DOI: 10.17122/ntj-oil-2019-5-104-113

УДК 622.692.4:532.529.5

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

ПОТЕРИ ДАВЛЕНИЯ ПРИ ПЕРЕКАЧКЕ ГАЗОЖИДКОСТНЫХ СМЕСЕЙ В ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМАХ С ЛУПИНГАМИ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫХ ПРИСАДОК

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

PRESSURE DROP IN GAS-LIQUID LOOPED PIPELINE SYSTEMS USING DRAG REDUCING AGENTS

Введение

Разработка методов прогноза гидравлической эффективности противотурбулентных присадок (ПТП) в трубопроводных системах с лупингами, транспортирующих газожидкостные смеси, является актуальной задачей. Указанная задача имеет особенность, отличающую ее от случая трубопровода с однофазным течением, так как неизвестно содержание жидкости и газа в основном трубопроводе и лупинге.

Цели и задачи

Разработка математической модели расчета трубопроводов с лупингами, транспортирующих газожидкостные смеси, при использовании ПТП и определение на их основе пределов перепада давления во всем диапазоне распределения жидкости и газа между основным трубопроводом и лупингом.

Методы

Метод основан на решении уравнений движения газожидкостных течений с полимерными добавками в трубопроводных системах с лупингами.

Background

The development of methods for predicting the hydraulic efficiency of drag reducing agents (DRA) in gas-liquid looped pipeline systems is a question of vital importance. This problem has a peculiarity distinguishing it from the case of a single-phase pipeline since the liquid and gas contents in the main pipeline and looping are unknown.

Aims and Objectives

Development of a mathematical model for calculating gas-liquid looped pipelines when using DRA and determining on their basis the limits of pressure drop in the entire range of liquid and gas distribution between the main pipeline and looping.

Methods

The method is based on solving the equations of motion of gas-liquid flows with polymer additives in looped pipeline systems.

Результаты

На основе модели расчета газожидкостных течений с полимерными добавками определены пределы перепада давления в зависимости от соотношения жидкости и газа в основном трубопроводе и лупинге.

Заключение

Разработана математическая модель расчета трубопровода, транспортирующего газожидкостную смесь при наличии лупинга с использованием ПТП. Численными расчетами определены пределы общего перепада давления.

Results

Based on the model for calculating gas-liquid flows with polymer additives, the pressure drop limits depending on the ratio of liquid to gas in the main pipeline and looping are determined.

Conclusion

A mathematical model for calculating a gas-liquid looped pipeline using DRA has been developed. Numerical calculations determined the limits of the total pressure drop.

Ключевые слова: противотурбулентные присадки; газожидкостное течение; трубопровод; лупинг; математическая модель

Key words: drag reducing agents; gas-oil flow; looping; mathematical model

Введение

Разработка методов прогноза гидравлической эффективности противотурбулентных присадок (ПТП) в трубопроводных системах с лупингами, транспортирующих газожидкостные смеси, является актуальной задачей. Указанная задача имеет особенность, отличающую ее от случая трубопровода с однофазным течением, так как неизвестно содержание жидкости и газа в основном трубопроводе и лупинге. Таким образом, ввиду большого количества степеней свободы возникает задача оценки пределов изменения перепадов давления. В настоящей статье рассматривается задача определения пределов перепада давления в зависимости от содержания жидкости и газа в основном трубопроводе и лупинге при использовании противотурбулентных присадок. Для упрощения будем предполагать, что трубопровод является горизонтальным, а длина основного трубопровода совпадает с длиной лупинга. Необходимо отметить, что

расчет газожидкостных течений с полимерными добавками в трубопроводных системах с лупингами в холмистой местности представляет собой более сложную задачу и не входит в предмет настоящей статьи.

Разработке расчетных методов прогнозирования параметров нефтепроводов с лупингами при использовании ПТП посвящены работы [1-3].

Расчетные методы газожидкостных течений с лупингами опубликованы в работах [4-7].

В работе [8] для выбора среди режимов с одинаковыми падениями давления в трубопроводе и лупинге вводится эвристический принцип минимального падения давления.

В работе [7] разработана программа, которая сканирует все вычисленные падения давления и выбирает в качестве решения минимальное значение падения давления в параллельной системе «трубопровод - лупинг», а также соотношение газ / жидкость, связанное с минимальным падением давления. Программа также способна определить максимальное падение давления и соответствующую

щее соотношение газа и жидкости. В работе [7] экспериментально установлено, что перекачка газожидкостной смеси по трубопроводу с лупингом неравных диаметров приводит к неравному распределению жидкости и газа. Поскольку плотность газа по сравнению с плотностью жидкости меньше, газ распределяется более неравномерно, чем жидкость. Анализ данных показывает, что газ больше перемещается в сторону большого диаметра; таким образом, соотношение газ / жидкость в трубе большого диаметра будет больше по сравнению с трубой меньшего диаметра.

