

Р.Г. Шагиев (Государственное автономное научное учреждение
«Институт стратегических исследований Республики Башкортостан»,
г. Уфа, Российская Федерация)

АНАЛИЗ НАГРЕВА НЕФТИ В ТРУБОПРОВОДАХ С ПРИМЕНЕНИЕМ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫХ ПРИСАДОК

Rustam G. Shagiev (State Autonomous Scientific Department
Institute of Strategic Researches of Republic of Bashkortostan,
Ufa, Russian Federation)

ANALYSIS OF OIL HEATING IN PIPELINES USING DRAG REDUCING AGENTS

Введение

Прогнозирование гидравлического сопротивления и температурного режима не-изотермических нефтепроводов имеет большое промышленное значение. В литературе практически не имеется исследований по управлению температурным режимом нефтепроводов с помощью противотурбулентных присадок (ПТП).

Цели и задачи

Расчет гидравлического сопротивления и теплопередачи турбулентных течений в не-изотермических нефтепроводах с использованием полимерных добавок.

Методы

Математическое моделирование и численные расчеты определения коэффициента гидравлического сопротивления и температурного режима в не-изотермических нефтепроводах при использовании противотурбулентных присадок.

Background

Forecasting hydraulic resistance and the temperature regime of non-isothermic oil pipelines are of great industrial importance. There is virtually no research in the literature on the temperature management of oil pipelines using drag reducing agents (DRA).

Aims and Objectives

Calculation of hydraulic resistance and heat transfer of turbulent flows in non-isothermic oil pipelines using polymer additives.

Methods

Mathematical modeling and numerical calculations of hydraulic resistance and temperature in non-isothermic oil pipelines using drag reducing agents.

Результаты

На основе математической модели неизоэтермического нефтепровода с противотурбулентными присадками проведен анализ температурного режима. При этом установлено, что ПТП является действенным инструментом снижения температуры в случае высоких скоростей перекачки и высокой температуры окружающей среды. Определены точки дозирования и оптимальные дозировки ПТП после насосных станций.

Results

On the basis of the mathematical model of the non-izothermic oil pipeline with drag reducing agents, the temperature regime was analyzed. It is established that the DRA is an effective tool to reduce temperature in the case of high pumping rates and high ambient temperature. The dosing points and the optimal dosages of DRA after pumping stations have been determined.

Ключевые слова: гидравлическое сопротивление; теплообмен; неизоэтермический нефтепровод; вязкость, зависящая от температуры; противотурбулентные присадки; математическая модель

Key words: hydraulic resistance; heat transfer; nonisothermal pipeline; temperature dependent viscosity; drag reducing agents; mathematical model

Применение противотурбулентных присадок (ПТП) с целью снижения гидравлического сопротивления широко используется в практике перекачки углеводородного сырья.

В ряде случаев актуальным является исследование температурного режима наземных нефтепроводов с высокой производительностью в условиях высоких температур окружающей среды, что часто случается в последнее время из-за глобального потепления климата. Из-за роста температуры сырья может быть достигнута температура плавления битумной изоляции ~ 60 °C (333 K).

Температурный режим наземных нефтепроводов без применения ПТП исследован в работах [1-3].

В литературе практически не имеется исследований по расчету температурного режима нефтепроводов при использовании полимерных добавок. Среди работ, посвященных этому вопросу, отметим работы [4, 5]. Основным мотивом этих работ было исследование применения ПТП для снижения

The use of drag reducing agents (DRA) to reduce hydraulic resistance is widely used in the practice of pumping hydrocarbons.

In a number of cases, it is relevant to study the temperature regime of onshore oil pipelines with high productivity in high ambient temperatures, which often happens recently due to global warming. Due to the rise in the raw material temperature, the melting temperature of the bitumen insulation ~ 60 °C (333 K) can be reached.

The temperature regime of onshore oil pipelines without the use of DRA was studied in works [1-3].

In the literature, there are practically no studies on the calculation of the temperature regime of oil pipelines using polymer additives. Among the works devoted to this issue, we note the works [4, 5]. The main motive for these works was the study of the use of DRA to re-

гидравлического сопротивления.

Исследование температурных режимов трубопроводов с полимерными добавками важно с точки зрения как фундаментальных, так и прикладных приложений.

Применение ПТП приводит к уменьшению силы трения, и, следовательно, к уменьшению диссипации механической энергии, т.е. к уменьшению тепловыделения. С другой стороны, снижается коэффициент теплоотдачи к поверхности трубы.

