МЕТОД РАСЧЁТА ГАЗОЖИДКОСТНОГО СТРАТИФИЦИРОВАННОГО ТЕЧЕНИЯ С МАЛЫМ ОБЪЁМНЫМ СОДЕРЖАНИЕМ ЖИДКОСТИ

THE METHOD FOR CALCULATING THE STRATIFIED GAS-LIQUID FLOW WITH A LOW VOLUME CONTENT OF THE LIQUID

А. А. Пашали

Aleksandr A. Pashali

ПАО «НК «Роснефть»,
г. Москва, Российская
Федерация

NK «Rosneft» PJSC,
Moscow, Russian Federation

В. Г. Михайлов

Valeriy G. Mikhaylov

ООО «РН-БашНИПИнефть»,
Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
г. Уфа, Российская Федерация

RN-BashNIPIneft LLC,
Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

Газожидкостные течения с малым объёмным содержанием жидкой фазы реализуются, например, в трубопроводных системах при транспортировке газоконденсатных смесей или газообразных смесей лёгких углеводородов после горячей сепарации попутного нефтяного газа с дожимных насосных станций на газоперерабатывающие заводы нефтяных месторождений. Транспортировка газообразной смеси лёгких углеводородов с объектов предварительной подготовки нефти осуществляется по поверхностным трубопроводам на расстояния до 30 км. При таком удалении объектов переработки газа от пунктов сепарации за счёт теплообмена с окружающей средой происходит частичная конденсация лёгких углеводородов на внутренних стенках трубопроводов. Конденсат, в состав которого входят пропан-бутановая и бензиновая фракции, скапливается на стенках трубопровода, образуя стратифицированно-волновую газожидкостную структуру течения. Характерной особенностью данного типа течений является отсутствие достоверных методов расчёта, основанных на механистическом описании эффекта проскальзывания фаз.

Разработан метод расчёта горизонтальных газожидкостных течений с малым объёмным содержанием жидкой фазы. В результате адаптации по экспериментальным замерам, корреляций для расчёта коэффициента объёмного содержания капель жидкости в газовом потоке и коэффициента гидравлического трения на границе раздела фаз получена модификация механистической модели Zhang, пригодная для расчётов стратифицированно-волновых режимов газожидкостного течения. Разработанный метод может быть полезен для проектирования и оптимизации работы трубопроводных систем при транспортировке попутного нефтяного газа после горячей сепарации нефти с дожимных насосных станций на газоперерабатывающие заводы. Метод позволяет оценить рост гидравлических потерь давления при транспортировке газа за счёт конденсации лёгких углеводородов на стенках газопровода. Сопоставление расчётных данных градиента давления и объёмного содержания жидкости в потоке с экспериментальными замерами показало, что их расхождение не превышает погрешность, допустимую при инженерных расчётах.

Ключевые слова

газожидкостные течения с малым объёмным содержанием жидкой фазы; коэффициент объёмного содержания капель жидкости в газовом потоке; коэффициент гидравлического трения на границе раздела фаз; модификация механистической модели Zhang; транспортировка попутного нефтяного газа после горячей сепарации нефти

The gas-liquid flows with a low volume content of the liquid phase are realized, for example, in the pipeline systems in transporting gas condensate mixtures or gaseous mixtures of light hydrocarbons after thermal separation of associated petroleum gas from booster pump stations to gas processing plants of oil fields. A gaseous mixture of light hydrocarbons is transported from preliminary oil treatment facilities by surface pipelines over distances up to 30 km. With such a distance of gas processing facilities from separation points, due to heat exchange with the environment, partial condensation of light hydrocarbons occurs on the internal walls of pipelines. Condensate, which includes propane-butane and gasoline fractions, accumulates on the walls of the pipeline, forming the stratified-wave gas-liquid flow structure. The characteristic feature of this flows type is the absence of reliable calculation methods based on a mechanistic description of the phase slip effect.

The method for calculating the horizontal gas-liquid flows with a low volume content of the liquid phase has been developed. As a result of adaptation according to the experimental measurements, correlations for calculating the volume content coefficient of liquid droplets in the gas flow and the hydraulic friction factor at the phase interface, a modification of the Zhang mechanistic model was obtained, suitable for calculating the stratified-wave regimes of the gas-liquid flow. The developed method can be useful for the design and optimization of the pipeline systems operation during the transportation of associated petroleum gas after thermal oil separation from booster pump stations to gas processing plants. The developed method makes it possible to estimate the increase of the pressure hydraulic losses during gas transportation due to the condensation of light hydrocarbons on the walls of the gas pipeline. Comparison of the calculated data of the pressure gradient and the volume content of the liquid in the flow with experimental measurements showed that their divergence does not exceed the error admissible in engineering calculations.

