

МОДЕЛИРОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ПОЛОЖЕНИЯ ТРУБОПРОВОДА НА РЕЖИМ МНОГОФАЗНОГО ПОТОКА

Н. В. Серов¹, В. А. Курушина²

¹ АО «Газпромнефть-ННГ», Ноябрьск, Россия

² Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

MODELLING THE EFFECT OF PIPELINE INCLINATION ON THE MULTIPHASE FLOW REGIME

Nikita V. Serov¹, Victoria A. Kurushina²

¹ JSC «Gaspromneft-NNG», Noyabrsk, Russia

² Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

Аннотация. В статье рассматривается влияние угла наклона прямого трубопровода на режим газожидкостного потока при одинаковых параметрах на входе. Гомогенная модель объема флюида в Ansys Fluent позволяет смоделировать распространение газовой фазы, изменения на входном участке и стабилизацию многофазного режима. В статье рассмотрены горизонтальный, вертикальный и наклонный (60 градусов) участки трубопровода с формированием слоистого, пузырькового и вспененного режимов соответственно, результаты представлены в виде распределения газовой фазы в объеме несущей жидкости и поля скорости.

Abstract. The paper investigates the effect of an inclination angle of a straight pipeline on the gas-liquid two-phase flow regime at the same inlet conditions. The homogeneous Volume of Fluid (VOF) model in Ansys Fluent is used in this study for simulating the spread of the gas phase, changes in the entrance region and establishing of the multiphase flow regime. The authors consider a horizontal, vertical and inclined (60 degrees) pipelines where the stratified, bubbly and churn flow regimes are formed respectively, and the results are presented in terms of the gas phase distribution in the volume of the carrying liquid and the velocity field.

Ключевые слова: режим многофазного потока, наклонный трубопровод, модель объема флюида

Key words: multiphase flow regime, inclined pipeline, volume of fluid model (VOF)

Введение

Влияние положения трубопровода на особенности течения внутреннего потока, включая перепады давления, скоростей и фазовых концентраций, является интересной, многофакторной современной проблемой проектирования, особенно актуальной в отношении промышленных трубопроводов [1]. Сложная геометрия манифольдов, обвязка скважин и оборудования в подводных и континентальных нефтегазодобывающих системах представляют собой набор конфигураций, каждая из которых способна значительно изменить тип и характеристики газожидкостного потока. Моделирование потоков в сложных трубопроводах основывается на успешном моделировании более простых составных элементов, таких как горизонтальный или наклонный участок, колено, соединение формы «Т» и т. д., для которых уже предложен ряд теоретических моделей.

Границы режимов многофазного потока с упором на трубопроводы малого диаметра в наборе конфигураций подробно обсуждаются в работах [2, 3] на основе обобщения и сравнительного анализа опубликованных экспериментальных данных. Вариативные границы режимов рассматриваются при численном моделировании многофазного потока в [4, 5] для горизонтального положения трубопровода, в работе [6] – для вертикального положения и в [7] – для наклонных трубопроводов.

Границы режимов находятся под значительным влиянием скоростей, плотностей, вязкостей, направления течения и химического состава фаз, поверхностного натяжения, угла наклона, формы сечения, длины и диаметра трубопровода, а также других параметров. Так, согласно [2], границы вспененного режима в вертикальном трубопроводе находятся между скоростями газа от 1 до 10 м/с при скорости жидкой фазы до 2 м/с при сонаправленном течении фаз. Это соответствует газовому числу Рейнольдса примерно от 1 000 до 20 000 в сочетании с жидкостным числом Рейнольдса от 10 до 100 000 для трубопроводов до 10 см в диаметре. Увеличение диаметра свыше 10 см приводит к расширению зоны с вероятностью возникновения

вспененного потока: границы по скорости газа составляют от 0,1 до 10 м/с и остаются примерно теми же по скорости жидкости. При смещении границ одной зоны соответствующие изменения происходят и в границах зоны послойного, пробкового, кольцевого и всех видов пузырькового течения. Вопросы формирования «сурового» пробкового или пульсирующего потока, проявляющиеся при работе подъемных трубопроводов различной геометрии, подробно обсуждаются в [8, 9].