Математическая модель неизоэтермического трубопровода с использованием и без использования ПТП

Уравнение потерь давления на трение

$$\frac{dp}{dz} = -\frac{2f_{dra}\rho v^2}{d_{in}}, \quad (1)$$

$$\frac{dp}{dz} = -\frac{2f_0\rho v^2}{d_{in}}, \quad (2)$$

где f_{dra} - коэффициент трения Фаннинга при использовании ПТП;

f_0 - коэффициент трения Фаннинга без использования ПТП;

d_{in} - внутренний диаметр трубы, м;

v - скорость потока, м/с;

ρ - плотность нефти, кг/м³.

В шероховатом трубопроводе f_{dra} и f_0 удовлетворяют уравнениям [6, 7]:

$$\frac{1}{\sqrt{f_{dra}}} = -4 \log \left[\frac{1,26}{\text{Re} \sqrt{f_{dra}}} + \frac{\varepsilon}{3,7d} \right] - \delta \log \left[\frac{1}{\text{Re} \sqrt{f_{dra}}} \right] - \delta \log \left[\sqrt{2d} \frac{v_{\tau crit}}{v} \right], \quad (3)$$

duce hydraulic resistance.

The study of the temperature regimes of pipelines with polymer additives is important from the point of view of both fundamental and applied applications.

The use of DRA leads to a decrease in the friction force, and, consequently, to a decrease in the dissipation of mechanical energy, i.e. to reduce heat generation. On the other hand, the heat transfer coefficient to the pipe surface decreases.

Mathematical model of a non-isothermic pipeline with and without DRA

Friction pressure loss equation:

where f_{dra} - Fanning's friction factor when using DRA;

f_0 - Fanning's friction factor without using DRA;

d_{in} - inner diameter of the pipe, m;

v - flow velocity, m/s;

ρ - oil density, kg/m³.

In a rough pipeline f_{dra} and f_0 satisfy the equations [6, 7]:

$$\frac{1}{\sqrt{f_0}} = -4 \log \left[\frac{1,26}{\text{Re} \sqrt{f_0}} + \frac{\varepsilon}{3,7d} \right], \quad (4)$$

где ε - размер песчаной шероховатости.

where ε - the size of sandy roughness.

Уравнения энергии в температурной форме:

Energy equations in temperature form:

$$C_p m \frac{dT_b}{dx} = \alpha_{dra} (T_b - T_w) + \frac{2f_{dra} \rho v^3}{d_{in}} F_{dra} + \beta T_b \cdot \frac{m}{\rho} \frac{dp}{dx}; \quad (5)$$

$$C_p m \frac{dT_b}{dx} = \alpha_0 (T_b - T_w) + \frac{2f_0 \rho v^3}{d_{in}} F_0 + \beta T_b \cdot \frac{m}{\rho} \frac{dp}{dx}, \quad (6)$$

где C_p - теплоемкость нефти, Дж/кг град;

where C_p - heat capacity of oil, J / kg deg;

m - массовый расход нефти, кг/с;

m - mass flow rate of oil, kg / s;

T_b - средняя по сечению температура потока нефти, К;

T_b - cross-section average temperature of oil flow, K;

T_w - температура внутренней поверхности трубы, К;

T_w - temperature of the inner surface of the pipe, K;

$$\alpha_{dra} = \frac{\lambda_{oil}}{d_{in}} \text{Nu}_{dra}, \quad \alpha_0 = \frac{\lambda_{oil}}{d_{in}} \text{Nu}_0 -$$

$$\alpha_{dra} = \frac{\lambda_{oil}}{d_{in}} \text{Nu}_{dra}, \quad \alpha_0 = \frac{\lambda_{oil}}{d_{in}} \text{Nu}_0 -$$

коэффициенты теплоотдачи от внутренней поверхности трубы к потоку нефти, Вт/(м²·К);

heat transfer coefficients from the inner surface of the pipe to the oil flow, W / (m²·K);

Nu_{dra} - число Нуссельта при использовании ПТП;

Nu_{dra} - Nusselt number when using DRA;

Nu_0 - число Нуссельта без использования ПТП;

Nu_0 - Nusselt number without the use of DRA;

λ_{oil} - коэффициент теплопроводности нефти, Вт/(м·К);

λ_{oil} - coefficient of oil thermal conductivity, W / (m·K);

$$\beta = \frac{1}{\rho} \left(\frac{\partial \rho}{\partial T} \right)_p - \text{коэффициент расширения нефти, К}^{-1};$$

$$\beta = \frac{1}{\rho} \left(\frac{\partial \rho}{\partial T} \right)_p - \text{oil thermal coefficient, К}^{-1};$$

F_{dra}, F_0 - корректирующие множители в выражениях тепла трения.

F_{dra}, F_0 - correcting factors in terms of friction heat.

