DOI: 10.17122/ntj-oil-2018-2-78-85
УДК 622.692.4:532.529

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

ПОТЕРИ ДАВЛЕНИЯ ПРИ СОВМЕСТНОМ ТЕЧЕНИИ НЕФТИ И ГАЗА В РЕЛЬЕФНЫХ ТРУБОПРОВОДАХ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫХ ПРИСАДОК

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

PRESSURE LOSS IN HILLY TERRAIN GAS OIL PIPELINES USING DRAG REDUCING ADDITIVES

Введение

С целью обеспечения требуемой производительности при эксплуатации нефтепромысловых трубопроводов, транспортирующих газожидкостные смеси, важным является адекватное прогнозирование потерь давления, в том числе и при использовании противотурбулентных присадок, снижающих гидравлическое сопротивление.

Цели и задачи

Разработка математической модели потерь давления при расслоенном и снарядном режимах совместного течения нефти и газа в рельефных нефтепромысловых трубопроводах.

Методы

Метод основан на решении уравнений сохранения массы и количества движения составляющих расслоенного и снарядного режимов газожидкостного течения в трубопроводе при использовании полимерных добавок, снижающих как турбулентное трение жидкой фазы о стенку трубы, так и межфазное трение газ/жидкость.

Результаты

Разработана математическая модель расчета потерь давления в многофазных нефтепромысловых трубопроводах при расслоенном и снарядном режимах течения при использовании полимерных добавок.

Background

To ensure the required productivity in the operation of oilfield pipelines transporting gas/liquid mixtures, it is important to adequately predict pressure losses, including the cases of drag reducing additives usage that reduce the hydraulic resistance.

Aims and Objectives

Development of a mathematical model of pressure losses under the stratified and slug regimes of joint flow of oil and gas in hilly terrain oilfield pipelines.

Methods

The method is based on solving the equations of mass conservation and the amount of motion of the stratified and slug regimes of the gas-liquid flow in the pipeline using polymer additives that reduce both the turbulent friction of the liquid phase against the wall of the pipe and the interfacial gas/liquid friction.

Results

A mathematical model for calculating pressure losses in multiphase oilfield pipelines with stratified and slug flow regimes using polymer additives is developed.

Заключение

Разработана математическая модель газожидкостного течения в рельефном трубопроводе с использованием противотурбулентных присадок.

Conclusion

The mathematical model is developed of gas-liquid flow in hilly terrain pipeline using drag reducing additives.

Ключевые слова: рельефный трубопровод, газожидкостное течение, нисходящие участки, подъемные участки, потери давления, противотурбулентные присадки, расслоенный режим, снарядный режим, математическое моделирование

Key words: hilly terrain pipeline, gas-liquid flow, downward segments, upward segments, pressure losses, drag reducing additives, stratified regime, slug regime, mathematical modeling

Введение

В последнее время все большее внимание уделяется проблемам утилизации попутного нефтяного газа путем его перекачки совместно с нефтью в одном промысловом трубопроводе. Основным препятствием для реализации подобной перекачки являются большие потери давления в рельефных трубопроводах, так как рост и потери давления за счет силы тяжести на нисходящих и подъемных участках не компенсируются.

Первыми шагами для борьбы с указанной проблемой являются разработка методов прогноза потерь давления в зависимости от расходов жидкой и газовой фаз и выбор на основе математической модели оптимального диаметра трубопровода и оптимальной концентрации полимерных добавок, снижающих гидравлическое сопротивление.

В настоящей работе приведена процедура расчета потерь давления в рельефном трубопроводе с совместным течением нефти и газа при использовании полимерных добавок, снижающих турбулентное трение.

Обзоры по применению полимерных добавок в многофазных потоках приведены в работах [1, 2]. Большое количество работ посвящено различным аспектам гидродинамики газожидкостных потоков с полимерными добавками, среди которых отметим работы [3-7].