Объект и методы исследования

В данной работе рассматриваются три конфигурации трубопровода – горизонтальный, наклонный и вертикальный – с одинаковыми диаметром, длиной и фазовыми параметрами. Реализация гомогенной модели объема флюида (Volume of Fluid, VOF), которая рекомендована для широкого диапазона многофазных потоков с небольшим количеством фаз, позволяет рассчитать форму границы раздела между фазами, при этом определяются новые комбинированные свойства смеси. Моделирование в Ansys Fluent дает возможность сочетать моделирование фаз с турбулентными вязкостными моделями. Целью работы является определение качественных и количественных изменений в характеристиках потока, связанных с положением трубопровода.

В данной работе рассмотрен участок трубопровода длиной 10 м и диаметром 0,219 м в 2D, в горизонтальной, вертикальной конфигурациях и в наклонном положении под углом 60 градусов к горизонтали. Расчет многофазного потока выполняется методом вычислительной динамики флюидов (CFD), основанном на системе уравнений Навье – Стокса для сжимаемой жидкости [10]:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t}(\rho u) + \nabla \cdot (\rho u \otimes u) = \\ = -\nabla \bar{p} + \mu \nabla^2 u + \frac{1}{3} \mu \nabla (\nabla \cdot u) + \rho g, \\ \frac{\partial}{\partial t} + \nabla \cdot \rho u = 0, \end{aligned}$$

где ρ – плотность жидкости,
 t – время,

$\bar{p}$ – давление с учетом объемной вязкости,
 u – вектор скорости,
 μ – динамическая вязкость флюида,
 g – ускорение свободного падения.

Моделирование границы раздела фаз проводится моделью объема флюида, для расчета турбулентных завихрений применяется модель $k-\omega$, подмодель SST. Система Навье – Стокса решается методом конечных объемов алгоритмом SIMPLE, реализованным в Ansys Fluent. Для расчета градиента используется основанный на клетках метод наименьших квадратов (Least squares cell-based method), для расчета давления – схема PRESTO!, для момента – схема Upwind второго порядка и для турбулентной кинетической энергии – схема Upwind первого порядка.

Перед началом моделирования вычислительный домен заполнен 100-процентной жидкой фазой в состоянии покоя. Расчеты в данной статье проведены с шагом 0,02 с. Скорость газовой и жидкой фаз равна 2 и 1 м/с соответственно, плотность – 1,225 и 998,2 кг/м³, вязкость – $1,789 \cdot 10^{-5}$ и 0,001 кг/(м·с), что соответствует числам Рейнольдса по газу 54 475 и по жидкости 217 920. Течение фаз сонаправленное. В наклонном и вертикальном положениях поток подается снизу вверх. Газовая фаза подается в центральной части входа трубопровода, составляющей 0,073 м, жидкая фаза – вдоль стенок трубопровода. Во всех рассмотренных случаях учитывается сила гравитации.

Для моделирования построена сетка, пример которой приведен на рис. 1. Проверка чувствительности результатов моделирования к точности сетки проведена с помощью оценки колебаний среднего давления в домене для четырех типов сетки: размером 500 × 18, 1 000 × 24, 1 200 × 33 и 1 300 × 36 элементов. Динамика давления на рис. 2 показывает, что размер сетки 1 200 × 33 элемента достаточен для получения результатов приемлемой точности.

Результаты

Распространение газовой фазы по трубопроводу начинается с первичного газового пузыря, который можно зафиксировать, например, на

второй секунде моделирования, как показано на рис. 3а. После достижения газовой фазой выхода трубопровода в наклонном положении, как показано на рис. 3б, многофазный поток приобретает в основном вспененный характер, за исключением входной зоны, длина которой в данном случае составляет порядка трех метров. Вспененный поток характеризуется локализованным высоким объемным содержанием газовой фазы (до 90 %), и эти участки перемежаются с зонами с высоким содержанием жидкости.

Контуры объемной доли газовой фазы в вертикальном трубопроводе (рис. 4а) и в горизонтальном трубопроводе (рис. 5а) демонстрируют похожий сценарий распространения газовой фазы от входного до выходного сечения. На рис. 4б и 5б можно наблюдать меньшую длину входной зоны (порядка двух метров), что соответствует достижению установившегося режима. Вертикальный поток в целом приобретает пузырьковый характер с относительно равномерным (из всех трех случаев) распределением объемной доли газа в домене. Согласно рис. 4б, локальное увеличение объемной доли газа достигает порядка 80 %. Также вдоль стенок можно наблюдать течение тонкой пленки жидкости.

