

УДК 662.692

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2017

ХАРАКТЕРНЫЕ ОСОБЕННОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ПО ДЛИНЕ НЕФТЕПРОВОДА

А.Г. Рзаев, С.Р. Расулов¹, Ф.Г. Пашаев, М.А. Салий¹

Институт систем управления Национальной академии наук Азербайджана (AZ1141, Азербайджан, г. Баку, ул. Б. Вахабзаде, 9)

¹Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности (AZ1010, Азербайджан, г. Баку, пр. Азадлыг, 34)

FEATURES OF DISTRIBUTION OF TEMPERATURE ALONG THE LENGTH OF OIL PIPELINE

Abbas G. Rzaev, Sakit R. Rasulov¹, Farkhad G. Pashaev, Mikhail A. Saliy¹

Institute of Control Systems of Azerbaijan National Academy of Sciences (9 B. Vakhabzade st., Baku, AZ1141, Republic of Azerbaijan)

¹Azerbaijan State Oil and Industrial University (34 Azadlyg av., Baku, AZ1010, Republic of Azerbaijan)

Получена / Received: 22.02.2017. Принята / Accepted: 27.04.2017. Опубликовано / Published: 30.06.2017

Ключевые слова:

нефтяная эмульсия, теплопроводность, теплопередача, трение, вязкость, тепловой баланс, температура, плотность, нефтепровод, поток, окружающая среда, концентрация воды, гидравлическое сопротивление, объемный расход, газ.

Одной из актуальных проблем при перекачке пластового флюида (нефти, воды и газа) от скважин до установки подготовки нефти является определение закона распределения температуры по длине нефтепровода при низкой температуре окружающей среды, приводящей к повышению вязкости и отложению на внутренней поверхности трубы асфальтеномолопарафинистых веществ. Решение данной проблемы требует учета некоторых определяющих характеристик потока пластового флюида (ПФ). Сложность решения этой задачи заключается в том, что, с одной стороны, в большинстве случаев (особенно на поздней стадии разработки месторождения) ПФ является нефтяной эмульсией, содержащей газовые пузырьки, с другой стороны, градиент температуры между потоком жидкости и окружающей средой имеет существенное значение (особенно в зимний период года). При этом с повышением содержания эмульгированных водяных капель (ЭВК) в нефтяной эмульсии и с понижением температуры потока вязкость ПЖ повышается, и, следовательно, снижается производительность (эффективность) нефтеперекачивающей системы. Проведенные исследования и анализ промысловых экспериментальных данных показали, что изменение вязкости нефти от значения температуры описывается гиперболическим законом, а вязкость нефтяной эмульсии от концентрации ЭВК – параболическим. С учетом этих факторов и эмпирических законов Фурье о теплопроводности, Ньютона о теплопередаче составлен баланс тепла для определенного участка нефтепровода при установившемся режиме движения жидкости с использованием метода разделения переменных. В результате, в отличие от существующих работ, получен экспоненциальный закон распределения температуры по длине нефтепровода, учитывающий нелинейный характер изменения вязкости нефтяной эмульсии в зависимости от изменения температуры потока и концентрации воды в эмульсии.

Key words:

oil emulsion, thermal conductivity, heat transfer, friction, viscosity, heat balance, temperature, density, oil pipeline, flow, environment, water concentration, hydraulic resistance, volume rate, gas.