Из указанных работ можно сделать следующие выводы:

- кроме влияния на пристенную турбулентность в потоке жидкости на границе с трубой (механизм 1), полимерные добавки влияют на шероховатость поверхности раздела «газ - жидкость» (механизм 2), подавляя волнообразование, уменьшая тем самым межфазное касательное напряжение и уменьшая истинное объемное содержание жидкой фазы;
- несмотря на очевидный факт наличия основного механизма (1) в приведенных выше работах используется только механизм (2) подавления волн на межфазной поверхности, что равносильно уменьшению шероховатости межфазной поверхности;
- действие полимерных добавок может быть ослаблено при наличии воды, диспергированной в нефти.

Новым в настоящей работе является использование как основного механизма (1), так и механизма (2), связанного с подавлением волн на межфазной поверхности.

Для наклонного трубопровода критерий перехода из расслоенного режима в снарядный имеет вид [8]:

$$v_1 > C_2 \left[\frac{(\rho_2 - \rho_1)g \cos \alpha A_1}{\rho_1 d A_2 / dh_2} \right]^{0.5}, \quad (1)$$

$$\text{где } C_2 = \left(1 - \frac{h_2}{d}\right)^n;$$

$$A_2 = \frac{1}{\pi} \left[\pi - \arccos \left(2 \frac{h_2}{d} - 1 \right) + \left(2 \frac{h_2}{d} - 1 \right) \sqrt{1 - \left(2 \frac{h_2}{d} - 1 \right)^2} \right];$$

$$\frac{dA_2}{dh_2} = \frac{4}{\pi D} \sqrt{1 - \left(2 \frac{h_2}{D} - 1 \right)^2}.$$

В основополагающей работе [8] $n = 1$.

В первом приближении рассмотрим стационарный режим перекачки по рельефному трубопроводу. На наклонных нисходящих участках реализуется расслоенное течение, а на наклонных подъемных участках – снарядное течение.

Нисходящие участки

Запишем уравнение сохранения импульса жидкой и газовой фаз для нисходящего участка (рисунок 1):

$$A_1 \frac{dp}{dx} = -\tau_1 S_1 - \tau_i S_i + \rho_1 g A_1 \sin \beta, \quad (2)$$

$$A_2 \frac{dp}{dx} = -\tau_2 S_2 + \tau_i S_i + \rho_2 g A_2 \sin \beta, \quad (3)$$

где τ_1, τ_2 – касательные напряжения между газом и жидкостью на стенке трубы:

$$\tau_1 = f_1 \frac{\rho_1 v_1^2}{2}, \quad \tau_2 = f_2 \frac{\rho_2 v_2^2}{2}, \quad (4)$$

межфазное касательное напряжение

$$\tau_i = f_i \frac{\rho_1^0 (v_1 - v_2) |v_1 - v_2|}{2}, \quad (5)$$

f_1, f_2, f_i – коэффициенты гидравлического сопротивления Фаннинга.

Для определения коэффициента межфазного трения с полимерными добавками можно использовать зависимость [3]

$$\frac{1}{\sqrt{f_i(c)}} = 3,48 - 4 \log \left(\frac{2k_i(c)}{d_{h1}} + \frac{9,35}{\text{Re}_1 \sqrt{f_i(c)}} \right), \quad (6)$$

где $k_i(c) = k_i(0)(1 - \Theta(c))$ – высота песчаной шероховатости межфазной поверхности с полимерными добавками;

$$\Theta(c) = \frac{c}{A + Bc} \text{ – эффективность снижения}$$

песчаной шероховатости межфазной поверхности газ/жидкость;

C – концентрация полимерной добавки;

A, B – параметры, определяемые из экс-

периментов на основе решения обратных задач;

$$k_i(0) = h_2 \sqrt{2 \left[1 - \left(\frac{56v_1}{u_i^* d_{h1}} \right)^2 \right]} \text{ – высота пес-}$$

чаной шероховатости межфазной поверхности без полимерных добавок;

$$u_i^* = 2u_1 \sqrt{\frac{f_i(c)}{2}} \text{ – динамическая скорость.}$$

Для турбулентного течения газа:

$$f_1 = 0,079 \cdot \text{Re}_1^{-0,25},$$

где $\text{Re}_1 = \left(\frac{d_{h1} v_1}{\nu_1} \right)$ – число Рейнольдса газовой фазы.

