнергию и межремонтный период скважины.

Ключевые слова: нефтяная скважина, асфальтосмолопарафиновые отложения, парафин, греющий кабель, тепловая депарафинизация, резистивный нагрев, термоэлектрические установки, математическое моделирование, процессы тепломассопереноса, технологический процесс, алгоритмы управления, автоматический нагрев.

N.A. Kostarev, N.M. Trufanova

Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russian Federation

CONTROL OF THE HEATING CABLE OPERATION BASED ON A MATHEMATICAL MODEL OF HEAT AND MASS TRANSFER PROCESSES IN AN OIL WELL

The paper considers the problem of controlling the process of thermal dewaxing of oil and gas wells using a heating cable. An axisymmetric mathematical model of heat and mass transfer processes in an oil well is proposed, the implementation of which makes it possible to estimate the temperature distribution on the wall of a pumping compressor pipe, to determine the area of possible deposition of asphalt-resin-paraffin substances and the necessary conditions to prevent their formation. The mathematical model is a system of differential equations based on the laws of conservation of energy, mass and momentum.

Considers the basic principles of heating cable control used in modern thermoelectric installations. The inefficiency of these methods is shown, which leads to increased energy consumption and accelerated aging of the heating cable.

A fundamentally new algorithm for controlling the operation of a heating cable is proposed, based on modeling the processes of heat and mass transfer in an oil well. The use of this algorithm makes it possible to obtain with a sufficiently high accuracy the temperature distribution inside the well and determine the required heating time and power to prevent the deposition of asphalt-resin-paraffinic substances on the walls of the tubing. The control algorithm is implemented taking into account the technological parameters of production, which have a significant impact on the temperature distribution in the well, and adapts to their possible change caused by the heterogeneity of the oil and gas reservoir.

The proposed heating cable control algorithm makes it possible to reduce energy consumption, which is the main disadvantage of thermal dewaxing of oil wells using resistive heating, and to prevent premature equipment failure caused by possible overheating of the heating cable line.

The results presented in the work can be useful in the development and operation of oil and gas wells complicated by asphalt-resin-paraffin deposits. Application of the proposed mathematical model makes it possible to evaluate the efficiency of thermal dewaxing of wells with a heating cable at the stage of field development and draw conclusions about the effectiveness of this method of combating paraffin deposits. The control algorithm based on the proposed mathematical model makes it possible to effectively use the equipment and reduce capital costs for electricity and well turnaround.

Keywords: oil well, asphalt-resin-paraffin deposits, paraffin, heating cable, thermal dewaxing, resistive heating, thermoelectric installations, mathematical modeling, heat and mass transfer processes, technological process, control algorithms, automatic heating.

Введение

На сегодняшний день, в связи с сокращением запасов маловязкой нефти как в РФ, так и в мире, возрастает доля разрабатываемых месторождений высоковязких, тяжелых углеводородов, для которых характерно высокое содержание растворенных парафинов, что приводит к ряду проблем при извлечении и транспортировке скважинной жидкости. Асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО) – это тяжелые компоненты нефти, которые при определенных термобарических условиях осаждаются на стенках лифтовых труб и оборудовании, тем самым снижая производительность добычи и межремонтный период (МРП).

Осложняющие факторы при добыче нефти формируют сложный фонд скважин, который для большинства нефтедобывающих

предприятий составляет более 40 % всего эксплуатационного фонда [1]. Преобладание тех или иных осложнений зависит от специфики геологических условий, и, как правило, именно АСПО являются наиболее серьезной и распространенной проблемой, занимающей наибольшую долю осложненного фонда [2]. На решение проблемы парафиновых отложений расходуется значительное количество ресурсов, что приводит к увеличению себестоимости добываемого сырья. Оптимизация и повышение эффективности методов борьбы с АСПО является одной из наиболее актуальных задач и требует современных фундаментальных изысканий.

1. Проблема управления греющим кабелем современных термоэлектрических установок

Многочисленные промысловые исследования показали, что одним из наиболее эффективных способов борьбы с отложениями парафина является применение нагревательных кабелей [3–5]. Данный метод основан на особенностях осаждения АСПО, которое происходит по кристаллическому механизму, а определяющим фактором является снижение температуры потока нефтяной жидкости ниже температуры кристаллизации парафина.

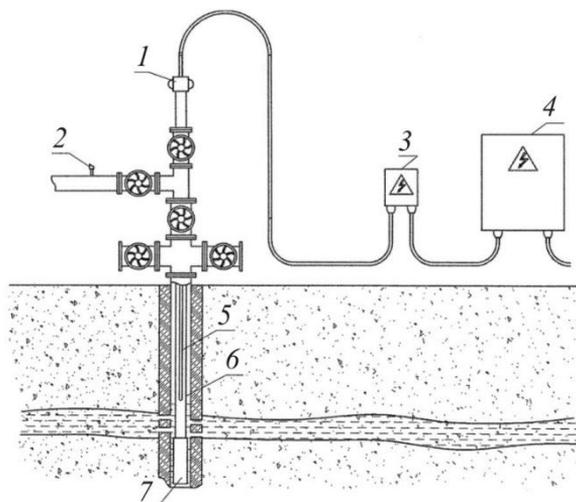


Рис. 1. Схема установки для прогрева скважин греющим кабелем:
1 – устьевой сальник; 2 – термодатчик; 3 – клеммная коробка; 4 – станция управления; 5 – греющий кабель; 6 – насосно-компрессорная труба (НКТ); 7 – электрический центробежный насос (ЭЦН)

Установка прогрева скважин, изображенная на рис. 1, представляет собой комплекс оборудования, состоящий из станции управления, питающих кабелей, греющего кабеля, датчика температуры, коробки клеммной соединительной и при необходимости – повышающего или понижающего трансформатора.