Для турбулентного течения при использовании ПТП [8]:

For a turbulent flow when using DRA [8]:

$$F_{dra} = \left(\frac{f_{dra}}{8} \right)^{1/2} \left[y_0^+ + \frac{1}{\kappa} \ln \frac{R_0^+}{y_0^+} - \frac{3}{2\kappa} \right], \quad (7)$$

где y_0^+ - безразмерная толщина вязкого подслоя;

$$R_0^+ = \text{Re} \left(\frac{f}{8} \right)^{1/2} / 2 - \text{безразмер-}$$

ный радиус трубы.

Для турбулентного течения без использования ПТП [8]:

where y_0^+ is the dimensionless thickness of the viscous sublayer;

$$R_0^+ = \text{Re} \left(\frac{f}{8} \right)^{1/2} / 2 - \text{dimensionless}$$

pipe radius.

For turbulent flow without the use of DRA [8]:

$$F_0 = \left(\frac{f_0}{8} \right)^{1/2} \left[y_0^+ + \frac{1}{\kappa} \ln \frac{R_0^+}{y_0^+} - \frac{3}{2\kappa} \right], \quad (8)$$

где $\kappa = 0,4$ - константа фон Кармана;

y_0^+ - безразмерная толщина вязкого подслоя;

$$R_0^+ = \text{Re} \left(\frac{f}{8} \right)^{1/2} / 2 - \text{безразмерный}$$

радиус трубы;

f - коэффициент трения Фаннинга без использования ПТП.

Из равенства тепловых потоков справедливы соотношения:

where $\kappa = 0,4$ is the von Karman constant;

y_0^+ - dimensionless thickness of the viscous sublayer;

$$R_0^+ = \text{Re} \left(\frac{f}{8} \right)^{1/2} / 2 - \text{dimension-}$$

less radius of the pipe;

f - Fanning coefficient of friction without the use of DRA.

From the equality of heat fluxes, the following relations are true:

$$\alpha_{dra} (T_b - T_w) = \alpha_{amb} (T_w - T_{amb}), \quad (9)$$

$$\alpha_0 (T_b - T_w) = \alpha_{amb} (T_w - T_{amb}), \quad (10)$$

где

where

$$\alpha_{amb} = \frac{1}{d_{in}} \left\{ \frac{1}{2\lambda_m} \ln \frac{d_{ext}}{d_{in}} + \frac{1}{\alpha_{ext} d_{ext}} \right\}^{-1}$$

коэффициент теплопередачи от окружающей среды к внутренней поверхности трубы,

heat transfer coefficient from the environment to the inner surface of the pipe, W / (m²·K);

Вт/(м²·К);

$$\alpha_{ext} = \frac{\lambda_{gr}}{d_{ext}} \left(\ln \left(\frac{h}{d_{ext}} + \sqrt{\left(\frac{h}{d_{ext}} \right)^2 - 1} \right) \right)^{-1}$$

коэффициент теплоотдачи от грунта к внешней поверхности трубы, Вт/(м²·К);

h - глубина заложения трубопровода, м;

λ_m, λ_{gr} - коэффициенты теплопроводности металла и грунта, Вт/(м·К);

d_{ext} - внешний диаметр трубы, м;

$\nu(T)$ - кинематическая вязкость, м²/с;

$$\left(\text{Re} \cdot f^{1/2} \right)^* = \frac{\sqrt{2} \cdot v_{\tau}^* \cdot d}{\nu(T)}$$

$$\Delta = \frac{d(f_{dra}^{-1/2})}{d(\log(\text{Re} \cdot f_{dra}^{1/2}))} - 4,0 = \varpi N^{3/2} \left(\frac{c}{M} \right)^{1/2};$$

N - количество звеньев макромолекулы;

M - молекулярная масса полимера, кг/кмоль;

$\varpi = 70 \cdot 10^6$ - параметр;

c - концентрация полимера, ppm (млн⁻¹);

$$v_{\tau}^* = \sqrt{\frac{\tau_w^*}{\rho}} - \text{динамическая скорость}$$

начала снижения гидравлического сопротивления;

τ_w^* - критическое касательное напряжение.

В работе В.Н. Пилипенко 1975 г. [9] число Нуссельта для течения с постоянной в радиальном направлении вязкостью при использовании полимерной добавки в гладкой трубе определяется следующим образом:

heat transfer coefficient from the soil to the outer surface of the pipe, W / (m²·K);

h - the depth of the pipeline, m;

λ_m, λ_{gr} - coefficients of thermal conductivity of metal and soil, W / (m·K);

d_{ext} - pipe outer diameter, m;

$\nu(T)$ - kinematic viscosity, m² / s;

$$\left(\text{Re} \cdot f^{1/2} \right)^* = \frac{\sqrt{2} \cdot v_{\tau}^* \cdot d}{\nu(T)}$$

$$\Delta = \frac{d(f_{dra}^{-1/2})}{d(\log(\text{Re} \cdot f_{dra}^{1/2}))} - 4,0 = \varpi N^{3/2} \left(\frac{c}{M} \right)^{1/2};$$

N - the number of units of the macromolecule;

M - molecular weight of the polymer, kg / kmol;

$\varpi = 70 \cdot 10^6$ - parameter;

c - polymer concentration, ppm;

$$v_{\tau}^* = \sqrt{\frac{\tau_w^*}{\rho}} - \text{dynamic speed of the beginning of the decrease in hydraulic resistance;}$$

τ_w^* - critical shear stress.