Коэффициент трения $f_2(0)$ без присадки удовлетворяет уравнению Прандтля-Кармана:

$$f_2^{-1/2}(0) = 4,0 \cdot \log(\text{Re}_2 \cdot f_2^{1/2}(0)) - 0,4. \quad (7)$$

Коэффициент трения f_2 с присадкой удовлетворяет уравнению Вирка [9]:

$$f_2^{-1/2}(c) = (4,0 + \Delta) \cdot \log(\text{Re}_2 \cdot f_2^{1/2}(c)) - 0,4 - \Delta \cdot \log \left((\text{Re}_2 \cdot f_2^{1/2})^* \right), \quad (8)$$

где $\text{Re}_2 = \left(\frac{d_{h2} v_2}{\nu_2} \right)$ – число Рейнольдса жидкой фазы;

$$d_{h1} = 4 \frac{A_1}{S_1 + S_i}, \quad d_{h2} = 4 \frac{A_2}{S_2}$$

– гидравлические диаметры сечений, занятых газом и жидкостью;

Рисунок 1. Расслоенный режим течения нефти и газа на нисходящем участке трубопровода

A_1, A_2 - площади сечений трубы, занятые газом и жидкостью;

$$A = \frac{\pi d^2}{4} \text{ - площадь сечения трубы;}$$

S_1, S_2, S_i - длины смоченных периметров, занятых газом и жидкостью, а также длина межфазной границы раздела:

$$\left(\text{Re}_2 \cdot f_2^{1/2} \right)^* = \frac{\sqrt{2} \cdot v_\tau^* \cdot d_{h2}}{v_2};$$

$$\Delta = \varpi N^{3/2} \left(\frac{C}{M} \right)^{1/2} \text{ - параметр;}$$

$$N = \frac{M}{M_0} \text{ - степень полимеризации;}$$

M - молекулярный вес полимера;

M_0 - молекулярный вес мономера;

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

C - концентрации полимера, ppm;

$$v_\tau^* = \sqrt{\frac{\tau_w^*}{\rho_2}} \text{ - критическая динамическая}$$

скорость;

τ_w^* - критическое касательное напряжение начала проявления эффекта Томса снижения гидравлического сопротивления;

d - внутренний диаметр трубы;

ρ_2 - плотность жидкости;

ν_2 - кинематическая вязкость жидкости;

β - угол наклона трубопровода к горизонту;

h_2 - толщина слоя жидкости (рисунок 1);

p - давление;

g - проекция внешней массовой силы, отнесенной к единице массы, на ось трубы Z .

Касательное напряжение начала проявления эффекта Томса:

$$\tau_w^* = \Omega_T R_G^{-n}, \quad R_G \approx a N^{1/2}, \quad 2 < n < 3, \quad (9)$$

где Ω_T - параметр, зависящий от вида полимера и растворителя.

Для замыкания системы уравнений (2), (3) продифференцируем уравнение состояния газа:

$$\frac{dp}{dz} = \frac{d\rho_1^0}{dz} RT + \rho_1^0 T \frac{dR}{dz} + \rho_1^0 R \frac{dT}{dz}, \quad (10)$$

где R - газовая постоянная;

ρ_1^0 - истинная плотность газа.

Исключая из системы уравнений (2) и (3) межфазное касательное напряжение, получим уравнение для определения потерь давления на трение:

$$\frac{dp}{dx} = \frac{1}{A_1 + A_2} \left\{ -\tau_1 S_1 - \tau_2 S_2 + (A_1 \rho_1 + A_2 \rho_2) g \sin \beta \right\}. \quad (11)$$

Исключая градиент давления из уравнений (3) и (4), получим:

$$\frac{\tau_1 S_1}{A_1} - \frac{\tau_2 S_2}{A_2} + \tau_i S_i \left(\frac{1}{A_2} + \frac{1}{A_1} \right) + (\rho_2 - \rho_1) g \sin \beta = 0 \quad (12)$$

или

$$\frac{\tau_1 S_1}{A - A_2} - \frac{\tau_2 S_2}{A_2} + \tau_i S_i \left(\frac{1}{A - A_2} + \frac{1}{A_2} \right) - (\rho_2 - \rho_1) g \sin \beta = 0. \quad (13)$$

Из уравнения (13) определяем объемное содержание жидкости. Затем по уравнению (11) определяем градиент давления.