Нагревательные кабели, в отличие от силовых, сами являются нагрузкой, а выделение тепла происходит за счет омических потерь в токопроводящих жилах (ТПЖ) при протекании электрического тока.

Современные термоэлектрические установки прогрева скважин позволяют определять температуру нагревательного кабеля на основе зависимости омического сопротивления токопроводящих жил от температуры [6]. Зная значения измеренных токов и питающего напряжения, можно определить величину сопротивления жилы. С другой стороны, используя заданную величину удельного сопротивления и температурного коэффициента сопротивления материала жилы, можно вычислить текущую среднюю температуру жилы T :

$$T = \frac{1}{\alpha_{20}} \left(\frac{R}{R_{20} (1 + \gamma_s + \gamma_p)} - 1 \right) + 20,$$

где R_{20} – сопротивление жилы постоянному току при 20 °С; α_{20} – температурный коэффициент сопротивления; T – температура жилы; γ_s – коэффициент поверхностного эффекта; γ_p – коэффициент эффекта близости.

Данный подход дает значение средней температуры ТПЖ по всей длине нагревательного кабеля. Реальная температура жилы зависит от технологических параметров добычи, таких как скорость и температура нефтяной жидкости, геотермальное распределение температуры пород, теплофизические свойства материалов и размеры конструктивных элементов, и является переменной величиной по глубине скважины, что изображено на рис. 2.

Несоответствие реальной температуры токопроводящей жилы и средней расчетной температуры приводит к неэффективному использованию оборудования, работе греющего кабеля при температуре выше длительно допустимой для изоляции или ниже температуры кристаллизации парафина, что приводит к образованию отложений [7].

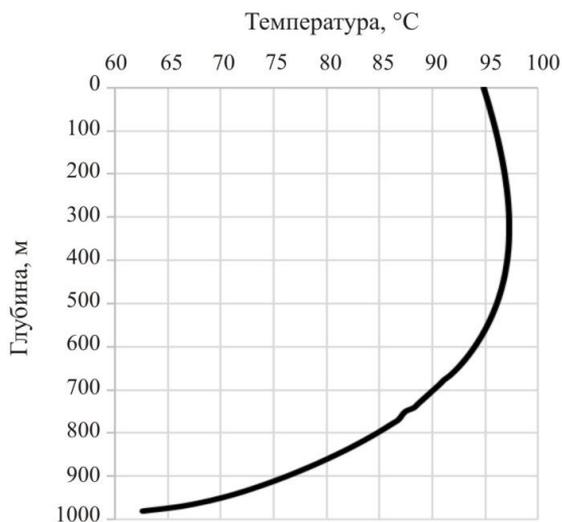


Рис. 2. Распределение значений температуры токопроводящей жилы кабеля АКГТн 6×4 при работе с удельной мощностью нагрева, равной 30 Вт/м [7]

Наиболее значимой проблемой в работе термоэлектрических установок нагрева на основе средней расчетной температуры ТПЖ является то, что этот параметр не дает понимания о распределении температуры по длине насосно-компрессорной трубы (НКТ). Температура внутренней стенки НКТ является определяющей для процесса отложения асфальтосмолопарафиновых веществ, и если она ниже температуры кристаллизации парафина, то возникают необходимые условия для создания подложки на стенках труб и дальнейшего роста парафиновых отложений [8–11]. Для удаления отложившихся АСПО их необходимо нагреть выше температуры плавления парафина, значение которой зависит от геологических условий и для некоторых месторождений может быть выше температуры кристаллизации на десятки градусов. Достичь данной температуры силами термоэлектрических установок не всегда является возможным, что приводит к капитальным затратам, вызванным необходимостью применения дополнительных методов борьбы с АСПО, направленных на их удаление (механическая очистка, промывка горячим теплоносителем и др.) [12–14].

Вышеизложенные проблемы современных термоэлектрических установок, основанных на резистивном нагреве, могут быть решены с помощью современных методов управления технологическими процессами с использованием цифровых моделей.

2. Математическая модель

Нефтяная скважина представляет собой многослойную конструкцию, поперечное сечение которой представлено на рис. 3 (грунт, окружающий скважину, на рисунке не представлен для соблюдения масштабов). В работе рассматривается нефтяная скважина с нагревательным кабелем марки КГТн, расположенным в центре насосно-компрессорной трубы. Математическая модель движения и теплопереноса в нефтяной скважине основывается на законах сохранения массы, количества движения и энергии и представляет собой систему дифференциальных уравнений, замкнутую краевыми и начальными условиями.

В работе были сделаны следующие допущения:

- 1) задача осесимметричная, нестационарная;
- 2) течение ламинарное;
- 3) теплофизические свойства твердых материалов не зависят от температуры;
- 4) бесконечный массив земли заменен ограниченной областью;
- 5) греющий кабель расположен в центре насосно-компрессорной трубы.