Математическая модель

Запишем математическую модель расчета газожидкостного течения в горизонтальном трубопроводе с горизонтальным лупингом при использовании ПТП (рисунок 1).

Запишем уравнения движения газожидкостной смеси в основном горизонтальном трубопроводе на основе модифицированной Чисхолмом модели Локкарта-Мартинелли с учетом растворения суспензионной формы ПТП и деструкции растворившихся полимеров[9].

$$\frac{d\rho_1}{dx} = -2f_{dra} \frac{\rho_2}{RTd} u_2^2 \left[1 + \frac{20}{\left(\frac{f_{dra} \rho_2 u_2^2}{f_1 \rho_1 u_1^2} \right)^{1/2}} + \frac{1}{\left(\frac{f_{dra} \rho_2 u_2^2}{f_1 \rho_1 u_1^2} \right)} \right]; \quad (1)$$

$$\frac{dp}{dx} = -2f_{dra} \frac{\rho_2}{d} u_2^2 \left[1 + \frac{20}{\left(\frac{f_{dra} \rho_2 u_2^2}{f_1 \rho_1 u_1^2} \right)^{1/2}} + \frac{1}{\left(\frac{f_{dra} \rho_2 u_2^2}{f_1 \rho_1 u_1^2} \right)} \right]; \quad (2)$$

$$\frac{dM_w}{dx} = -ac^{-1} M_w^2 \left(\frac{f_{dra}}{2} \right)^2 u_2^3; \quad (3)$$

$$\frac{df_{dra}}{dx} = \frac{\left\{ \log(\text{Re}_2 f_{dra}^{1/2}) - \log \left[\frac{\sqrt{2} \Omega \left(a \left(\frac{M_w}{M_0} \right)^{1/2} \right)^{-3}}{\rho} D \right] - \frac{-3}{4 \ln 10} \right\}}{\left\{ -\frac{1}{2} f_{dra}^{-3/2} - \left(4,0 + \frac{\varpi M_w}{M_0^{3/2} c^{1/2}} \right) \frac{1}{2 \ln 10 f_{dra}} \right\}} \left(-\frac{\varpi c^{1/2}}{M_0^{3/2}} ac^{-1} M_w^2 \left(\frac{f_{dra}}{2} \right)^2 u_2^3 + \frac{1}{2} \varpi \frac{M}{M_0^{3/2} c^{-1/2}} \beta \frac{dc}{dx} \right); \quad (4)$$

$$\frac{dc}{dt} = -\frac{dC_s}{dt}; \quad (5)$$

$$\frac{dC_s}{dt} = -3C_{s0}^{1/3} \frac{J}{R_0 \rho_s} C_s^{2/3}, \quad (6)$$

Аналогичные уравнения можно записать для лупинга:

$$\frac{d\rho_1}{dx} = -2f_{dra} \frac{\rho_2}{RTd} u_2^2 \left[1 + \frac{20}{\left(\frac{f_{dra} \rho_2 u_2^2}{f_1 \rho_1 u_1^2} \right)^{1/2}} + \frac{1}{\left(\frac{f_{dra} \rho_2 u_2^2}{f_1 \rho_1 u_1^2} \right)} \right]; \quad (7)$$

$$\frac{dp}{dx} = -2f_{dra} \frac{\rho_2}{d} u_2^2 \left[1 + \frac{20}{\left(\frac{f_{dra} \rho_2 u_2^2}{f_1 \rho_1 u_1^2} \right)^{1/2}} + \frac{1}{\left(\frac{f_{dra} \rho_2 u_2^2}{f_1 \rho_1 u_1^2} \right)} \right]; \quad (8)$$

$$\frac{dM_w}{dx} = -ac^{-1} M_w^2 \left(\frac{f_{dra}}{2} \right)^2 u_2^3; \quad (9)$$

$$\frac{df_{dra}}{dx} = \left\{ \log(\text{Re} \cdot f_{dra}^{1/2}) - \log \left(\frac{\sqrt{2} \left(\frac{\Omega \left(a \left(\frac{M_w}{M_0} \right)^{1/2} \right)^{-3}}{\rho} \right) D}{v} \right) - \frac{3}{4 \ln 10} \right\} \cdot \left(-\frac{\varpi c^{1/2}}{M_0^{3/2}} ac^{-1} M_w^2 \left(\frac{f_{dra}}{2} \right)^2 u_2^3 + \frac{1}{2} \varpi \frac{M}{M_0^{3/2}} c^{-1/2} \beta \frac{dc}{dx} \right); \quad (10)$$