One of the actual challenges in fluid (oil, water and gas) transportation from wells to oil treatment installation is determination of a law of temperature distribution along the length of a pipeline at low ambient temperature. That temperature leads to increase in viscosity and deposition of wax on inner surface of a pipe. To overcome that challenge it is needed to consider several defining characteristics of formation fluid (FF) flow. Complexity of a solution is caused by two factors. From the one hand, in most cases (especially on a late stage of field development) FF is an oil emulsion (OE) that contains gas bubbles. From the other hand, temperature gradient between fluid flow and the environment has significant value (especially in the winter period of the year). At the same time, the higher content of emulsified water droplets (EWD) in OE and lower flow temperature, the higher FF viscosity, and consequently productivity (efficiency) of oil pumping system is reduced. Performed research and analysis of field experimental data showed that a function of oil viscosity versus temperature has a hyperbolic law; a function of OE viscosity versus concentration of EWD has a parabolic one. A heat balance for a certain section of a pipeline in steady state of fluid motion using a method of separation of variables was established taking into account above mentioned factors, Fourier's empirical laws on heat conductivity and Newton's law on heat transfer. As a result, unlike existing works, an exponential law of distribution of temperature along the length of a pipeline is obtained. A law takes into account nonlinear nature of change in viscosity of OE from change in temperature of flow and concentration of water in an emulsion.

Рзаев Аббас Гейдар оглы – доктор технических наук, профессор, главный научный сотрудник (+994 503 95 40 08, e-mail: abbas_r@mail.ru).

Расулов Сакит Рауф оглы – академик РАЕН, заслуженный инженер Азербайджанской Республики, доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой промышленной безопасности и охраны труда (+994 502 12 08 35, e-mail: rasulovsakit@gmail.com). Контактное лицо для переписки.

Пашаев Фархад Гейдар оглы – доктор технических наук, ведущий научный сотрудник (+994 504 91 26 80, e-mail: rasulovsakit@gmail.com).

Салий Михаил Анатольевич – докторант (+994 503 37 75 69, e-mail: rasulovsakit@gmail.com).

Abbas G. Rzaev (Author ID in Scopus: 6701722581) – Doctor of Technical Sciences, Professor, Chief Researcher (tel.: +994 503 95 40 08, e-mail: abbas_r@mail.ru).

Sakit R. Rasulov (Author ID in Scopus: 56604027000) – Academician of the Russian Academy of Natural Sciences, Honored Engineer of the Azerbaijan Republic, Doctor of Technical Sciences, Professor, Head of the Department of Industrial Safety and Labor Protection (tel.: +994 502 12 08 35, e-mail: rasulovsakit@gmail.com). The contact person for correspondence.

Farkhad G. Pashaev (Author ID in Scopus: 14009169600) – Doctor of Technical Sciences, Senior Researcher (tel.: +994 504 91 26 80, e-mail: rasulovsakit@gmail.com).

Mikhail A. Saliy – Doctorate student (+994 503 37 75 69, e-mail: rasulovsakit@gmail.com).

Введение

Одной из актуальных задач в нефтедобывающей промышленности является определение распределения температуры по длине нефтепровода от нефтедобывающих скважин до установки подготовки нефти (УПН) при низкой температуре окружающей среды, приводящей к повышению вязкости, отложению на внутренней поверхности трубы асфальтеносмолопарафинистых веществ (АСПВ) и, следовательно, потере напора от трения. Для определения потери напора на преодоление трения $h_{тр}$ по длине нефтепровода круглого сечения используется формула Дарси – Вейсбаха [1–3]:

$$h_{тр} = \lambda \frac{l}{D} \frac{\vartheta^2}{2\rho} = i \cdot l, \quad (1)$$

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления, зависящий от числа Рейнольдса и относительной шероховатости внутренней поверхности трубы; l и D – длина и диаметр нефтепровода, м; ρ – плотность жидкости, кг/м^3 ; ϑ – средняя скорость течения жидкости, м/с.

В результате трения на элементарном участке нефтепровода dz теряется работа, которая выражается формулой

$$G_{тр} = \frac{G_{нз} \rho_{нз} g dz}{E}, \quad (2)$$

где $G_{нз}$, $\rho_{нз}$ – объемный расход, $\text{м}^3/\text{ч}$, и плотность, кг/м^3 , нефтяной эмульсии соответственно; g – ускорение силы тяжести, $\text{м}^2/\text{с}^2$; z – расстояние от нефтедобывающих скважин, м; E – механический эквивалент тепла ($1 \text{ ккал} = 427 \text{ КГс} \cdot \text{м} = 427 \cdot 9,81 \text{ Н} \cdot \text{м}$).