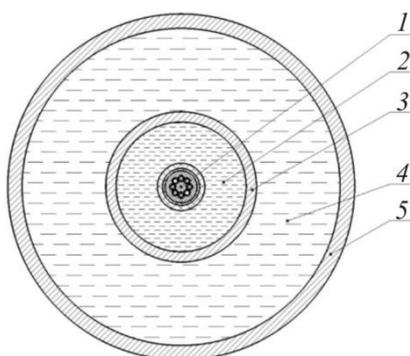


Рис. 3. Поперечное сечение нефтяной скважины: 1 – греющий кабель; 2 – добываемая нефтяная жидкость; 3 – насосно-компрессорная труба; 4 – нефтяная жидкость в затрубном пространстве; 5 – обсадная колонна

Система дифференциальных уравнений с учетом сделанных допущений имеет вид:

– уравнение несжимаемости:

$$-\rho_j \left(\frac{\partial U_r}{\partial r} + \frac{\partial U_z}{\partial z} \right) = 0. \quad (1)$$

– уравнения движения:

$$\rho_j \left(\frac{\partial U_r}{\partial t} + U_{j_r} \frac{\partial U_r}{\partial r} + U_{j_z} \frac{\partial U_r}{\partial z} \right) = - \frac{\partial P_j}{\partial r} + \mu_j \left(\frac{\partial^2 U_r}{\partial r^2} + \frac{\partial^2 U_r}{\partial z^2} \right), \quad (2)$$

$$\rho_j \left(\frac{\partial U_z}{\partial t} + U_{j_r} \frac{\partial U_z}{\partial r} + U_{j_z} \frac{\partial U_z}{\partial z} \right) = - \frac{\partial P_j}{\partial z} + \mu_j \left(\frac{\partial^2 U_z}{\partial r^2} + \frac{\partial^2 U_z}{\partial z^2} \right). \quad (3)$$

– уравнение энергии для нефтяной жидкости и попутного нефтяного газа:

$$c_j \rho_j \left(\frac{\partial T}{\partial t} + U_r \frac{\partial T}{\partial r} + U_z \frac{\partial T}{\partial z} \right) = \lambda_j \left(\frac{\partial^2 T}{\partial r^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} \right) + Q_v. \quad (4)$$

– уравнение теплопроводности для твердых элементов конструкции скважины:

$$c_j \rho_j \left(\frac{\partial T}{\partial t} \right) = \lambda_j \left(\frac{\partial^2 T}{\partial r^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} \right); \quad (5)$$

– уравнение теплопроводности для греющего кабеля:

$$c_j \rho_j \left(\frac{\partial T}{\partial t} \right) = \lambda_j \left(\frac{\partial^2 T}{\partial r^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} \right) + Q, \quad (6)$$

где r, z – цилиндрические координаты; i и j – индексы исследуемых областей: $j = 1$ (нефть), $j = 2$ (попутный нефтяной газ в затрубном пространстве), $i = 1$ (насосно-компрессорная труба), $i = 2$ (эксплуатационная колонна), $i = 3$ (грунт), $i = 4$ (изоляция кабеля), $i = 5$ (оболочка кабеля); U_r, U_z – компоненты вектора скорости; T – температура; t – время; P_j – давление; ρ – плотность среды; μ – вязкость среды; c – теплоемкость среды; λ – теплопроводность среды; Q_v – диссипативные источники тепла; Q – тепло, выделяемое греющим кабелем.

Система дифференциальных уравнений (1–6) замыкается следующими граничными условиями: на входе в насосную трубу задается температура нефтяной жидкости и эпюра скоростей, соответствующая дебиту скважины; на устье скважины задается режим установившегося течения и условие конвективного теплообмена, а на поверхности, ограничивающей массив земли, задается распределение температуры, соответствующее геотерме

$$q = \alpha(T_0 - T_{\text{поверх}}). \quad (7)$$

$$T_{\text{зм}} = T(z). \quad (8)$$

На границе раздела разнородных сред задается условие идеального теплового контакта, для скоростей в центре НКТ – условие максимума скорости, а на стенках – условия прилипания и непроницаемости:

$$T^{(n)}|_{r_i} = T^{(n+1)}|_{r_i}, \quad (9)$$

$$\lambda_n \frac{\partial T^{(n)}}{\partial r} \Big|_{r_i} = \lambda_{n+1} \frac{\partial T^{(n+1)}}{\partial r} \Big|_{r_i}. \quad (10)$$

На токопроводящих жилах греющего кабеля задается тепловой поток, равный джоулевым потерям при протекании электрического тока по проводнику.

Задача решается численно, методом конечных объемов с учетом распределения температуры по глубине скважины, рассеивания тепла в грунт и переноса тепла за счет движения нефти от забоя к устью.

В результате решения поставленной задачи получены поля температур во всех элементах нефтяной скважины и, прежде всего, изменение температуры по длине НКТ.

3. Алгоритм управления

Характер изменения температуры по длине НКТ определяется целым рядом параметров: параметрами добычи нефти, теплофизическими и реологическими свойствами добываемой нефтяной жидкости, геометрическими размерами скважины, теплофизическими свойствами грунта и конструктивных элементов [15–17]. Реализация разработанной математической модели процессов тепломассопереноса нефти в скважине позволяет определить взаимосвязь между различными параметрами процесса и результирующей температурной зависимостью по длине НКТ.