In the work of V.N. Pilipenko 1975 [9] the Nusselt number for a flow with constant viscosity in the radial direction when using a polymer additive in a smooth pipe is determined as follows:

$$\text{Nu}_{dra0} = \frac{f_{dra0} \text{RePr}}{2} \times \left\{ 1 + \sqrt{\frac{f_{dra0}}{2}} \left[0,74(B + 6,8)(\text{Pr}^{3/4} - 1) + \frac{\ln \text{Pr}}{\kappa} \right] \right\}^{-1}, \quad (11)$$

где $B = 5,5$;

$$\text{Pr} = \frac{\nu}{\chi_{oil}} = \frac{C_p \rho \nu}{\lambda_{oil}} - \text{число Прандтля};$$

$$\chi_{oil} = \frac{\lambda_{oil}}{\rho C_p} - \text{коэффициент температуропроводности нефти, м}^2/\text{с}.$$

В работе Sher I. & Hestroni G. 2008 [10] касательное напряжение начала снижения гидравлического сопротивления определено как функция концентрации полимерной добавки и температуры:

$$\tau_w^* \approx 0,413 y_v^+ k' \left(\frac{15}{2^{18} \pi^{13}} \right)^{1/8} (k_B T)^{3/8} \rho^{1/2} \nu^{5/4} \left(\frac{M}{c N_A} \right)^{1/8} R_G^{-11/4}, \quad (12)$$

где $y_v^+ = 11,6$ - безразмерная константа;

$k' = k / 5$ - коэффициент пропорциональности ($k = 0,4$);

$k_B = 1,380 \cdot 10^{-23}$ - константа Больцмана, Дж/К;

$N_A = 6,022 \cdot 10^{23}$ - число Авогадро, моль⁻¹;

$R_G = N^{3/5} a$ - радиус гирации макромолекулы (радиус Флори);

a - длина звена макромолекулы.

Уравнения переноса растворенного полимера с молекулярной массой M_i с учетом растворения суспензии полимера и

where $B = 5,5$;

$$\text{Pr} = \frac{\nu}{\chi_{oil}} = \frac{C_p \rho \nu}{\lambda_{oil}} - \text{Prandtl number};$$

$$\chi_{oil} = \frac{\lambda_{oil}}{\rho C_p} - \text{coefficient of oil thermal diffusivity, m}^2 / \text{s}.$$

In the work of Sher I. & Hestroni G. 2008 [10], the shear stress of the beginning of the decrease in hydraulic resistance is determined as a function of the concentration of the polymer additive and temperature:

where $y_v^+ = 11,6$ is a dimensionless constant;

$k' = k / 5$ - coefficient of proportionality ($k = 0,4$);

$k_B = 1,380 \cdot 10^{-23}$ - Boltzmann's constant, J / K;

$N_A = 6,022 \cdot 10^{23}$ - Avogadro's number, mol⁻¹;

$R_G = N^{3/5} a$ - radius of gyration of the macromolecule (Flory radius);

a - the length of macromolecule link.

The transfer equations for a dissolved polymer with a molecular weight M_i taking into account the dissolution of the polymer sus-

деградации растворенных макромолекул без учета конвективной диффузии имеют следующий вид:

$$\frac{dc_i}{dt} = \frac{\partial c_i}{\partial t} + v \frac{\partial c_i}{\partial x} = -\frac{dc_{is}}{dt} + k_{2i}c_{2i} - k_{ii/2}c_i, \quad (13)$$

$$k_{ii/2} = \begin{cases} -\alpha \left(\frac{2f_{dra}}{d} \right) v^3 (M_i - M_{scis}), & \text{if } M_i > M_{scis} \\ 0, & \text{if } M_i \leq M_{scis} \end{cases}$$

где M_i - молекулярная масса i -ой фракции полимера в растворе;

c_i - концентрация молекул i -ой фракции в жидкой фазе, имеющей молекулярный вес M_i , ppm (млн⁻¹);

c_{is} - концентрация молекул i -ой фракции в твердой фазе, имеющей молекулярный вес M_i , ppm (млн⁻¹);

m_l - массовый расход жидкой фазы;

$k_{ii/2}$ - скорость обрыва молекул i -ой фракции полимера;

$M_{scis} = M_0 L_{scis} / a$ - критический молекулярный вес обрыва полимерных молекул;

M_0 - молекулярный вес мономера;

α - параметр, определяемый из эксперимента на одном из режимов;

L_{scis} - критическая длина молекулы полимера, м.