В работах [1, 4] формула (2) используется для определения закона распределения температуры жидкости по длине нефтепровода. Однако в данной формуле не отражено непосредственное влияние вязкости нефти на значение температуры.

Составляя баланс тепла для элементарного участка трубы dz при установившемся режиме движения жидкости и решая составное дифференциальное уравнение с использованием метода разделения переменных, в работах [1, 4] получена экспоненциальная зависимость

изменения текущего значения температуры от длины нефтепровода, значения температур в начале трубы и окружающей его среды. Однако, как показано в работе [1], при составлении теплового баланса не учтен один из определяющих факторов потока флюидов (нефть, вода, газ) в трубе – вязкость нефти. Значение этого фактора усиливается еще и тем, что в реальных условиях в нефтепроводе от нефтедобывающих скважин до УПН течет не нефть, которая являлась объектом исследования авторов работ [1, 3, 5–13], а гораздо более сложная нефтяная эмульсия со смесью газа. При этом поток смеси и газа по сравнению с потоком нефти приводит к дополнительному повышению значения λ и, следовательно, $h_{тр}$. С целью учета вязкости в работе [3] при решении дифференциального уравнения использован упрощенный вариант (линейная зависимость) изменения вязкости от изменения значения текущей температуры.

Постановка задачи

Из анализа существующих работ следует, что установление закона распределения температуры по длине нефтепровода с учетом нелинейного характера изменения вязкости нефтяной эмульсии от изменения температуры потока пластовой жидкости (воды, нефти и газа) и концентрации воды в нефтяной эмульсии, а также значения начальной температуры потока и температуры окружающей среды является актуальной задачей.

Решение задачи

Проведенные нами исследования и анализ промысловых экспериментальных данных показали, что изменение вязкости нефти в зависимости от температуры описывается гиперболическим законом

$$\mu_n = \frac{a_1}{b + ct},$$

а вязкость нефтяной эмульсии определяется по следующей формуле:

$$\begin{aligned} \mu_{нз} &= \mu_n \cdot \beta = \mu_n [1 + sw + \alpha w^2] = \\ &= \frac{a_1 \beta}{b + ct} = \frac{a}{b + ct}, \end{aligned} \quad (3)$$

где μ_n , $\mu_{нз}$ – соответственно вязкость нефти и нефтяной эмульсии, $\text{г}/(\text{см} \cdot \text{с})$ (П_3) или

$1,019 \cdot 10^{-4}$ (кг·с)/м² (Па); w – концентрация эмульгированных водяных капель в нефтяной эмульсии; a, b, c, s, α – коэффициенты, определяемые экспериментально; t – температура нефтяной эмульсии, °С.

Количество тепла, выделяющееся от трения нефтяной эмульсии на протяжении соответствующего участка dz длины трубы за время $d\tau$, определяется по следующей формуле:

$$G_{\tau} = \frac{128G_{\text{нз}}^2 \mu_{\text{нз}}}{\pi D^4 E} dz \cdot d\tau. \quad (4)$$

Количество тепла, потерянное потоком нефтяной эмульсии, протекающим за время $d\tau$ через рассматриваемый участок, выражается формулой [14–16]

$$G_{\text{н}} = G_{\text{нз}} \rho_{\text{нз}} C_{\text{нз}} \frac{dt}{dz} dz \cdot d\tau, \quad (5)$$

где $\rho_{\text{нз}} = w\rho_{\text{в}} + (1-w)\rho_{\text{н}}$, $C_{\text{нз}} = wC_{\text{в}} + (1-w)C_{\text{н}}$, $\rho_{\text{в}}, \rho_{\text{н}}, \rho_{\text{нз}}$ – соответственно плотность воды, нефти и нефтяной эмульсии, кг/м³; $C_{\text{в}}, C_{\text{н}}, C_{\text{нз}}$ – удельная теплоемкость воды, нефти и нефтяной эмульсии, ккал/(кг·°С).