Подъемные участки

На рисунке 2 приведена схема снарядного течения на наклонном подъемном участке рельефного трубопровода.

В силу критерия (1) на подъемных участках рельефного трубопровода реализуется снарядный режим газожидкостного течения, характеризующийся прохождением чередующихся жидких пробок и газовых пузырей со слоем жидкости по нижней образующей трубы (рисунок 2). Таким образом, снарядное течение является нестационарным, поэтому при расчете потерь давления на подъемных участках будем говорить об осредненном по времени значении потерь давления на трение.

Рисунок 2. Снарядный режим течения нефти и газа на подъемном участке трубопровода

Баланс сил, действующих на жидкую пленку [10, 11]:

$$\rho_2 \alpha_{2TB} g \sin \beta = \frac{f_1 \rho_1}{2} (v_{TB} + v_{2TB})^2 \frac{S_i}{A} + \frac{f_2 \rho_2}{2} v_{2TB}^2 \frac{S_2}{A} \quad (14)$$

или

$$f_1 \rho_1 \left[\frac{K_1}{H_{LTB}} + \frac{K_2}{1 - \alpha_{2TB}} \right]^2 S_i + f_2 \rho_2 \left[\frac{K_1}{\alpha_{2TB}} - v_{TB} \right]^2 S_2 - 2 \rho_2 g A \sin \beta \alpha_{2TB} = 0, \quad (15)$$

где $K_1 = v_{TB} \alpha_{LLS} + V_{1LS} (1 - \alpha_{LLS}) - v_m$,

$$K_2 = K_1 + v_m - v_{TB},$$

$v_{TB} = C_0 v_m + v_d$ - скорость пузыря газа;

$$C_0 = 1, 2;$$

$v_d = 0,54 \cos \beta \sqrt{gd} + 0,35 \sin \beta \sqrt{gd}$ - скорость дрейфа пузыря [12];

v_m - приведенная скорость смеси.

Из уравнения (15) определяем объемное содержание жидкой пленки и другие параметры снарядного течения.

Потери давления на единицу снарядного течения (газовый пузырь + пленка, жидкая пробка):

$$\Delta p_u = -\rho_2 g \sin(\beta) L_{SL} - \frac{\tau_2 \pi d}{A} L_{SL} - \rho_2 g \sin(\beta) L_{TB} \alpha_{2TB} - \rho_1 g \sin(\beta) L_{TB} \alpha_{1TB} + \frac{\tau_2 S_2}{A} L_{TB} - \frac{\tau_1 S_1}{A} L_{TB}, \quad (16)$$

где L_{TB} , L_{SL} - длины соответственно газового пузыря и жидкой пробки;

α_{1TB} , α_{2TB} - истинное объемное содержание газа и жидкости в области пузыря.

При расчете параметров жидкой пленки в зоне пузыря Тейлора также учитывалось наличие полимерных добавок аналогично расслоенному течению. Кроме того, при оценке силы трения жидкой пробки в уравнении (16) использовалось уравнение Вирка при течении по полному сечению (6).

Некоторые результаты

Профиль трассы трубопровода состоит из одного нисходящего и одного восходящего участков с равными длинами и углами наклона к горизонту β (рисунок 3).

Диаметр трубопровода 0,2 м.

Общая длина трубопровода 2000 м.

Расход нефти 10 кг/с, расход газа 2,5 кг/с.

Плотность нефти 850 кг/м³.

Газовая постоянная газа 400 Дж/(кг·К).

Вязкость нефти $5 \cdot 10^{-6}$ м²/с.

Вязкость газа $5 \cdot 10^{-7}$ м²/с.

Давление на входе в трубопровод 2,0 МПа.

Будем предполагать, что используется гелеобразная присадка, у которой локальная гидравлическая эффективность проявляется по максимуму сразу после ее введения в полость трубопровода. Кроме того, будем пред-

полагать отсутствие механической деградации ввиду малой длины трубопровода.

На рисунке 4 приведены зависимости относительного уменьшения перепада давления для всех трубопроводов в зависимости от концентрации полимерной добавки.