В настоящей работе ростом температуры в промежуточных насосных станциях пренебрегаем (~ 0,5 К на каждую станцию). Тем самым получим заниженную оценку роста температуры.

pension and the degradation of dissolved macromolecules without taking into account convective diffusion have the following form:

where M_i - molecular weight of the fraction of the polymer in solution;

c_i - the concentration of the molecular fraction in the liquid phase having a molecular weight M_i , ppm;

c_{is} - the concentration of the molecular fraction in the solid phase having a molecular weight M_i , ppm;

m_l - mass flow rate of the liquid phase;

$k_{ii/2}$ - the rate of breakage of the molecular fraction of the polymer;

$M_{scis} = M_0 L_{scis} / a$ - the critical molecular weight of the termination of polymer molecules;

M_0 - molecular weight of the monomer;

α - a parameter determined from an experiment in one of the modes;

L_{scis} is the critical length of a polymer molecule, m.

In this work, we neglect the temperature rise in intermediate pumping stations (~ 0.5 K for each station). Thus, we get an underestimated estimate of the temperature rise.

Приведенные выше дифференциально-алгебраические системы уравнений решаются численно для каждого межстанционного перегона в зависимости от использования ПТП: (1), (3), (5), (7), (9), (13) или не использования ПТП: (2), (4), (6), (10) с начальными условиями:

$$\text{при } x = 0 \quad p = p_{ent}; T = T_{ent}; M = M_{ent}.$$

The above differential-algebraic systems of equations are solved numerically for each inter-station span, depending on the using of the DRA: (1), (3), (5), (7), (9), (13) or not using the DRA: (2), (4), (6), (10) with the initial conditions:

$$\text{at } x = 0 \quad p = p_{ent}; T = T_{ent}; M = M_{ent}.$$

Некоторые результаты

Данные для расчетов

Длина нефтепровода 500000 м;
 Длина межстанционного перегона 100000 м;
 Внутренний диаметр трубопровода $d_{in} = 0,8$ м;
 Внешний диаметр трубопровода $d_{ex} = 0,81$ м;
 Шероховатость труб $\varepsilon = 0,1 \cdot 10^{-3}$ м;
 Производительность 1254 кг/с (скорость перекачки 2,9 м/с);
 Входная температура 300 К;
 Температура окружающей среды 298 К;
 Плотность нефти 860 кг/м³;
 Теплоемкость нефти 2000 Дж/кг·К;
 Теплопроводность нефти 0,2 Вт/(м·К);
 Теплопроводность металла 60,0 Вт/м·К;
 Теплопроводность грунта 2,0 Вт/м·К;
 Зависимость кинематической вязкости нефти от температуры $\nu(T) = 5 \cdot 10^{-6} \exp(-0,0693 \cdot (T - 323))$, м²/с;
 Молекулярный вес присадки $8,6 \cdot 10^6$ кг/кмоль;
 Длина звена макромолекулы $4,5 \cdot 10^{-9}$ м;
 Коэффициент Джоуля-Томпсона $0,046 \cdot 10^{-3}$ К/Па;
 Концентрация ПТП 15 ppm;
 Ввод ПТП после НПС № 1 или НПС № 4.

Some results

Parameters for calculation

Pipeline length 500000 m;
 The length of the inter-station haul is 100,000 m;
 Pipeline internal diameter $d_{in} = 0,8$ m;
 Pipeline external diameter $d_{ex} = 0,81$ m;
 Roughness of pipes $\varepsilon = 0,1 \cdot 10^{-3}$ m;
 Pipeline throughput 1254 kg/s (velocity 2,9 m/s);
 Entrance temperature 300 K;
 Ambient temperature 298 K;
 The density of oil 860 kg / m³;
 Heat capacity of oil 2000 J / kg·K;
 Thermal conductivity of oil 0.2 W / (m·K);
 Thermal conductivity of metal 60.0 W / m·K;
 Soil thermal conductivity 2.0 W / m·K;
 Dependence of the kinematic viscosity of oil on temperature $\nu(T) = 5 \cdot 10^{-6} \exp(-0,0693 \cdot (T - 323))$, m² / s;
 Molecular weight of the additive $8,6 \cdot 10^6$, kg / kmol;
 The length of the link of the macromolecule $4,5 \cdot 10^{-9}$, m;
 Joule-Thompson coefficient $0,046 \cdot 10^{-3}$, K / Pa;
 DRA concentration 15 ppm;
 Entering DRA after OPS No. 1 or OPS No. 4.

На рисунке 1 приведены расчетные значения температуры на гипотетическом неизотермическом нефтепроводе в зависимости от ввода ПТП с концентрацией 15 ppm на 1 или 4 сегменте при температуре окружающей среды 298 К и при начальной температуре нефти 300 К.