Введение

Газожидкостные течения с малым объёмным содержанием жидкой фазы встречаются, например, в трубопроводных системах при транспортировке попутного нефтяного газа (ПНГ) после горячей сепарации нефти (40–80 °С) с дожимных насосных станций (ДНС) на газоперерабатывающие заводы (ГПЗ). Безкомпрессорная транспортировка ПНГ осуществляется под давлением сепарации (0,6–0,7 МПа) ДНС на расстояния до 30 км, но даже при таком удалении ГПЗ от пунктов сепарации в результате теплообмена с окружающей средой происходит частичная конденсация лёгких углеводородов на внутренних стенках трубопроводов. Конденсат, в состав которого входят пропан-бутановая и бензиновая фракции, скапливается и стекает по стенкам трубопровода, тем самым препятствуя течению газовой фазы. Результаты экспериментальных исследований [1] показали, что при изменении приведённой скорости газа (V_{sg}) от 5 до 25 м/с и при объёмном содержании жидкости (λ_L) в диапазоне от 0,00026 до 0,0053 м³/м³ в трубопроводе вначале реализуется стратифицированно-гладкое течение газожидкостной смеси (рисунок 1, а), которое

Keywords

gas-liquid flows with a low volume content of the liquid phase; volume content coefficient of liquid droplets in the gas flow; hydraulic friction factor at the phase interface; modification of the Zhang mechanistic model; transportation of associated petroleum gas after thermal oil separation

переходит к стратифицированно-волновому (рисунок 1, б), а затем к кольцевому течению (рисунок 1, в).

Экспериментальные исследования переходной области от стратифицированного к кольцевому [1] позволили выявить в газожидкостном течении следующие режимы. При увеличении приведённой скорости газа от 5 до 10 м/с наблюдалось появление слоисто-волнового течения. На границе раздела фаз были чётко видны небольшие волны, при этом очень мелкие капли жидкости оседали на боковые стенки трубы (рисунок 1, б). Когда приведённая скорость газа увеличилась до 15 м/с, картина течения оставалась слоисто-волнообразной, однако по сравнению с предыдущим случаем амплитуда волн становилась выше. Граница раздела газ-жидкость в поперечном сечении канала приобретала вогнутую вниз конфигурацию. Большее количество капель жидкости уносилось газовой фазой и оседало на стенке трубы, где наблюдалось их слияние. Очень маленькие пузырьки газа наблюдались вблизи границы раздела газ-жидкость. Переход от стратифицированного к кольцевому течению имел место в случае, когда приведённая скорость газа составляла

Рисунок 1. Принципиальные схемы газожидкостного течения с малым объёмным содержанием жидкой фазы

20 м/с. Более половины стенки трубы было смочено жидкой фазой в виде сплошной жидкой плёнки с вогнутой вниз конфигурацией. Верхняя часть стенки трубы смачивалась брызгами жидкости. Газовым потоком из жидкостной плёнки отрывались и уносились крупные капли жидкости диаметром около 1 мм. При дальнейшем увеличении приведённой скорости газа до 25 м/с переход от стратифицированного режима течения к кольцевому завершался. Большая часть стенки трубы смачивалась сплошной плёнкой жидкости. Толщина плёнки изменялась в окружном направлении. Наибольшая толщина плёнки наблюдалась на дне трубопровода. Газовым потоком уносились капли жидкости разного размера. В жидкостной плёнке присутствовали пузырьки газа.

Методики расчёта газожидкостных течений с малым объёмным содержанием жидкости, крайне необходимые для проектирования и оптимизации работы газовой системы нефтепромысла и способные оценить влияние конденсируемых лёгких углеводородов в газопроводе на гидравлические потери давления, в настоящее время отсутствуют.

Целью данной работы являлась разработка методики расчёта гидравлических потерь газожидкостного течения с малым объёмным содержанием жидкости в горизонтальном газопроводе.

Модификация газожидкостной модели Zhang для горизонтальных течений с малым объёмным содержанием жидкости

Определение для класса газожидкостных течений с малым объёмным содержанием

жидкой фазы впервые было дано Danielson [2]. Он отнёс к таким газожидкостным течениям типы двухфазных течений, не подчиняющиеся механистическим законам, основанным на корреляциях для проскальзывания фаз. Для подтверждения этого ниже приведено сопоставление расчётных результатов, полученных с использованием моделей Zhang [3] и Beggs & Brill [4] с экспериментальными замерами Fan [1]. Экспериментальные исследования [1] проводились в лабораторной горизонтальной трубе диаметром $D = 149,6$ мм при давлении на входе $P = 206843$ Па. В качестве газожидкостной смеси была использована смесь воздуха и воды.