В то же время в процессе нагрева нефти греющим кабелем, с одной стороны, необходимо не допустить отложение АСПО, с другой – важным является снижение энергопотребления, которое может быть достигнуто выбором рационального периодического режима нагрева, и, в-третьих, температура токопроводящей жилы греющего кабеля не должна превышать значение длительно допустимой температуры нагрева.

Таким образом, при решении задачи управления процессом асфальтосмолопарафиновых отложений при добыче нефти необходимо соблюдать следующие условия:

- 1) температура нефтяной жидкости скважины должна быть выше температуры кристаллизации парафина;
- 2) энергопотребление должно быть минимально возможным;
- 3) температура токопроводящих жил не должна превышать длительно допустимую температуру нагрева изоляции кабеля.

В процессе управления греющим кабелем можно выделить следующие основные параметры:

- Характеристики кабеля: длина ($L_{\text{каб}}$), сечение токопроводящих жил ($S_{\text{каб}}$), удельное сопротивление материала ТПЖ ($\rho_{\text{каб}}$), температурный коэффициент сопротивления ТПЖ ($\alpha_{\text{каб}}$), длительно допустимая температура нагрева (T_{max}), удельная мощность нагрева $P_{\text{уд}}$.

- Конструктивные размеры скважины: диаметр и толщина стенки эксплуатационной колонны ($D_{\text{ЭК}}, \Delta_{\text{ЭК}}$), диаметр и толщина насосно-компрессорной трубы ($D_{\text{НКТ}}, \Delta_{\text{НКТ}}$), глубина забоя ($L_{\text{заб}}$).

- Технологические параметры добычи: дебит скважины ($Q_{\text{скв}}$), температура нефти в забое ($T_{\text{заб}}$); температура кристаллизации АСПО ($T_{\text{кр}}$), геотерма ($T_{\text{Г}}$), величина динамического уровня ($H_{\text{дин}}$).

- Реологические и теплофизические свойства материалов и нефтяной жидкости: плотность (ρ_i), теплопроводность (λ_i), удельная теплоемкость (C_i), динамическая вязкость (μ_i).

Порядок работы алгоритма:

1. Вводятся данные: характеристики кабеля, конструктивные размеры объекта, технологические параметры, реологические и теплофизические свойства, описанные выше.

2. Вычисляется распределение температуры ТПЖ ($T_{\text{ТПЖ}}$) и на внутренней поверхности насосно-компрессорной трубы ($T_{\text{НКТ}}$) по глубине за время нагрева ($t_{\text{нагр}}$). Время нагрева увеличивается до тех пор, пока рассчитанное значение температуры на устье скважины ($T_{\text{НКТ}}$) не

будет превышать температуру кристаллизации парафина на $5\text{ }^{\circ}\text{C}$. Если данное условие не достигнуто, а $(T_{\text{ТПЖ}})$ превысила длительно допустимую температуру нагрева изоляции (T_{max}) , выводится сообщение о возможном перегреве кабеля и необходимости использования кабеля с более высоким температурным индексом.

3. Определяется максимально возможное время охлаждения $t_{\text{охлажд}}$ необходимое для поддержания температуры в скважине выше температуры кристаллизации парафина. Если $t_{\text{охлажд}} < 5$ мин, то происходит увеличение времени нагрева $t_{\text{нагр}}$ для снижения числа коммутаций установки и повышенного энергопотребления, вызванного пусковыми токами.

4. Вычисленные значения $t_{\text{нагр}}$, $t_{\text{охлажд}}$ используются в качестве управляющих воздействий на объект управления (нефтяная скважина с греющим кабелем).

5. Контроль температуры токопроводящих жил осуществляется путем сравнения $T_{\text{ТПЖ}}$ (расчетная модель) и среднего значения температуры $T_{\text{ТПЖ ср}}$, полученного из величины протекающих токов и зависимости сопротивления проводника от температуры.

6. Корректировка и адаптация модели происходит путем сравнения $T_{\text{НКТ}}$ с показаниями датчика температуры на устье $T_{\text{уст}}$ в моменты времени $t = t_{\text{нагр}}$ и $t = t_{\text{нагр}} + t_{\text{охлажд}}$. При несоответствии расчетных и реальных значений температуры в модель вводятся поправочные коэффициенты. Рассогласование расчетных и реальных значений может быть вызвано непостоянством технологического процесса добычи нефти вследствие неоднородности нефтяного пласта.

Функциональная схема, реализующая поставленную задачу, представлена на рис. 4. В качестве объекта управления выступает добывающая скважина, оборудованная греющим кабелем для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений. Управляющее устройство осуществляет контроль параметров, таких как $T_{\text{уст}}$, $T_{\text{ТПЖ}}$ и $T_{\text{НКТ}}$, защиту силовых цепей, цепей управления и нагрев с постоянной мощностью $P = P_{\text{уд}}$ в течение времени $t_{\text{нагр}}$ и охлаждение ($P = 0$) в течение времени $t_{\text{охлажд}}$.