Из приведенных расчетных данных следует, что в условиях нагрева нефти при высоких температурах окружающей среды для снижения температуры нагрева применение ПТП является довольно эффективным средством. При этом при прочих равных условиях ввод ПТП на последних сегментах является экономически более выгодным. Разность конечных температур составляет 3,2 К.

Figure 1 shows the calculated temperature values on a hypothetical non-isothermal oil pipeline, depending on the input of the DRA with a concentration of 15 ppm per segment 1 or 4 at an ambient temperature of 298 K and at an initial oil temperature of 300 K.

From the given calculated data, it follows that in conditions of oil heating at high ambient temperatures to reduce the heating temperature, the use of DRA is a rather effective means. At the same time, all other things being equal, the introduction of DRA in the last segments is economically more profitable. The end temperature difference is 3.2 K.

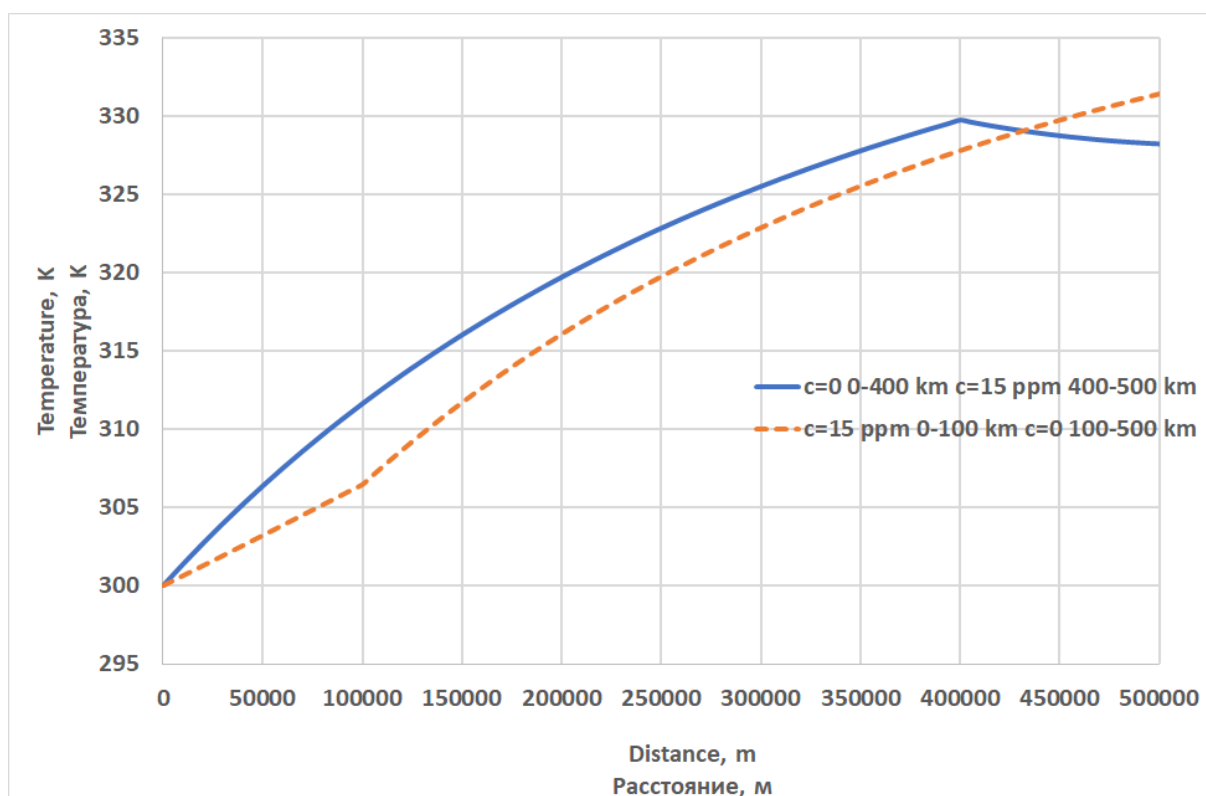


Рисунок 1. Расчетные значения температуры на неизотермическом нефтепроводе в зависимости от ввода ПТП с концентрацией 15 ppm, на 1 и 4 сегментах при температуре окружающей среды 298 К и при начальной температуре нефти 300 К

Figure 1. Calculated values of temperature on a non-isothermal oil pipeline depending on the input of a DRA with a concentration of 15 ppm, on segments 1 and 4 at an ambient temperature of 298 K and at an initial oil temperature of 300 K

Выводы

1. Проведен анализ влияния противотурбулентных присадок на температурный режим неизотермических нефтепроводов в условиях высокой температуры окружающей среды.