Затем с использованием закона охлаждения Ньютона [14–16] можно определить количество тепла, потерянное стенкой трубопровода в охлаждающую среду с температурой t_1 по длине dz за время $d\tau$ [16–18]:

$$G_{\text{тн}} = \pi DK_1 (t - t_1) dz \cdot d\tau, \quad (6)$$

$$K_1 = \lambda_{\text{ср}} \frac{(t_{\text{ст}} - t_1)}{(t_{\text{ж}} - t_{\text{ст}}) \delta}, \quad (7)$$

$$\lambda_{\text{ср}} = \frac{(\lambda_1 h_{\text{н}} + \lambda_2 h_{\text{ст}} + \lambda_3 h_{\text{гр}})}{\delta}, \quad (8)$$

где K_1 – коэффициент теплопередачи, ккал/(м²·°С·ч); $\lambda_{\text{ср}}$ – средняя теплопроводность адгезионного нефтяного слоя (или АСПО), стенки нефтепровода и слоя грунта, покрывающего трубопровод, ккал/(м²·°С·ч); $t_{\text{ст}}, t_1$ и $t_{\text{ж}}$ – соответственно температура стенки трубы, окружающей среды и жидкости в трубе, °С; δ – суммарная толщина пристеночного нефтяного слоя, стенки трубы и грунта, $\delta = h_{\text{н}} + h_{\text{ст}} + h_{\text{гр}}$; $h_{\text{н}}, h_{\text{ст}}$ и $h_{\text{гр}}$ – соответственно

толщины нефтяного слоя, стенки нефтепровода и грунта, м; $\lambda_1, \lambda_2, \lambda_3$ – соответствующие теплопроводности указанных слоев.

С целью определения средней скорости потока жидкости в трубе круглого сечения используется параболический закон Стокса [19–20], т.е.

$$\vartheta = \frac{1}{4\mu_{\text{нз}}} \left(\frac{D^2}{4} - r^2 \right) \left(-\frac{\partial p}{\partial z} \right), \quad (9)$$

где r – параметр, выражающей изменение толщины жидкости от центра потока до стенки.

При этом расход жидкости G определяется следующим образом:

$$G = \int_0^{D/2} 2\pi r dr \cdot \vartheta = - \left(\frac{\partial p}{\partial z} \right) \frac{\pi D^4}{128\mu_{\text{нз}}}. \quad (10)$$

С учетом (9) и (10) получим

$$\begin{aligned} G_{\tau} &= \int_0^{D/2} 2\pi r \frac{\mu_{\text{нз}}}{E} \left(\frac{\partial \vartheta}{\partial r} \right)^2 dz d\tau dr = \\ &= \frac{\pi D^4}{128\mu_{\text{нз}} E} \left(\frac{128^2 G_{\text{нз}}^2 \mu_{\text{нз}}^2}{(\pi D^4)^2} \right) dz \cdot d\tau = \\ &= \frac{128 G_{\text{нз}}^2 \mu_{\text{нз}}}{\pi D^4 E} \cdot dz \cdot d\tau, \end{aligned}$$

где p, ϑ – соответственно давление, Па, и средняя скорость потока нефтяной эмульсии, м/ч; τ – время, ч.

На основании вышесказанного составляем баланс тепла для элементарного участка трубы dz при установившемся режиме движения потока нефтяной эмульсии:

$$\begin{aligned} \Delta G &= G_{\tau} - G_{\text{н}} - G_{\text{тн}} = \frac{128 G_{\text{нз}}^2 \mu_{\text{нз}}}{\pi D^4 E} - \\ &- G_{\text{нз}} \rho_{\text{нз}} C_{\text{нз}} \frac{dt}{dz} - \pi DK_1 (t - t_1) = 0. \end{aligned} \quad (11)$$