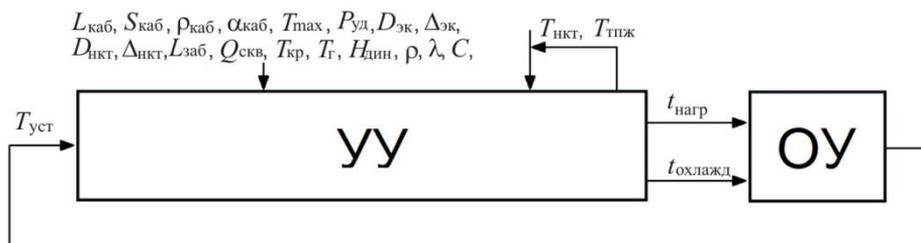


Рис. 4. Функциональная схема: УУ – устройство управления, ОУ – объект управления

Алгоритм расчета $t_{нагр}$ и $t_{охлажд}$ представлен в виде блок-схемы на рис. 5.

Вычисление данных параметров производится автоматически при запуске системы и инициализации модели. После определения времени нагрева и охлаждения выполняется запуск установки в работу и контроль параметров. При рассогласовании расчетных и действительных значений установка переходит в режим ожидания для адаптации модели. После корректировки исходных данных снова запускает нагрев с дальнейшим контролем параметров, работа установки осуществляется по пересчитанным $t_{нагр}$ и $t_{охлажд}$. За подачу и отключение питающего напряжения на греющий кабель отвечает электромагнитный контактор, который управляется программируемым логическим контроллером и входит в состав станции управления, выполняющей функции защиты и регулирования технологического процесса нагрева.

Реализация предложенного в работе алгоритма позволяет решить проблему АСПО при добыче нефти с максимальной энергоэффективностью. Это достигается за счет оптимальных значений времени нагрева и охлаждения, полученных в результате реализации математической модели, учитывающей процессы теплопереноса в нефтяной скважине.

В качестве подтверждения эффективности подхода, представленного в работе, был выполнен численный эксперимент, в основе которого лежит разработанный алгоритм. В результате эксперимента был получен рациональный режим работы, не допускающий нагрев кабеля выше длительно допустимой температуры изоляции отложения парафина при следующих параметрах: $t_{нагр} = 5$ ч, $t_{охлажд} = 1$ ч (рис. 6).