На рисунке 2 представлены экспериментальные значения приведённых скоростей жидкости и газа, при которых проводились эксперименты, с последующим сопоставлением расчётных и экспериментальных данных градиентов давления и объёмного содержания жидкости в потоке (рисунки 3 и 4).

Анализ данных, приведённых на рисунках 3 и 4, показал, что в разной степени обе модели [5] и [3] дают завышенные расчётные данные по градиенту давления и заниженные данные по величине объёмного содержания жидкости в потоке. Для устранения несогласованности расчётных и экспериментальных данных для стратифицированно-волнового газожидкостного течения ниже приведена модификация некоторых корреляций в модели Zhang.

Рисунок 2. Экспериментальные данные [1], нанесённые на карту режимов газожидкостного течения [5]

а)

б)

Рисунок 3. Сопоставление расчётных [3, 4] и экспериментальных данных [1] объёмного содержания жидкости в потоке газожидкостной смеси

а)

б)

Рисунок 4. Сопоставление расчётных [3, 4] и экспериментальных данных [1] градиента давления в потоке газожидкостной смеси

Для стратифицированного режима течения уравнение сохранения количества движения в форме Zhang [3] имеет вид:

$$\frac{\tau_i S_i - \tau_F S_F}{H_{LF} A} + \frac{\tau_C S_C}{(1 - H_{LF}) A} - \frac{\tau_F S_F}{H_{LF} A} + \tau_i S_i \left(\frac{1}{H_{LF} A} + \frac{1}{(1 - H_{LF}) A} \right) - (\rho_L - \rho_C) g \sin \beta = 0 \quad (1)$$

где τ_F , τ_S , τ_i — касательные напряжения на границах жидкость-стенка, газ-стенка, жидкость-газ соответственно;

S_F , S_S , S_i — периметры на границах жидкость-стенка, газ-стенка, жидкость-газ соответственно;

ρ_F , ρ_S — плотности жидкости и газа соответственно;

β — угол наклона трубы;

H_{FL} — объёмное содержание жидкости;

A — площадь поперечного сечения трубы.

Модифицируем уравнение (1) для стратифицированно-волнового режима течения:

— в выражении для расчёта объёмного содержания жидкости $H_{LF} = \frac{V_{SL}(1 - F_E)}{v_F}$ используем новую корреляцию для определения коэффициента объёмного содержания капель жидкости в газовом потоке F_E :

$$\frac{F_E}{1 - F_E} = 0,003 We_{SG}^{1,8} Fr_{SG}^{0,92} Re_{SL}^{0,7} Re_{SG}^{-1,24} \left(\frac{\rho_L}{\rho_g} \right)^{0,38} \left(\frac{\mu_L}{\mu_g} \right)^{0,97} \quad \text{— для стратифицированного течения;}$$

$$\frac{F_E}{1 - F_E} = 0,0001 We_{SG}^{1,8} Fr_{SG}^{0,92} Re_{SL}^{0,7} Re_{SG}^{-1,24} \left(\frac{\rho_L}{\rho_g} \right)^{0,38} \left(\frac{\mu_L}{\mu_g} \right)^{0,97} \quad \text{— для стратифицированно-волнового течения, где}$$

$$We_{SG} = \frac{\rho_g V_{SG}^2 D}{\sigma_L} \quad \text{— число Вебера;}$$

$$Fr_{SG} = \frac{\sqrt{gD}}{V_{SG}} \quad \text{— число Фруда;}$$

$$Re_{SL} = \frac{\rho_L V_{SL} D}{\mu_L} \quad \text{— число Рейнольдса для жидкой фазы;}$$

$$Re_{SG} = \frac{\rho_g V_{SG} D}{\mu_g} \quad \text{— число Рейнольдса для газовой фазы;}$$

— в выражении для расчёта касательных напряжений на границе раздела фаз используем новую корреляцию для расчёта коэффициента гидравлического трения f_i для $V_{SG} \leq V_{SG,C}$ в виде $f_i = f_G$; для $V_{SG} > V_{SG,C}$ в виде

$$f_i = f_G \left[1 + 15 \left(\frac{h_F}{D} \right)^{0,5} \left(\frac{v_{SG}}{v_{SG,t}} - 1 \right) \right] \quad \text{— для стратифицированного режима течения;}$$

$f_i = f_G \left[1 + 15 \left(\frac{h_F}{D} \right)^{0,9} \left(\frac{V_{SG}}{V_{SG,C}} - 1 \right)^{1,5} \right]$ — для стратифицированно-волнового течения, где критическая приведённая скорость газа

$$V_{SG,C} = 5 \sqrt{\frac{\rho_{air,sc}}{\rho_g}}, \quad \text{а толщина жидкостной плёнки } h_F = \frac{2A_L}{S_L + S_i}.$$

На рисунке 5 приведено сопоставление замеренных данных объёмного содержания жидкости и градиента давления, приведённых в работе [1], с результатами расчётов данных параметров по предложенной выше модификации модели Zhang для стратифицированно-волнового газожидкостного течения.