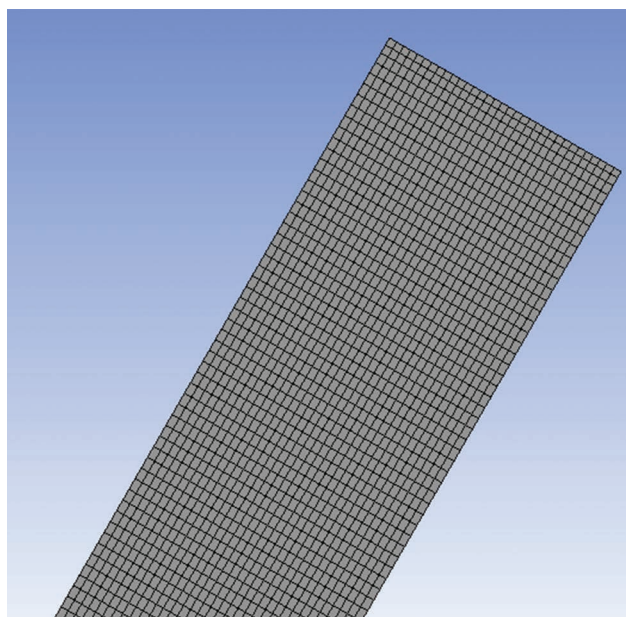


Рис. 1. Структурированная прямоугольная сетка размером 1 200 × 33 ячейки на отрезке возле выхода наклонного трубопровода

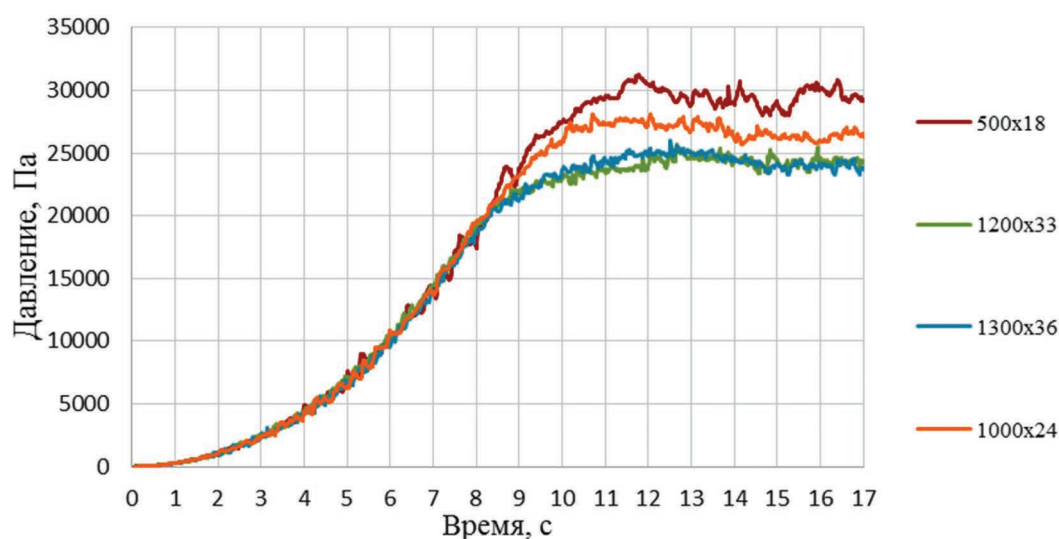


Рис. 2. График сравнения давления внутреннего потока в трубопроводе, рассчитанного с использованием сеток четырех видов

В горизонтальном трубопроводе при тех же входных параметрах формируется слоистое течение. Как показано на рис. 5б, благодаря силе гравитации объемное содержание газовой фазы достигает свыше 90 % вдоль верхней стенки трубопровода и снижается до менее 10 % вдоль нижней стенки, где преобладает более тяжелая жидкая фаза.