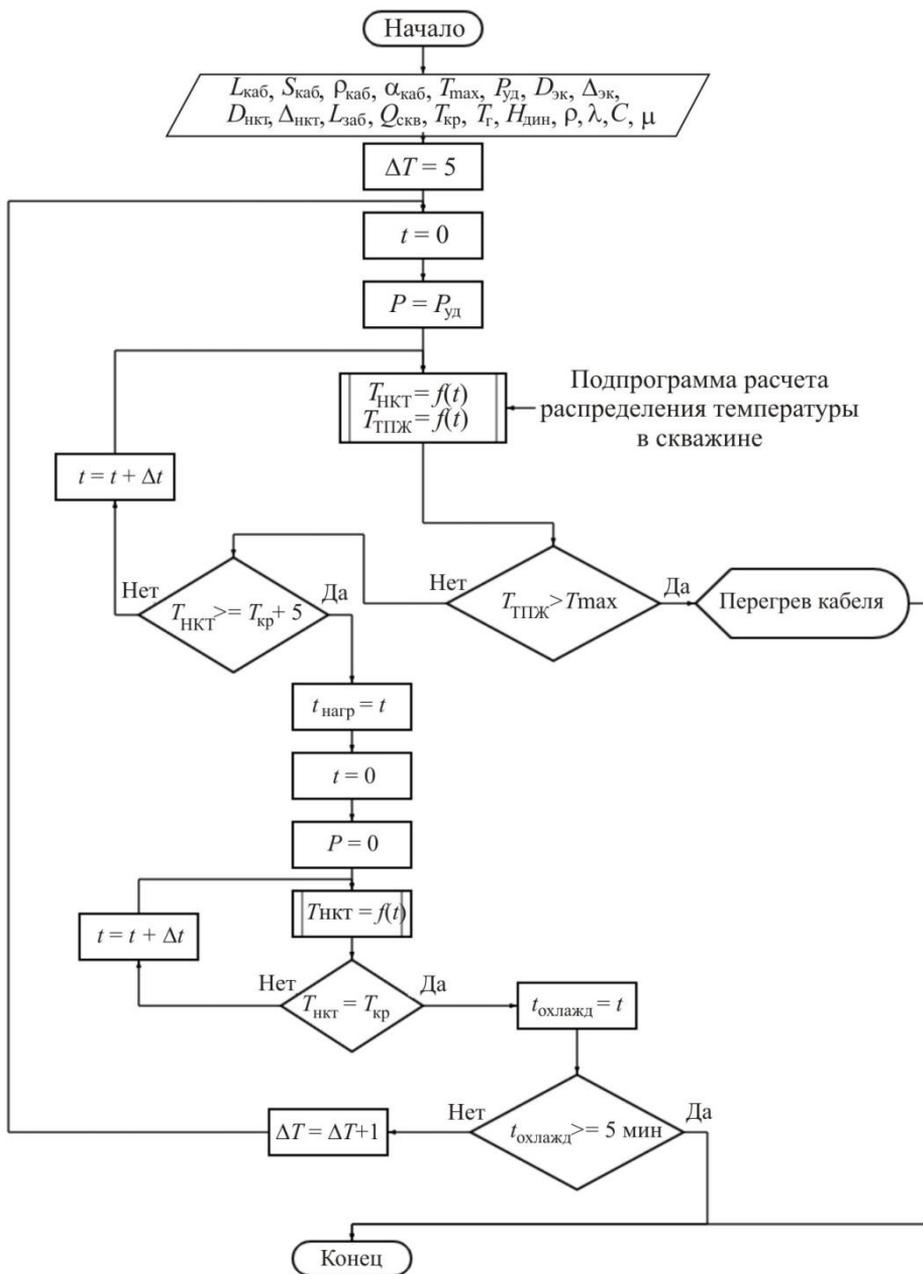


Рис. 5. Блок-схема алгоритма определения времени нагрева и охлаждения

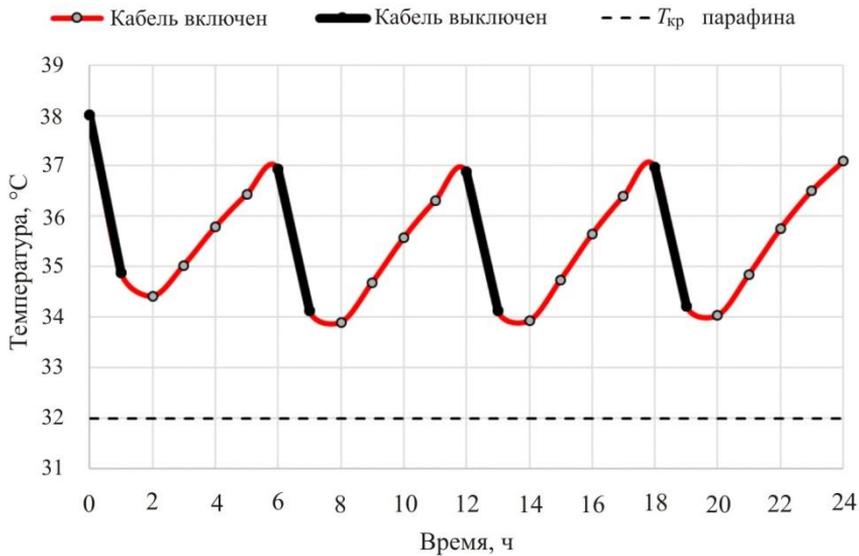


Рис. 6. Зависимость температуры на внутренней стенке НКТ от времени при периодическом нагреве

В качестве объекта управления рассматривалась одна из скважин Сибирского месторождения с дебитом $22,6 \text{ м}^3/\text{сут}$, геотермическим градиентом $0,2 \text{ }^\circ\text{C}/10 \text{ м}$, значениями диаметра НКТ и эксплуатационной колонны, равными 73 и 146 мм соответственно. Температура кристаллизации парафина равна $32 \text{ }^\circ\text{C}$, а обогрев осуществляется кабелем АКГТн $6 \times 5,3$, работающим на переменном токе, питающим напряжением, равным 380 В, и удельной мощностью $43,3 \text{ Вт/м}$.

Суточное энергопотребление установки на скважине составляет 1008 кВт. Внедрение режима работы 5 ч/1 ч, при котором установка не потребляет электроэнергию в течение 4 ч/сут, позволяет снизить энергопотребление на 128 кВт/сут, что приводит к экономии электроэнергии на 177 тыс. руб./год для кабеля длиной в 1 км. Для скважин с большей глубиной и большей длиной проложенного кабеля экономия может составлять до 300 тыс. руб./год. В рамках куста разрабатываемого месторождения количество скважин составляет 10–15 единиц, а месторождение насчитывает сотни скважин, для которых экономический эффект от внедрения предложенной системы управления может составлять миллионы рублей.

Результаты сравнения численного эксперимента и реальных показаний энергопотребления со скважины представлены в таблице.

Сравнение энергопотребления, полученного
с реальной скважины Сибирского месторождения
и в результате численного эксперимента

Режим работы	Суточное энергопотребление, кВт	Стоимость 1 кВт·ч, руб.	Энергопотребление в год, кВт·ч	Стоимость электроэнергии за год эксплуатации, тыс. руб.
Со скважины	1008	3,8	394 200	1400
По алгоритму	880	3,8	321 200	1221
Сравнение	128	–	73 000	177

Заключение

В работе рассмотрены основные недостатки современных термоэлектрических установок нагрева скважин греющим кабелем. Представлены математическая модель процессов тепломассопереноса в нефтяной скважине и основанный на ней алгоритм управления греющим кабелем, не допускающий отложения парафина и перегрева греющей кабельной линии. Предложенный алгоритм управления позволяет снизить энергопотребление на обогрев скважины, что было подтверждено сравнением с реальными данными со скважины. Результаты сравнения показали целесообразность применения разработанного алгоритма на реальных промыслах, эффект от внедрения составляет сотни тысяч рублей в год с одной скважины.

Благодарность

Работа подготовлена при финансовой поддержке гранта РФФИ (проект № 20-48-596001).