$$\left\{ -\frac{1}{2} f_{dra}^{-3/2} - \left(4,0 + \frac{\varpi M_w}{M_0^{3/2}} c^{1/2} \right) \frac{1}{2 \ln 10 f_{dra}} \right\}$$

$$\frac{dc}{dt} = -\frac{dC_s}{dt}; \quad (11)$$

$$\frac{dC_s}{dt} = -3C_{s0}^{1/3} \frac{J}{R_0 \rho_s} C_s^{2/3}, \quad (12)$$

где f_{dra} - коэффициент трения при течении жидкости по полному сечению, удовлетворяет уравнению Вирка:

$$f_{dra}^{-1/2} = (4,0 + \Delta) \cdot \log(\text{Re} \cdot f_{dra}^{1/2}) - 0,4 - \Delta \cdot \log \left(\left(\text{Re} \cdot f_{dra}^{1/2} \right)^* \right), \quad (13)$$

где $\left(\text{Re} \cdot f_{dra}^{1/2} \right)^* = \frac{\sqrt{2} \cdot v_{\tau}^* \cdot d}{v_s};$

$$\Delta = \varpi N^{3/2} \left(\frac{c}{M_w} \right)^{1/2};$$

N - степень полимеризации;

M_w - средневесовой молекулярный вес полимера;

$\varpi = 70 \cdot 10^{-6}$ - численный параметр;

C - концентрация растворенного полимера, ppm;

C_s - концентрация полимера в суспензионной форме, ppm;

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

τ_w^* - критическое касательное напряжение;

d - диаметр трубы;

ρ - плотность нефти;

ν - кинематическая вязкость жидкости;

C_{s0} - начальная концентрация твердой фазы полимера, ppm (млн⁻¹);

R_0 - начальный радиус твердых полимерных частиц, м;

J - интенсивность растворения твердой полимерной частицы, кг/м²с;

ρ_s - плотность твердых полимерных частиц, кг/м³.

Касательное напряжение начала проявления эффекта Томса:

$$\tau_{w onset} = \Omega_T R_G^{-n}, \quad 2 < n < 3,$$

где $R_G \approx aN^{1/2}$ - радиус гирации молекул полимера;

Ω_T - параметр, зависящий от видов полимера и растворителя;

a - параметр, определяющий кинетику деградации полимерной добавки;

$$u_1 = \frac{4m_1}{\pi D^2 \rho_1}, u_2 = \frac{4m_2}{\pi D^2 \rho_2} - \text{соответственно скорость по полному сечению газовой и}$$

жидкой фаз;

m_1, m_2 - соответственно расходы газовой и жидкой фаз;

$$\rho_1 = \frac{p}{RT}, \rho_2 = const - \text{плотности газовой и жидкой фаз;}$$

R - газовая постоянная;

T - температура;

$$\delta = \varpi N^{3/2} \left(\frac{c}{M_w} \right)^{1/2} - \text{параметр;}$$

f_0 - коэффициент трения Фаннинга течения без полимерной добавки;

c - концентрация полимера, ppm;

M_w - средний молекулярный вес;

$$Re_i = \frac{v_i d_i}{\nu} - \text{числа Рейнольдса};$$

ν - кинематическая вязкость жидкости;

$$v_* = \sqrt{\frac{\tau_w^*}{\rho}} - \text{динамическая скорость порога снижения гидравлического сопротивления,}$$

м/с;

$\tau_w^* = \Omega_T R_G^{-n}$, $2 < n < 3$ - касательное напряжение порога снижения гидравлического сопротивления;

$R_G = aN^{1/2}$ - радиус гирации макромолекул (Флори);

a - длина звена полимера, м;

$\Omega_T \sim \nu^{5/4}$ - параметр, зависящий от вида полимера и растворителя.

Уравнения конвективного переноса полимера с молекулярной массой M_i с учетом растворения суспензии полимера, деградации растворенных макромолекул, осаждения на кристаллы парафина и продольной дисперсии имеют следующий вид:

$$\begin{aligned} \frac{\partial c_i}{\partial t} + v \frac{\partial c_i}{\partial x} &= \frac{J_{i(sl)}}{m_l} + k_{2i} c_{2i} - k_{ii/2} c_i - \frac{J_{i(lw)}}{m_l} + D \frac{\partial^2 c_i}{\partial x^2} \\ k_{ii/2} &= \begin{cases} -\alpha \left(\frac{2f_{dra}}{d} \right) v^3 (M_i - M_{scis}), & \text{if } M_i > M_{scis}, \\ 0, & \text{if } M_i \leq M_{scis} \end{cases} \end{aligned} \quad (14)$$

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);

$J_{i(sl)}$ - интенсивность растворения молекул i -ой фракции полимера;

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;

D - коэффициент продольного перемешивания, м²/с.