Сопоставление данных о скорости потока на рис. 6 с контурами концентрации газовой фазы позволяет отметить значительную разницу между конфигурациями. Скорость отдельных струй вспененного потока на рис. 6б превышает 5 м/с, и сравнение с рис. 3б позволяет отметить среднюю и высокую концентрацию газа в наиболее ускоренных и прилегающих к ним областях.

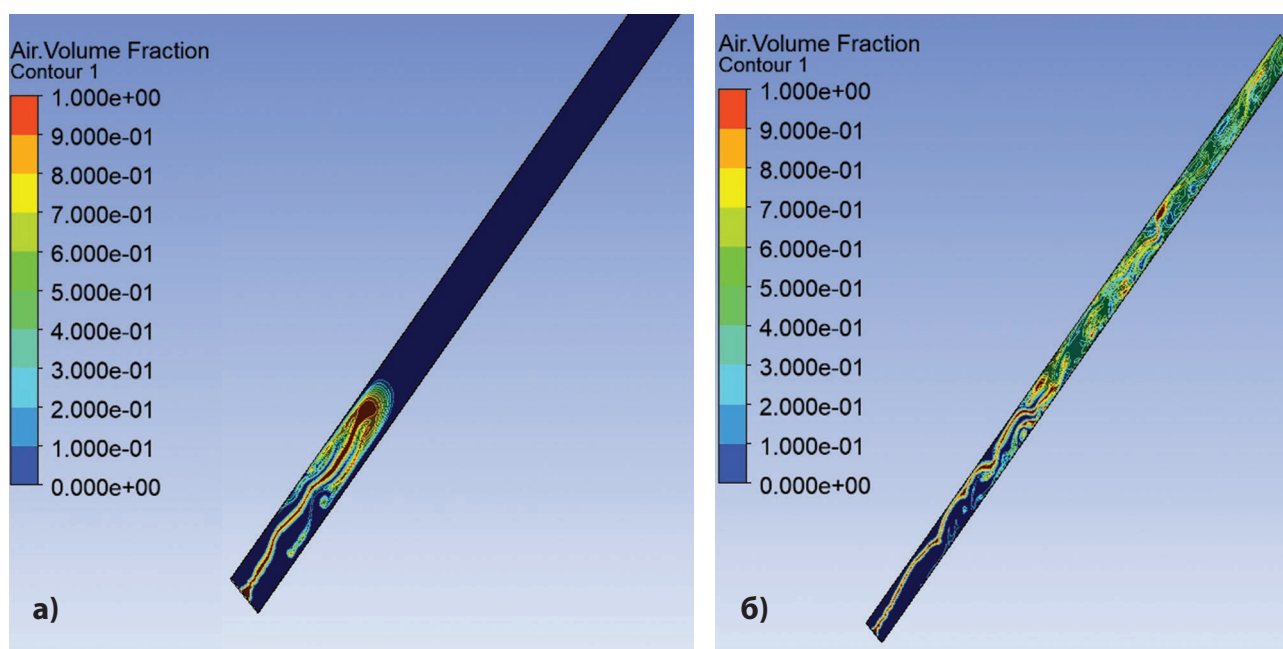


Рис. 3. Контур распределения объемной доли газа в наклонном трубопроводе: а) контур потока на 2 секунде; б) контур потока на 20 секунде

Скорость пузырькового потока в трубопроводе вертикальной конфигурации на рис. 6б варьируется от стенок к центральной линии и в центре достигает порядка 3 м/с. При этом струи с относительно более высокой скоростью также характеризуются более высоким содержанием газовой фазы. Многофазный поток в горизон-

тальном трубопроводе на рис. 6в демонстрирует наиболее равномерное поле скорости в диапазоне от 1 до 2 м/с, не превышая скорости газовой фазы на входе. Контур на рис. 6в показывает относительно небольшую разницу в скорости слоев, которые при этом значительно отличаются по содержанию фаз. Все три конфигурации на рис. 6 демонстрируют предсказуемое замедление течения возле стенок трубопровода.

Выводы

В данной работе проведено моделирование режима многофазного потока в трубопроводе в трех положениях. Влияние угла наклона и силы гравитации проявляется как в изменении режима течения, так в количественных характеристиках внутреннего потока флюида.