Для определения распределения (изменения) температуры потока нефтяной эмульсии по длине нефтепровода по направлению от нефтедобывающих скважин до УПН, интегрируя формулы дифференциального уравнения (11) с учетом формулы (1), получим

$$\begin{aligned} J_3 \int \frac{b + ct}{cJ_1 t^2 + J_1 (b - ct_1)t - (bJ_1 t_1 + J_2 a)} dt &= \\ &= -z + c_1, \end{aligned} \quad (12)$$

где $J_1 = \pi DK_1$, $J_2 = \frac{128G_{нз}^2}{\pi D^4 E}$; $J_3 = G_{нз} \cdot \rho_{нз} \cdot C_{нз}$;

t, t_1 – текущая температура и температура окружающей нефтепровод среды, °С; c_1 – постоянная интегрирования; z – расстояние от нефтедобывающих скважин, м.

Принимая обозначения: $cJ_1 = r$; $J_1(b - ct_1) = d$; $bJ_1t_1 + J_2a = e$, преобразуем интеграл (12) в следующий вид:

$$J_3 \int \frac{b + ct}{rt^2 + dt - e} dt = -z + c_1. \quad (13)$$

После некоторых преобразований интеграл (13) принимает следующий вид:

$$\frac{J_3}{r} \int \frac{b + ct}{(t + n)(t + m)} dt = -z + c_1. \quad (14)$$

Решая интегральное уравнение (14), получим

$$K_1 \cdot \ln [c_1(t + n)^p \cdot (t + m)^q] = -z + c_1. \quad (15)$$

При начальных условиях $z = 0$, $t = t_0$ оцениваем значения c_1 :

$$c_1 = K_1 \ln [c_2(t_0 + n)^p \cdot (t_0 + m)^q],$$

где n, m, p, q – переменные коэффициенты, которые определяются в зависимости от технологических параметров, т.е.

$$n = \frac{1}{2r} \left[d - (d^2 + 4re)^{1/2} \right],$$

$$m = \frac{1}{2r} \left[d + (d^2 + 4re)^{1/2} \right],$$

$$p = c_1n - b,$$

$$q = b - c_1m,$$

$$K_1 = \frac{1}{r(n - m)},$$

где $d = J_1(b - ct_1)$, $e = bJ_1t_1 + J_2a$, $r = cJ_1$.

В результате получим искомое уравнение зависимости изменения температуры потока нефтяной эмульсии от значения начальной температуры (t_0) и расстояния по длине нефтепровода от нефтедобывающих скважин до текущей точки (z):

$$(t + n)^p \cdot (t + m)^q = (t_0 + n)^p \cdot (t_0 + m)^q \exp \left(-\frac{z}{J_3 K_1} \right).$$

Таким образом, были определены расчетные значения распределения температуры потока нефтяной эмульсии по длине нефтепровода от нефтедобывающих скважин до УПН в зависимости от расстояния (таблица).

Расчетные значения распределения температуры по длине нефтепровода

w	Z, м								
	0	2000	4000	6000	8000	10 000	12 000	14 000	16 000
0,1	30	28,439	26,957	25,595	24,342	23,191	22,132	21,169	20,264
0,2	30	18,499	13,628	11,566	10,692	10,322	10,165	10,099	10,071

С учетом указанных в таблице расчетных значений построен график изменения распределения температуры по длине нефтепровода (рисунок).

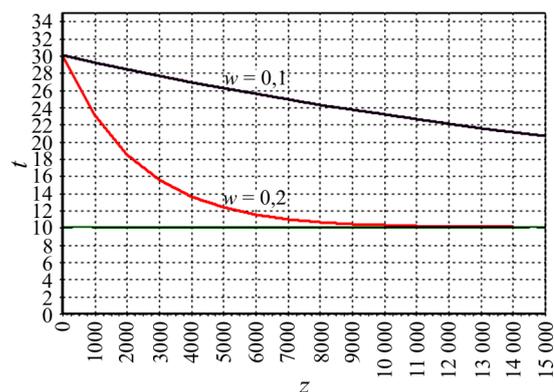


Рис. Изменение распределения температуры по длине нефтепровода

Из рисунка видно, что при увеличении расстояния температура потока нефтяной эмульсии экспоненциально уменьшается, причем при $z = \infty$ температура потока нефтяной эмульсии равняется температуре окружающей нефтепровод среды.