Рисунок 5. Сопоставление расчётных по модифицированной модели Zhang результатов с экспериментальными данными [1] для объёмного содержания жидкости и градиента давления в потоке газожидкостной смеси

Выводы

Разработан метод расчёта для горизонтальных газожидкостных течений с малым объёмным содержанием жидкой фазы в газовых трубопроводах нефтепромысла, отличающийся от известных адаптаций корреляций для расчёта коэффициента объёмного содержания капель жидкости в газовом потоке и коэффициента гидравлического трения на границе раздела фаз по экспериментальным замерам. Разработанный метод может быть полезен для проектирования и оптимизации работы газовой системы промысла, так как

способен оценить влияние конденсируемых лёгких углеводородов в газопроводе на гидравлические потери давления.

Проведена апробация разработанной методики и сопоставление результатов расчёта градиентов давления и коэффициентов объёмного содержания жидкости в потоке с экспериментальными замерами для стратифицированно-волнового газожидкостного режима течения. Сопоставление расчётных и экспериментальных данных показало, что их расхождение не превышает погрешность, допустимую для инженерных расчётов.

СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Fan Y. An Investigation of Low Liquid Loading Gas-Liquid Flow in Near-Horizontal Pipe: Doct. Ph. Sci. Diss. Tulsa: The University of Tulsa, 2005. 178 p.
2. Danielson T.J. Influence of Fluid Properties on Multiphase Flow Prediction // Multiphase Technology: Proceedings of 11th International Conference. San Remo, Italy, 2003.
3. Zhang H.-Q., Wang Q., Sarica C., Brill J.P. Unified Model for Gas-Liquid Pipe Flow via Slug Dynamics — Part 1: Model Development // Journal of Energy Resources Technology. 2003. Vol. 125. P. 266–273. DOI: 10.1115/1.1615246.
4. Брил Дж.П., Мукерджи Х. Многофазный поток в скважинах. Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. 384 с.
5. 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. P. 47–55. DOI: 10.1002/aic.690220105.

REFERENCES

1. Fan Y. *An Investigation of Low Liquid Loading Gas-Liquid Flow in Near-Horizontal Pipe: Doct. Ph. Sci. Diss.* Tulsa, The University of Tulsa, 2005. 178 p.
2. Danielson T.J. Influence of Fluid Properties on Multiphase Flow Prediction. *Proceedings of 11th International Conference «Multiphase Technology»*. San Remo, Italy, 2003.
3. Zhang H.-Q., Wang Q., Sarica C., Brill J.P. Unified Model for Gas-Liquid Pipe Flow via Slug Dynamics — Part 1: Model Development. *Journal of Energy Resources Technology*, 2003, Vol. 125, pp. 266–273. DOI: 10.1115/1.1615246.
4. Bril Dzh.P., Mukerdzhi Kh. *Mnogofaznyi potok v skvazhinakh* [Multiphase Flow in Wells]. Izhevsk, Institut komp'yuternykh issledovaniy Publ., 2006. 384 p. [in Russian].
5. 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, pp. 47–55. DOI: 10.1002/aic.690220105.

**СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ
ABOUT THE AUTHORS**

Пашали Александр Андреевич, канд. техн. наук, директор Департамента научно-технического развития и инноваций, ПАО НК «Роснефть», г. Москва, Российская Федерация

Aleksandr A. Pashali, Candidate of Engineering Sciences, Director of Scientific and Technological Development and Innovations Department, Rosneft Oil Company, Moscow, Russian Federation

e-mail: a_pashali@rosneft.ru

Михайлов Валерий Германович, д-р техн. наук, старший эксперт, ООО «РН-БашНИПИнефть», профессор кафедры «Цифровые технологии в разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Valeriy G. Mikhaylov, Doctor of Engineering Sciences, Senior Expert, RN-BashNIPIneft LLC, Professor of Digital Technologies in Oil and Gas Fields Development and Operation Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: MikhaylovVG@bni.rosneft.ru