2. Установлено, что основным фактором, влияющим на повышение температуры нефти в протяженных трубопроводах, является тепло трения.

3. Вторым по значимости фактором является нагрев нефти за счет эффекта Джоуля-Томпсона из-за снижения давления и связанного с этим повышения температуры.

4. Третьим фактором является повышение температуры нефти в промежуточных насосных станциях.

5. Применение ПТП приводит к значительному снижению турбулентного трения, и следовательно, и к снижению тепла трения и снижению влияния эффекта Джоуля-Томпсона из-за снижения градиента давления.

6. Действие ПТП проявляется двояким образом: с одной стороны, снижается тепловыделение, с другой стороны, снижается коэффициент теплоотдачи к стене трубы.

7. Снижение коэффициента теплоотдачи от потока нефти к внутренней стенке трубы из-за ПТП даже на 70-80 % не приводит к заметному снижению темпов роста температуры из-за того, что коэффициенты теплоотдачи от внутренней стенки к потоку отличаются более чем на 2 порядка по сравнению с коэффициентом теплоотдачи от окружающей среды к внутренней поверхности трубы.

8. В нефтепроводах с промежуточными станциями снижение температуры перекачиваемого сырья можно обеспечить за счет использования ПТП. При этом возникает задача оптимального использования ПТП. Установлено, что наибольший эффект достигается при использовании ПТП на конечных сегментах.

Conclusions

1. The analysis of the effect of drag reducing agents on the temperature regime of non-isothermic oil pipelines under high ambient temperatures has been carried out.

2. It has been established that the main factor influencing the rise in oil temperature in long pipelines is frictional heat.

3. The second most important factor is the heating of oil due to the Joule-Thompson effect due to a decrease in pressure and a related increase in temperature.

4. The third factor is the rise in oil temperature at intermediate pumping stations.

5. The use of DRA leads to a significant decrease in turbulent friction, and, consequently, to a decrease in frictional heat and a decrease in the influence of the Joule-Thompson effect due to a decrease in the pressure gradient.

6. The effect of DRA manifests itself in two ways: on the one hand, the heat release decreases, on the other hand, the heat transfer coefficient to the pipe wall decreases.

7. A decrease in the heat transfer coefficient from the oil flow to the inner wall of the pipe due to DRA, even by 70-80 %, does not lead to a noticeable decrease in the rate of temperature growth due to the fact that the heat transfer coefficients from the inner wall to flow differ by more than 2 orders of magnitude in comparison with the coefficient of heat transfer from the environment to the inner surface of the pipe.

8. In oil pipelines with intermediate stations, a decrease in the temperature of the pumped raw material can be ensured through the use of DRA. This raises the problem of optimal use of DRA. It has been found that the greatest effect is achieved when using DRA on the end segments.

Публикация подготовлена в рамках выполнения государственного задания Государственного автономного научного учреждения «Институт стратегических исследований Республики Башкортостан» за 2021 г.

The publication has been prepared within the framework of the fulfillment of the state task of the Institute of Strategic Researches of Bashkortostan Republic, State Autonomous Scientific Department, for 2021.

Список литературы

1. Валеев А.Р. Тепловые режимы трубопроводов. Вопрос учета нагрева нефти и газа в трубопроводах // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2009. № 2. URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Valeev/Valeev_1.pdf (дата обращения: 17.12.2020).
2. Christie B. Analysis of the Frictional Heating Effect In Pipelines // Materials of PSIG Annual Meeting. Calgary, Alberta, Canada. 2007. PSIG-0702.
3. Ким Д.П., Рахматуллин Ш.И. О тепловом расчете магистральных нефтепроводов // Нефтяное хозяйство. 2006. № 1. С 104-105.
4. Шагиев Р.Г. Гидравлическое сопротивление и теплообмен в неизотермических нефтепроводах с противотурбулентными присадками // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2020. Вып. 3 (125). С. 50-62. DOI: 10.17122/ntj-oil-2020-3-50-62.
5. Шагиев Р.Г. Гидравлическое сопротивление и теплообмен в неизотермических нефтепроводах, транспортирующих неньютоновскую нефть с использованием противотурбулентных присадок // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2020. Вып. 5 (127). С. 65-75. DOI: 10.17122/ntj-oil-2020-5-65-75.
6. Patent 8321190 USA. Flow Simulation in Well or Pipe / J.H. Hansen, K. Mogensen. 2012.
7. Альтшуль Ю.А. Снижение гидравлических сопротивлений трубопроводов, транспортирующих воду // Водоснабжение и сантехника. 1973. № 5. С. 5-8.
8. Ytrehus T., Helgaker J.F. Energy Dissipation Effect in the One-Dimensional Limit of the Energy Equation in Turbulent Compressible Flow // Journal of Fluids Engineering. 2013. Vol. 135. Issue 6. Paper No. FE-12-1318. DOI: 10.1115/1.4023656.
9. Pilipenko V.N. Friction and Heat Exchange in Turbulent Flow of Weak Polymer Solutions in Smooth Pipes // Izvestiya Akademii Nauk USSR. Mekhanika Zhidkosti i Gaza. 1975. No. 5. P. 53-59.
10. Sher I., Hetsroni G. A Mechanistic Model of Turbulent Drag Reduction by Additives // Chemical Engineering Science. 2008. Vol. 63. Issue 7. P. 1771-1778. DOI: 10.1016/j.ces.2007.11.035.