Список литературы

1. Кудин Е.В. Становление и развитие добычи нефти на месторождениях СП «Вьетсовпетро» насосными установками: дис. ... канд. техн. наук: 07.00.01. – Уфа, 2020. – 166 с.
2. Иванова Л.В., Буров Е.А., Кошелев В.Н. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения // Нефтегазовое дело. – 2011. – № 1. – С. 268–284.

3. Каменщиков Ф.А. Тепловая депарафинизация скважин / НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика». – М.; Ижевск, 2005. – 253 с.
4. Проселков Ю.М. Теплопередача в скважинах. – М.: Недра, 1975. – 223 с.
5. Непримеров Н.Н. Экспериментальное исследование некоторых особенностей добычи парафинистой нефти. – Казань: Изд-во Казан. ун-та, 1958. – 151 с.
6. Kovrigin L.A, Kukharchuk I.B. Automatic control system for removal of paraffin deposits in oil well in permafrost region by thermal method // Chem. Eng. Res. and Des. – 2016. – Vol. 115, part A. – P. 116.
7. Kostarev N.A., Trufanova N.M. Control of the thermal processes in an oil well with a heating cable // Russian Electrical Eng. – 2017. – Vol. 88, no 11. – P. 755.
8. Heating and melting of asphalt–paraffin plugs in oil-well equipment using an electromagnetic radiation source operating in a periodic mode / V.A. Balakirev, G.V. Sotnikov, Yu.V. Tkach, T.Yu. Yatsenko // J. of Applied Mech. and Tech. Phys. – 2001. – Vol. 42, no 4. – P. 680.
9. Fatykhov M.A. Heating and melting of paraffin in a coaxial system under the effect of high-frequency electromagnetic radiation // High Temperature. – 2002. – Vol. 40, no 5. – P. 746.
10. Мусакаев Н.Г., Бородин С.Л., Романюк С.Н. Методы решения одномерной радиальной задачи теплопередачи в окружающие скважину мерзлые породы // Вестник Тюмен. гос. ун-та. – 2014. – № 7. – С. 19.
11. Мусакаев Н.Г. Математическое исследование температурной обстановки в скважине при наличии источника электрообогрева // Известия вузов. Нефть и газ. – 2010. – № 6. – С. 43.
12. Тронов В.П. Механизм образования смолопарафиновых отложений и борьба с ними. – М.: Недра, 1969. – 192 с.
13. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. – М.: Нефть и газ, 2007. – 826 с.
14. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях / ООО «Недра-Бизнесцентр». – М., 2000. – 653 с.
15. Моделирование электротеплового воздействия на прискважинную область при разработке месторождения высоковязкой нефти / А.С. Кашик, Л.А. Книжнерман, А.Р. Клепацкий, М.Д. Хусид // Экспозиция Нефть Газ. – 2012. – № 6 (24). – С. 68–72.
16. Губайдуллин А.А., Мусакаев Н.Г., Бородин С.Л. Компьютерное моделирование процессов в оснащенной электроцентробежными насосами нефтегазовой скважине // Известия вузов. Нефть и газ. – 2010. – № 5. – С. 69.
17. Костарев Н.А., Труфанова Н.М. Управление температурным полем нефтяной скважины, оборудованной греющим кабелем, при периодическом режиме нагрева // Инновационные технологии: теория, инструменты, практи-

ка: материалы X Междунар. интернет-конф. молодых ученых, аспирантов, студентов, г. Пермь, 20 нояб. – 31 дек. 2018 г. – Пермь: Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2019. – С. 161–167.

References

1. Kudin E.V. Stanovlenie i razvitie dobychi nefti na mestorozhdenijah SP “V’etsovetpetro” nasosnymi ustanovkami [Formation and development of oil production in the fields of SP “V’etsovetpetro” by pumping units] Ph.D. thesis, Ufa, 2020. 166 p.
2. Ivanova L.V., Burov E.A., Koshelev V.N. Asfal'tosmoloparafinovye otlozhenija v processah dobychi, transporta i hranenija. *Neftegazovoe delo*. 2011, no. 1, pp. 268-284.
3. Kamenshnikov F.A. Teplovaja deparafinizacija skvazhin [Thermal dewaxing of wells]. Moscow, Ijevsk, Research Center "Regular and Chaotic Dynamics", 2005. 253 p.
4. Proselkov Ju. M. Teploperedacha v skvazhinah [Heat transfer in wells]. Moscow, Nedra, 1975. 223 p.
5. Neprimerov, N.N. Jeksperimental'noe issledovanie nekotoryh osobennostej dobychi parafinistoj nefti [Experimental study of some features of the extraction of paraffinic oil]. Kazan, Kazan University Publishing House, 1958. 151 p.
6. Kovrigin L.A., Kukharchuk I.B. Automatic control system for removal of paraffin deposits in oil well in permafrost region by thermal method. *Chem. Eng. Res. and Des.* 2016, vol. 115, part A, pp. 116.
7. Kostarev N.A., Trufanova N.M. Control of the Thermal Processes in an Oil Well with a Heating Cable. *Russian Electrical Eng.* 2017, vol. 88, no 11, pp. 755.
8. Balakirev V.A., Sotnikov G.V., Tkach Yu.V., Yatsenko T.Yu. Heating and melting of asphalt–paraffin plugs in oil-well equipment using an electromagnetic radiation source operating in a periodic mode. *J. of Applied Mech. and Tech. Phys.* 2001, vol. 42, no 4, pp. 680.
9. Fatykhov M.A. Heating and Melting of Paraffin in a Coaxial System under the Effect of High-frequency Electromagnetic Radiation. *High Temperature*. 2002, vol. 40, no 5, pp. 746.
10. Musakaev N.G., Borodin S.L., Romanjuk S. N. Metody reshenija odnomernej radial'noj zadachi teploperedachi v okruzhajushhie skvazhinu merzlye porody [Methods for solving a one-dimensional radial problem of heat transfer to frozen rocks surrounding the well]. *Bulletin of the Tyumen State University*, 2014, no. 7, P. 19.
11. Musakaev N.G. Matematicheskoe issledovanie temperaturnoj obstanovki v skvazhine pri nalichii istochnika jelektroobogreva [Mathematical study of the temperature situation in the well in the presence of a source of electrical heating]. *Izv. higher. uch. manager Oil and gas*, 2010, no. 6, pp. 43.