Выводы

Проведен системный анализ современного состояния проблемы определения распределения температуры потока нефти, нефтяной эмульсии и трехфазной системы «нефть – вода – газ» по длине нефтепровода. Показано, что существующие работы при математическом моделировании процесса изменения температуры потока по длине трубопровода не

учитывают влияния вязкости нефтяной эмульсии на распределение температуры. В связи с этим в данной работе предложены гиперболический закон изменения вязкости нефти от температуры и параболический закон изменения вязкости нефтяной эмульсии в зависимости от концентрации эмульгированных водяных капель в нефти.

Библиографический список

1. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды к транспорту. – М.: Недра, 1972. – 324 с.
2. Келбалиев Г.И., Расулов С.Р., Рзаев А.Г. Нефтяная гидродинамика: моногр. – М.: Маска, 2015. – 360 с.
3. Келбалиев Г.И., Расулов С.Р. Гидродинамика и массоперенос в дисперсных средах: моногр. – СПб.: Химиздат, 2014. – 568 с.
4. Лейбензон Л.С. Нефтепромысловая механика: собр. тр. – М.: Изд-во Акад. наук СССР, 1955. – Том III. – С. 29–30, 252–273.
5. Wax deposition in the oil gas two-phase flow for a horizontal pipe / J. Gong, Y. Zhan [et al.] // *Energy Fuels*. – 2011. – 25, 4. – P. 1624–1632. DOI: 10.1021/ef101682u
6. Moshfeghian M., Johannes A.H., Maddox R.N. Thermodynamic properties are important in predicting pipeline operations accurately // *Oil Gas J.* – 2002. – 100, 11. – P. 56–62
7. Numerical investigation of the location of maximum erosive wear damage in elbows effect of slurry velocity, bend orientation and angle of elbow / H. Zhang, Y.Q. Tan, D.M. Yang [et al.] // *Powder Technology*. – 2012. – Vol. 217. – P. 467–476. DOI: 10.1016/j.powtec.2011.11.003
8. Numerical simulation of concrete pumping process and investigation of wear mechanism of the piping wall / Y.Q. Tan, H. Zhang [et al.] // *Tribology International*. – 2012. – Vol. 4. – P. 137–144. DOI: 10.1016/j.triboint.2011.06.005
9. Pressure and temperature drop in gas transporting pipelines / B. Illes, E. Bobok, J. Zsuga, A. Toth // *Advanced Logistic Systems*. – 2012. – Vol. 6, № 1. – P. 159–166.
10. Energy equation derivation of the oil-gas-flow in Pipelines / J.M. Duan, W. Wang [et al.] // *Oil and Gas Science and Technology – Rev. IEP Energies nouvelles*. – 2013. – Vol. 68, № 2. – P. 341–353. DOI: 10.2516/ogst/2012020
11. Simulation on the temperature drop rule of hot oil Pipeline / Enbin Liu, Liuting Yang [et al.] // *The Open Fuels and Energy Science Journal*. – 2013. – 6. – P. 55–60. DOI: 10.2174/1876973X01306010055
12. Hongjun Zhu, Guang Feng, Qijun Wang. Numerical investigation of temperature distribution in an

С использованием эмпирических законов Фурье о теплопроводности, Ньютона о теплопередаче и вязкостного трения потока нефтяной эмульсии разработана математическая модель распределения температуры потока нефти по длине нефтепровода в зависимости от вязкости нефтяной эмульсии. Приведены расчетные результаты распределения температуры по нефтепроводу.