Из анализа приведенных расчетных данных следует, что при увеличении угла наклона эффективность снижения общих относительных потерь давления снижается.

Выводы

1. В настоящей работе в стационарном приближении разработана математическая модель рельефного трубопровода с совместным течением нефти и газа с применением полимерных добавок.

2. Влияние полимерных добавок на потери давления в расслоенном газожидкостном течении проявляется в снижении турбулентного трения между жидкостью и стенкой трубы, а также в снижении трения между газом и жидкостью из-за уменьшения амплитуды поверхностных волн на межфазной поверхности жидкость/газ (шероховатости).

3. Влияние полимерных добавок в рельефных газожидкостных трубопроводах на суммарные потери давления более слабое, чем в горизонтальных трубопроводах. Тем не менее, в ряде случаев при соответствующем экономическом и технологическом обосновании применение противотурбулентных присадок является целесообразным.

Рисунок 3. Простейший рельефный трубопровод

Рисунок 4. Относительные снижения общих потерь давления в зависимости от концентрации полимерной добавки и угла наклона β к горизонту нисходящего и восходящего участков трубопровода

Работа подготовлена в рамках государственного задания Центра нефтегазовых технологий и новых материалов ГАНУ «ИСИ РБ» за 2018 г.

Список литературы

1. Manfield C.J., Lawrence C., Hewitt G.F. Drag-Reduction with Additive in Multiphase Flow: a Literature Survey // *Multiphase Science Technology*. 1999. Vol. 11. P. 197-221.
2. Abubakar A., Al-Wahaibi T., Al-Wahaibi Y., Al-Hashmi A.R., Al-Ajmi A. Roles of Drag Reducing Polymers in Single- and Multi-Phase Flows // *Chemical Engineering Research and Design*. 2014. Vol. 92, No. 11. P. 2153-2181.
3. Fernandez F. Etude des interactions dynamiques en écoulement diphasique stratifié // INP Toulouse. 1984.

References

1. Manfield C.J., Lawrence C., Hewitt G.F. Drag-Reduction with Additive in Multiphase Flow: a Literature Survey. *Multiphase Science Technology*, 1999, Vol. 11, pp. 197-221.
2. Abubakar A., Al-Wahaibi T., Al-Wahaibi Y., Al-Hashmi A.R., Al-Ajmi A. Roles of Drag Reducing Polymers in Single- and Multi-Phase Flows. *Chemical Engineering Research and Design*, 2014, Vol. 92, No. 11, pp. 2153-2181.
3. Fernandez F. Etude des interactions dynamiques en écoulement diphasique stratifié. INP, Toulouse, 1984.

4. Fernandes R.L., Jutte B., Rodriguez M. Drag Reduction in Horizontal Annular Two-Phase Flow // *International Journal of Multiphase Flow*. 2004. Vol. 30, No. 9. P. 1051-1069.

5. Moré P.P., Kang C., Magalhães A.A.O. The Performance of Drag Reducing Agents in Multiphase Flow Conditions at High Pressure; Positive and Negative Effects // *Proceedings of 7th International Pipeline Conference*, Vol. 4, September 29 - October 3, 2008, Paper IPC2008-64336. Calgary, Alberta, Canada, 2008. P. 149-157.

6. Шагиев Р.Г., Гумеров А.Г. Математическая модель газожидкостного течения с учетом растворения суспензионной формы противотурбулентных присадок и деградации растворившихся полимеров // *Нефтегазовые технологии и новые материалы*. Уфа: ООО Монография, 2017. С. 268-272.

7. Шагиев Р.Г., Гумеров А.Г., Худякова Л.П., Ханнанов Р.Х., Альмухаметова Д.А. Гидравлическое сопротивление и тепломассообмен в однофазных и многофазных потоках в трубопроводах при добыче и транспорте углеводородного сырья при использовании противотурбулентных присадок // *Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов*. 2015. Вып. 2 (100). С. 170-181.

8. Taitel Y., Dukler A.E. A Model for Predicting Flow Regime Transitions in Horizontal and Near Horizontal Gas Liquid Flow // *AIChE Journal*. 1976. Vol. 22, No. 1. P. 47-55.