Система уравнений (1)-(14) интегрируется при следующих граничных условиях:

при $x = 0$ $p_0 = p_{10} = p_{20}$,

$$Q_{L1} = \alpha Q_{L0}, Q_{L2} = (1 - \alpha) Q_{L0}; \quad Q_{G1} = \beta Q_{G0}, Q_{G2} = (1 - \beta) Q_{G0};$$

где α - доля жидкости в основном трубопроводе;

β - доля газа в основном трубопроводе.

Результаты расчетов

Были использованы следующие данные:

$$p_{10} = p_{20} = 2,66 \text{ МПа};$$

$$L = 13000 \text{ м}; M_{\text{ent}} = 10^7;$$

$$Q_G = 6054 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$Q_L = 39,7 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$\varepsilon = 0,3 \cdot 10^{-3} \text{ м}; \nu = 2,2 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}; \rho = 795 \text{ кг/м}^3;$$

$$d_1 = 0,2 \text{ м}; d_2 = 0,2 \text{ (0,17) м};$$

$$a = 4,5 \cdot 10^{-9} \text{ м}; M_0 = 86,15.$$

На рисунке 1 приведена схема трубопроводной системы с лупингом.

Рисунок 1. Схема трубопроводной системы с лупингом

На рисунке 2 приведены расчеты давления в конце трубопроводной системы, состоящей из основного трубопровода диаметром 0,2 м и лупинга диаметром 0,2 м с использованием полимерной добавки с концентрацией $C = 10 \text{ ppm}$ и без полимерной добавки в зависимости от распределения жидкости и газа.

На рисунке 3 приведены расчеты давления в конце трубопроводной системы, состоящей из основного трубопровода диаметром 0,2 м и лупинга диаметром 0,17 м с использованием полимерной добавки с концентрацией $C = 10 \text{ ppm}$ и без полимерной добавки в зависимости от распределения жидкости и газа.

Рисунок 2. Давление на выходе трубопроводной системы, состоящей из основного трубопровода диаметром 0,2 м и лупинга диаметром 0,2 м с применением ПТП $C = 10 \text{ ppm}$ и без ПТП в зависимости от распределения жидкости и газа

Рисунок 3. Давление на выходе трубопроводной системы, состоящей из основного трубопровода диаметром 0,2 м и лупинга диаметром 0,17 м с применением ПТП $C = 10 \text{ ppm}$ и без ПТП в зависимости от распределения жидкости и газа

Выводы

1. Разработана математическая модель течения газожидкостного течения в горизонтальном трубопроводе с лупингом при использовании противотурбулентной присадки суспензионной формы.
2. Проведены расчеты по определению влияния противотурбулентной присадки на перепад давления в трубопроводной системе «основной

трубопровод - лупинг» в зависимости от распределения жидкой и газовой фаз между основным трубопроводом и лупингом.

Публикация подготовлена в рамках выполнения государственного задания Государственного автономного научного учреждения «Институт стратегических исследований Республики Башкортостан» за 2019 г. № 09/6.

Список литературы

1. Шагиев Р.Г., Гумеров А.Г. Оптимизация дозирования противотурбулентных присадок в нефтепроводах с лупингами // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения: сб. науч. тр. Уфа: «Монография», 2017. Вып. 7 (12). С. 272-277.
2. Ibrahim A. Maximizing Transportation Capacity of an Aged Crude Oil Pipeline. Saarbrücken: LAP Lambert Academic Publishing, 2016. 200 p.
3. Abdou H.A.M. Case Study in Deducing Pump Discharge Pressures with Applied Methods for Maximizing Throughput of a Strategic Crude Oil Pipeline // Journal of Petroleum Technology and Alternative Fuels. 2013. Vol. 4 (2). P. 12-23. DOI: 10.5897/JPTAF12.015.
4. Gregory G.A., Fogarasi M. Estimation of Pressure Drop in Two-Phase Oil-Gas Looped Pipeline Systems // Journal of Canadian Petroleum Technology. 1982. Vol. 21. Issue 2. P. 75-81. DOI: 10.2118/82-02-03.
5. Taitel Y., Pustynnik L., Tshuva M., Barnea D. Flow Distribution of Gas and Liquid in Parallel Pipes // International Journal of Multiphase Flow. 2003. Vol. 29. Issue 7. P. 1193-1202. DOI: 10.1016/S0301-9322(03)00067-3.
6. Alvarez L., Mohan R.S., Shoham O., Avila C. Multiphase Flow Splitting in Parallel/Looped Pipelines // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Florence, Italy. 2010. Vol. 7. P. 5673-5682. DOI: 10.2118/135723-MS.
7. Dabirian R., Thompson L., Mohan R., Shoham O. Pressure-Minimization Method for Prediction of Two-Phase-Flow Splitting // Oil and Gas Facilities. 2016. Vol. 5. Issue 5. URL: <https://www.onepetro.org/journal-paper/SPE-166197-PA> (дата обращения: 03.07.2019). DOI: 10.2118/166197-PA.
8. Tshuva M., Barnea D., Taitel Y. Two-Phase Flow in Inclined Parallel Pipes // International Journal of Multiphase Flow. 1999. Vol. 25. P. 1491-1503. DOI: 10.1016/S0301-9322(99)00048-8.
9. Шагиев Р.Г., Гумеров А.Г. Математическая модель газожидкостного течения с учетом растворения суспензионной формы противотурбулентных присадок и разрушения растворившихся