- eroded bend pipe and prediction of erosion reduced thickness // *The Scientific World Journal / Hundawi Publishing Corporation*. – 2014. – Article ID 435679. – P. 10. DOI: DOI: 10.1155/2014/435679
13. Bobok E. Fluid mechanics for petroleum engineers. – Amsterdam: Elsevier, 1993. – 236 p.
14. Determining oil well debit using outlet temperature information processing / A. Rzaev, G. Guluyev [et al.] // *Proceeding of the sixth International Conference on Management Science and Engineering Management*. – London: Springer-Verlog, 2013. – Vol. 1, Chap. 4. – P. 55–64. DOI: 10.1007/978-1-4471-4600-1_4
15. Разработка системы управления процессом динамического отстоя нефтяной эмульсии / Аб.Г. Рзаев, С.Р. Расулов, И.А. Абасова, С.Н. Рагимова // *Оборудование и технологии для нефтяного комплекса*. – 2014. – № 5. – С. 40–43.
16. Indirect method measuring oil well debit / T. Aliev, A. Rzaev, G. Guluyev [et al.] // *IV International Conference “Problems of Cybernetics and Informatic”*. – Baku, 2012. – Vol. III. – P. 16–18. DOI: 10.1109/ICPCI.2012.6486364
17. Касаткин А.Г. Основные процессы и аппараты химической технологии. – М.: Химическая литература, 1960. – 829 с.
18. Математическое моделирование процесса теплопередачи в стволе нефтяных скважин / Г.А. Гулуев, Аб.Г. Рзаев, С.Р. Расулов [и др.] // *Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности*. – 2015. – № 1. – С. 44–47.
19. Rheological model for flow of nonnewtonian petroleum / G.I. Kelbaliev, S.R. Rasulov, Ab.G. Rzaev, G.Z. Suleymanov, D.B. Tagiyev // *Reports of National academy of sciences of Azerbaijan*. – 2015. – № 1. – P. 56–59.
20. Моделирование реологических свойств неньютоновской нефти / С.Р. Расулов, А.Г. Рзаев, И.А. Абасова, С.Н. Рагимова // *Неньютоновские системы в нефтегазовой отрасли: материалы международной научной конференции, посвященной 85-летию юбилею А.Х. Мирзаджанзаде*. – Баку, 2013. – С. 210–212.

References

1. Lutoshkin G.S. Sbor i podgotovka nefiti, gaza i vody k transportu [Collection and preparation of oil, gas and water for transport]. Moscow, Nedra, 1972, 324 p.
2. Kelbaliev G.I., Rasulov S.R., Rzaev A.G. Neftianaia gidrodinamika [Petroleum hydrodynamics]. Moscow, Maska, 2015, 360 p.

3. Kelbaliev G.I., Rasulov S.R. Gidrodinamika i massoperenos v dispersnykh sredakh [Hydrodynamics and mass transfer in disperse media]. Saint Petersburg, Khimizdat, 2014, 568 p.
4. Leibenzon L.S. Neftepromyslovaia mekhanika. Sbranie trudov [Oilfield mechanics. Collection of works].

Moscow, Izdatel'stvo Akademii nauk SSSR, 1955, vol. III, pp.29-30, 252-273.

5. Gong J., Zhan Y. et al. Wax deposition in the oil gas two-phase flow for a horizontal pipe. *Energy Fuels*, 2011, 25, 4, pp.1624-1632. DOI: 10.1021/ef101682u

6. Moshfeghian M., Johannes A.H., Maddox R.N. Thermodynamic properties are important in predicting pipeline operations accurately. *Oil Gas J*, 2002, 100, 11, pp.56-62.

7. Zhang H., Tan Y.Q., Yang D.M. et al. Numerical investigation of the location of maximum erosive wear damage in elbows effect of slurry velocity, bend orientation and angle of elbow. *Powded Technology*, 2012, vol.217, pp. 467-476. DOI: 10.1016/j.powtec.2011.11.003

8. Tan Y.Q., Zhang H. et al. Numerical simulation of concrete pumping process and investigation of wear mechanism of the piping wall. *Tribology International*, 2012, vol. 4, pp. 137-144. DOI: 10.1016/j.triboint.2011.06.005

9. Illes B., Bobok E., Zsuga J., Toth A. Pressure and temperature drop in gas transporting pipelines. *Advanced Logistic Systems*, 2012, vol.6, no.1, pp.159-166.