References

1. Valeev A.R. Teplovye rezhimy truboprovodov. Vopros ucheta nagreva nefi i gaza v truboprovodakh [Thermal Regime of Pipelines. The Question of Account of Oil and Gas Heating in Pipelines]. *Elektronnyi nauchnyi zhurnal «Neftegazovoe delo» - Electronic Scientific Journal «Oil and Gas Business»*, 2009, No. 2. URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Valeev/Valeev_1.pdf (accessed 17.12.2020). [in Russian].
2. Christie B. Analysis of the Frictional Heating Effect In Pipelines. *Materials of PSIG Annual Meeting*. Calgary, Alberta, Canada, 2007, PSIG-0702.
3. Kim D.P., Rakhmatullin Sh.I. O teplovom raschete magistral'nykh nefteprovodov [About Thermal Design of Oil-Trunk Pipelines]. *Neftyanoe khozyaistvo - Oil Industry*, 2006, No. 1, pp 104-105. [in Russian].
4. Shagiev R.G. Gidravlichesкое soprotivlenie i teploobmen v neizotermicheskikh nefteprovodakh s protivoturbulentnymi prisadkami [Hydraulic Resistance and Heat Transfer in Nonisothermal Oil Pipelines with Drag Reducing Additives]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefi i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2020, Issue 3 (125), pp. 50-62. DOI: 10.17122/ntj-oil-2020-3-50-62. [in Russian].
5. Shagiev R.G. Gidravlichesкое soprotivlenie i teploobmen v neizotermicheskikh nefteprovodakh, transportiruyushchikh nen'yutonovskuyu nef't' s ispol'zovaniem protivoturbulentnykh prisadok [Hydraulic Resistance and Heat Transfer in Non-Isenthalpic Pipelines, Transporting Non-Newtonian Oils Using Drag Reducing Additives]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefi i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2020, Issue 5 (127), pp. 65-75. DOI: 10.17122/ntj-oil-2020-5-65-75. [in Russian].
6. Hansen J.H., Mogensen K. *Flow Simulation in Well or Pipe*. Patent USA, No. 8321190, 2012.
7. Altshul Yu.A. Snizhenie gidravlicheskikh soprotivlenii truboprovodov, transportiruyushchikh vodu [Reduction of Hydraulic Resistance of Pipelines Transporting Water]. *Vodosnabzhenie i santekhnika - Water Supply and Plumbing*, 1973, No. 5, pp. 5-8. [in Russian].
8. Ytrehus T., Helgaker J.F. Energy Dissipation Effect in the One-Dimensional Limit of the Energy Equation in Turbulent Compressible Flow. *Journal of Fluids Engineering*, 2013, Vol. 135, Issue 6, Paper No. FE-12-1318. DOI: 10.1115/1.4023656.

9. Pilipenko V.N. Friction and Heat Exchange in Turbulent Flow of Weak Polymer Solutions in Smooth Pipes. *Izvestiya Akademii Nauk USSR. Mekhanika Zhidkosti i Gaza*, 1975, No. 5, pp. 53-59.

10. Sher I., Hetsroni G. A Mechanistic Model of Turbulent Drag Reduction by Additives. *Chemical Engineering Science*, 2008, Vol. 63, Issue 7, pp. 1771-1778. DOI: 10.1016/j.ces.2007.11.035.

Автор

• Шагиев Рустам Гиндуллович, канд. техн. наук
Государственное автономное научное
учреждение «Институт стратегических
исследований Республики Башкортостан»
Лаборатория нефтегазовых исследований
Центра реального сектора экономики
Ведущий научный сотрудник
Российская Федерация, 450075, г. Уфа,
пр. Октября, 129/3
тел. (347) 284-36-95
e-mail: shagievrg@isi-rb.ru

The Author

• Shagiev Rustam G., Candidate of Engineering
Sciences
Institute of Strategic Researches
of Bashkortostan Republic,
State Autonomous Scientific Department
Oil and Gas Research Laboratory
Centre Real Sector of Economics
Leading Researcher
129/3, October ave., Ufa, 450075,
Russian Federation
tel: (347) 284-36-95
e-mail: shagievrg@isi-rb.ru