12. Tronov, V.P. Mehanizm obrazovaniya smolo-parafinovyh otlozhenij i bor'ba s nimi [The mechanism of formation of resin-paraffin deposits and the fight against them], Moscow, Nedra, 1969, 192 p.

13. Mishhenko, I.T. Skvazhinnaja dobycha nefi [Well oil production], Moscow, Oil and gas, 2007, 826 p. 57

14. Persijancev, M.N. Dobycha nefi v oslozhnennyh uslovijah [Oil production in difficult conditions], LLC "Nedra-Business Center", 2000, 653 p.

15. Kashik A.S., Knizhnerman L.A., Klepackij A.R., Husid M.D. Modelirovanie jelectroteplovogo vozdejstvija na priskvazhinuju oblast' pri razrabotke mestorozhdenija vysokovjazkoj nefi. *Jekspozicija Neft' Gaz*, 2012, no. 6 (24), pp. 68-72.

16. Gubajdullin A.A., Musakaev N.G., Borodin S. L. Komp'juternoe modelirovanie processov v osnashhennoj jelectrocentrobezhnymi nasosami neftegazovoj skvazhine [Computer modeling of processes in an oil and gas well equipped with electric centrifugal pumps]. *Izvestija vysshih uchebnyh zavedenij. Neft' i gaz*, 2010, no. 5, pp. 69.

17. Kostarev N.A., Trufanova N.M. Upravlenie temperaturnym polem nefjtanoj skvazhiny, oborudovanoj grejushhim kabelem, pri periodicheskom rezhime nagreva [Control of the temperature field of an oil well equipped with a heating cable in a periodic heating mode]. *Innovative technologies: theory, tools, practice: materials of the X Intern. internet conf. young scientists, graduate students, students, 20 Nov-31 Dec 2018*, Perm national research polytechnic university, 2019, pp. 161-167.

Статья получена: 11.04.2021

Статья принята: 30.05.2021

Сведения об авторах

Костарев Никита Александрович (Пермь, Россия) – аспирант, ассистент кафедры «Конструирование и технологии в электротехнике», Пермский национальный исследовательский политехнический университет (614990, Пермь, Комсомольский пр., 29, e-mail: nikostarev@gmail.com).

Труфанова Наталия Михайловна (Пермь, Россия) – доктор технических наук, профессор, заведующая кафедрой «Конструирование и технологии в электротехнике», Пермский национальный исследовательский политехнический университет (614990, Пермь, Комсомольский пр., 29, e-mail: trufanova@pstu.ru).

About the authors

Nikita A. Kostarev (Perm, Russian Federation) – Postgraduate Student, Assistant, Department of Design and Technology in Electrical Engineering, Perm Na-

tional Research Polytechnic University (29, Komsomolsky av., Perm, 614990, e-mail: nikostarev@gmail.com).

Natalia M. Trufanova (Perm, Russian Federation) – Dr. Habil in Engineering, Professor, Head of the Department of Design and Technology in Electrical Engineering, Perm National Research Polytechnic University (29, Komsomolsky av., Perm, 614990, e-mail: trufanova@pstu.ru)

**Библиографическое описание статьи согласно
ГОСТ Р 7.0.100–2018:**

Костарев, Н.А. Управление работой греющего кабеля на основе математической модели процессов тепломассопереноса в нефтяной скважине / Н. А. Костарев, Н. М. Труфанова. – текст : непосредственный. – DOI: 10.15593/2499-9873/2021.2.07 // Прикладная математика и вопросы управления = Applied Mathematics and Control Sciences. – 2021. – № 2. – С. 110–127.

Цитирование статьи в изданиях РИНЦ:

Костарев Н.А., Труфанова Н.М. Управление работой греющего кабеля на основе математической модели процессов тепломассопереноса в нефтяной скважине // Прикладная математика и вопросы управления. – 2021. – № 2. – С. 110–127. DOI: 10.15593/2499-9873/2021.2.07

Цитирование статьи в references и международных изданиях

Cite this article as:

Kostarev N.A., Trufanova N.M. Control of the heating cable operation based on a mathematical model of heat and mass transfer processes in an oil well. *Applied Mathematics and Control Sciences*, 2021, no. 2, pp. 110–127. DOI: 10.15593/2499-9873/2021.2.07 (in Russian)