10. Duan J.M., Wang W. et al. Energy equation derivation of the oil-gas-flow in Pipelines. *Oil and Gas Science and Technology-Rev. IEP Energies nouvelles*, 2013, vol. 68, no.2, pp.341-353. DOI: 10.2516/ogst/2012020

11. Enbin Liu, Liuting Yang et al. Simulation on the temperature drop rule of hot oil pipeline. *The Open Fuels and Energy Science Journal*, 2013, 6, pp.55-60. DOI: 10.2174/1876973X01306010055.

12. Hongjun Zhu, Guang Feng, Qijun Wang. Numerical investigation of temperature distribution in an eroded bend pipe and prediction of erosion reduced thickness. Hundawi Publishing Corporation. *The Scientific World Journal*, 2014, Article ID 435679, 10 p. DOI: 10.1155/2014/435679

13. Bobok E. Fluid mechanics for petroleum engineers. Amsterdam, Elsevier, 1993, 236 p.

14. Rzaev A., Guluyev G. et al. Determining oil well debit using outlet temperature information processing. *Proceeding of the sixth International Conference on Management Science and Engineering Management*. London, Springer-Verlog, 2013, vol.1, chap. 4, pp.55-64. DOI: 10.1007/978-1-4471-4600-1_4

15. Rzaev Ab.G., Rasulov S.R., Abasova I.A., Ragimova S.N. Razrabotka sistemy upravleniia protsessom dinamicheskogo otstoia nefianoj emul'sii [Development of a control system for the process of dynamic sludge of oil emulsion]. *Oborudovanie i tekhnologii dlia nefianoj kompleksa*, 2014, no.5, pp.40-43.

16. Aliev T., Rzaev A., Guluyev G. et al. Indirect method measuring oil well debit. *IV International Conference "Problems of Cybernetics and Informatic"*, Baku, 2012, vol. III, pp.16-18. DOI: 10.1109/ICPCI.2012.6486364

17. Kasatkin A.G. Osnovnye protsessy i apparaty khimicheskoi tekhnologii [Basic processes and apparatuses of chemical technology]. Moscow, Khimicheskaja literatura, 1960, 829 p.

18. Guluyev G.A., Rzaev Ab.G., Rasulov S.R. et al. Matematicheskoe modelirovanie protsessa teploperedachi v stvole nefianykh skvazhin [Mathematical modeling of the process of heat transfer in the trunk of oil wells]. *Avtomatizatsiya, telemekhanizatsiya i svyaz' v nefianoj promyshlennosti*, 2015, no.1, pp.44-47.

19. Kelbaliev G.I., Rasulov S.R., Rzaev Ab.G., Suleymanov G.Z., Tagiyev D.B. Rheological model for flow of nonnewtonian petroleum. *Reports of National academy of sciences of Azerbaijan*, 2015, no.1, pp.56-59.

20. Rasulov S.R., Rzaev A.G., Abasova I.A., Ragimova S.N. Modelirovanie reologicheskikh svoystv nen'utonovskoi nefi [Modeling the rheological properties of non-Newtonian oil]. *Nen'utonovskie sistemy v neftegazovoi otrasli. Materialy mezhdunarodnoi nauchnoi konferentsii* Baku, 2013, pp.210-212.

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Характерные особенности распределения температуры по длине нефтепровода / А.Г. Рзаев, С.Р. Расулов, Ф.Г. Пашаев, М.А. Салий // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2017. – Т.16, №2. – С.158–163. DOI: 10.15593/2224-9923/2017.2.6

Please cite this article in English as:

Rzaev A.G., Rasulov S.R., Pashaev F.G., Saliy M.A. Features of distribution of temperature along the length of oil pipeline. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2017, vol.16, no.2, pp.158-163. DOI: 10.15593/2224-9923/2017.2.6