References

1. Shagiev R.G., Gumerov A.G. Optimizatsiya dozirovaniya protivoturbulentnykh prisadok v nefteprovodakh s lupingami [Optimization of Dosing of Anti-Turbulent Additives in Oil Pipelines with Looping]. *Sbornik nauchnykh trudov «Neftegazovye tekhnologii i novye materialy. Problemy i resheniya»* [Collection of Scientific Works «Oil and Gas Technologies and New Materials. Problems and Solutions»]. Ufa, «Monografiya» Publ., 2017, Issue 7 (12), pp. 272-277. [in Russian].
2. Ibrahim A. *Maximizing Transportation Capacity of an Aged Crude Oil Pipeline*. Saarbrücken, LAP Lambert Academic Publishing, 2016. 200 p.
3. Abdou H.A.M. Case Study in Deducing Pump Discharge Pressures with Applied Methods for Maximizing Throughput of a Strategic Crude Oil Pipeline. *Journal of Petroleum Technology and Alternative Fuels*, 2013, Vol. 4 (2), pp. 12-23. DOI: 10.5897/JPTAF12.015.
4. Gregory G.A., Fogarasi M. Estimation of Pressure Drop in Two-Phase Oil-Gas Looped Pipeline Systems. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 1982, Vol. 21, Issue 2, pp. 75-81. DOI: 10.2118/82-02-03.
5. Taitel Y., Pustynnik L., Tshuva M., Barnea D. Flow Distribution of Gas and Liquid in Parallel Pipes. *International Journal of Multiphase Flow*, 2003, Vol. 29, Issue 7, pp. 1193-1202. DOI: 10.1016/S0301-9322(03)00067-3.
6. Alvarez L., Mohan R.S., Shoham O., Avila C. Multiphase Flow Splitting in Parallel/Looped Pipelines. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Florence, Italy, 2010, Vol. 7, pp. 5673-5682. DOI: 10.2118/135723-MS.
7. Dabirian R., Thompson L., Mohan R., Shoham O. Pressure-Minimization Method for Prediction of Two-Phase-Flow Splitting. *Oil and Gas Facilities*, 2016, Vol. 5, Issue 5. Available at: <https://www.onepetro.org/journal-paper/SPE-166197-PA> (accessed 03.07.2019). DOI: 10.2118/166197-PA.
8. Tshuva M., Barnea D., Taitel Y. Two-Phase flow in Inclined Parallel Pipes. *International Journal of Multiphase Flow*, 1999, Vol. 25, pp. 1491-1503. DOI: 10.1016/S0301-9322(99)00048-8.

полимеров // Нефтегазовые технологии и новые материалы: сб. науч. тр. Уфа: «Монография». 2017. Вып. 6 (11). С. 268-272.

9. Shagiev R.G., Gumerov A.G. Matematicheskaya model' gazozhidkostnogo techeniya s uchetom rastvoreniya suspenszionnoi formy protivoturbulentnykh prisadok i destrukttsii rastvorivshikhsya polimerov [Mathematical Model of Gas-Liquid Flow in View of the Dissolution of the Suspension form Drag Reducing Additives and Degradation of Polymer Solutions]. *Sbornik nauchnykh trudov «Neftegazovye tekhnologii i novye materialy»* [Collection of Scientific Works «Oil and Gas Technologies and New Materials»]. Ufa, «Monografiya» Publ., 2017, Issue 6 (11). pp. 268-272. [in Russian].

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: rggshag@mail.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: rggshag@mail.ru