9. Virk P.S. Drag Reduction Fundamentals // *AIChE Journal*. 1975. Vol. 21. No. 4. P. 625-656.

10. Shoham O. Mechanistic Modeling of Gas-Liquid Two-Phase Flows in Pipes. 2006. SPE. 396 p.

11. Felizola H., Shoham O. A Unified Model for Slug Flow in Upward Inclined Pipes // *Journal of Energy Resources and Technology*. 1995. Vol. 117. P. 7-12.

12. Bendiksen K.H., Malnes D., Moe R., Nuland S. The Dynamic Two-Fluid Model OLGA: Theory and Application // *SPE Production Engineering*. May 1991. P. 171.

4. Fernandes R.L., Jutte B., Rodriguez M. Drag Reduction in Horizontal Annular Two-Phase Flow. *International Journal of Multiphase Flow*, 2004, Vol. 30, No. 9, pp. 1051-1069.

5. Moré P.P., Kang C., Magalhães A.A.O. The Performance of Drag Reducing Agents in Multiphase Flow Conditions at High Pressure; Positive and Negative Effects. *Proceedings of 7th International Pipeline Conference, September 29 - October 3, 2008, Paper IPC2008-64336*. Calgary, Alberta, Canada, 2008, Vol. 4, pp. 149-157.

6. Shagiev R.G., Gumerov A.G. Matematicheskaya model' gazozhidkostnogo techeniya s uchetom rastvoreniya suspenzionnoi formy protivoturbulentnykh prisadok i destruktssii rastvorivshikhsya polimerov [Mathematical Model of Gas-Liquid Flow Taking into Account the Dissolution of the Suspension Form of Drag Reducing Additives and Degradation of Dissolved Polymers]. *Neftegazovye tekhnologii i novye materialy* [Oil and Gas Technologies and New Materials]. Ufa, Monografiya Publ., 2017, pp. 268-272. [in Russian].

7. Shagiev R.G., Gumerov A.G., Khudyakova L.P., Khannanov R.Kh., Al'mukhametova D.A. Gidravlichesкое soprotivlenie i teplomassoobmen v odnofaznykh i mnogofaznykh potokakh v truboprovodakh pri dobyche i transporte uglevodorodnogo syr'ya pri ispol'zovanii protivoturbulentnykh prisadok [Friction Pressure Loss and Heat and Mass Transfer in Single and Multiphase Flows in Oil and Gas Production Pipelines using Drag Reducing Additives]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefti i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2015, Issue 2 (100), pp. 170-181. [in Russian].

8. Taitel Y., Dukler A.E. A Model for Predicting Flow Regime Transitions in Horizontal and Near Horizontal Gas Liquid Flow. *AIChE Journal*, 1976, Vol. 22, No. 1, pp. 47-55.

9. Virk P.S. Drag Reduction Fundamentals. *AIChE Journal*, 1975, Vol. 21, No. 4, pp. 625-656.

10. Shoham O. *Mechanistic Modeling of Gas-Liquid Two-Phase Flows in Pipes*. 2006. SPE. 396 p.

11. Felizola H., Shoham O. A Unified Model for Slug Flow in Upward Inclined Pipes. *Journal of Energy Resources and Technology*, 1995, Vol. 117, pp. 7-12.

12. Bendiksen K.H., Malnes D., Moe R., Nuland S. The Dynamic Two-Fluid Model OLGA: Theory and Application. *SPE Production Engineering*, May 1991, pp. 171.

Авторы

• Шагиев Рустам Гиндуллович, канд. техн. наук
Государственное автономное научное учреждение «Институт стратегических исследований Республики Башкортостан»
Центр нефтегазовых технологий и новых материалов
Ведущий научный сотрудник
Российская Федерация, 450075, г. Уфа,
пр. Октября, 129/3
тел. (347) 284-36-95
e-mail: rggshag@mail.ru

The Authors

• Shagiev Rustam G., Candidate of Technical Sciences
Institute of Strategic Researches
of Bashkortostan Republic,
State Autonomous Scientific Department
Centre of Oil and Gas Technologies
and New Materials
Leading Researcher
129/3, October ave., Ufa, 450075,
Russian Federation
tel: (347) 284-36-95
e-mail: rggshag@mail.ru