Так, наклон трубопровода в 60 градусов приводит к формированию вспененного режима при рассмотренных входных параметрах. Данный режим характеризуется локальным увеличением содержания то газовой, то жидкой фазы, а также ускорением отдельных струй в потоке до 5 м/с, что превышает скорости фаз на входе. При этом в горизонтальной и вертикальной конфигурациях наблюдается более равномерное распределение объемной доли газа и скорости по длине, что связано с формированием слоистого и пузырькового режимов соответственно.

Изучение условий формирования других режимов многофазного потока, таких как пробковое течение с еще большими, чем у вспененного, перепадами давления, и сопутствующих характеристик будет предметом последующих исследований.

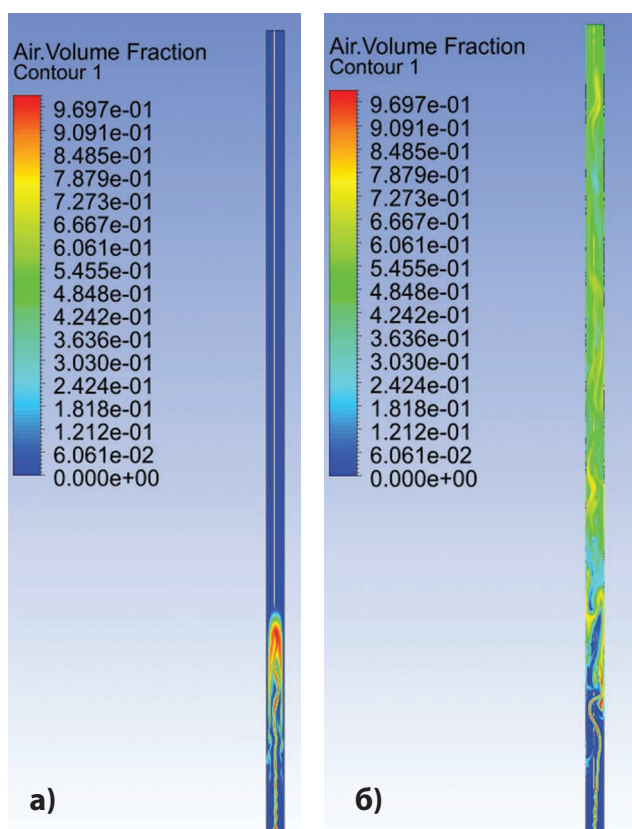


Рис. 4. Контур распределения объемной доли газа в вертикальном трубопроводе:
а) контур потока на 2 секунде;
б) контур потока на 20 секунде

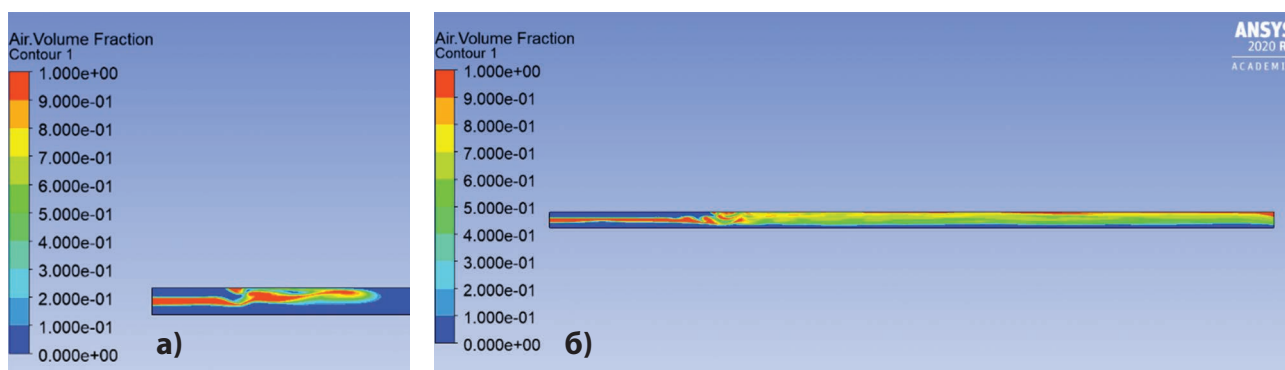


Рис. 5. Контур распределения объемной доли газа в горизонтальном трубопроводе:
а) контур потока на 2 секунде; б) контур потока на 20 секунде

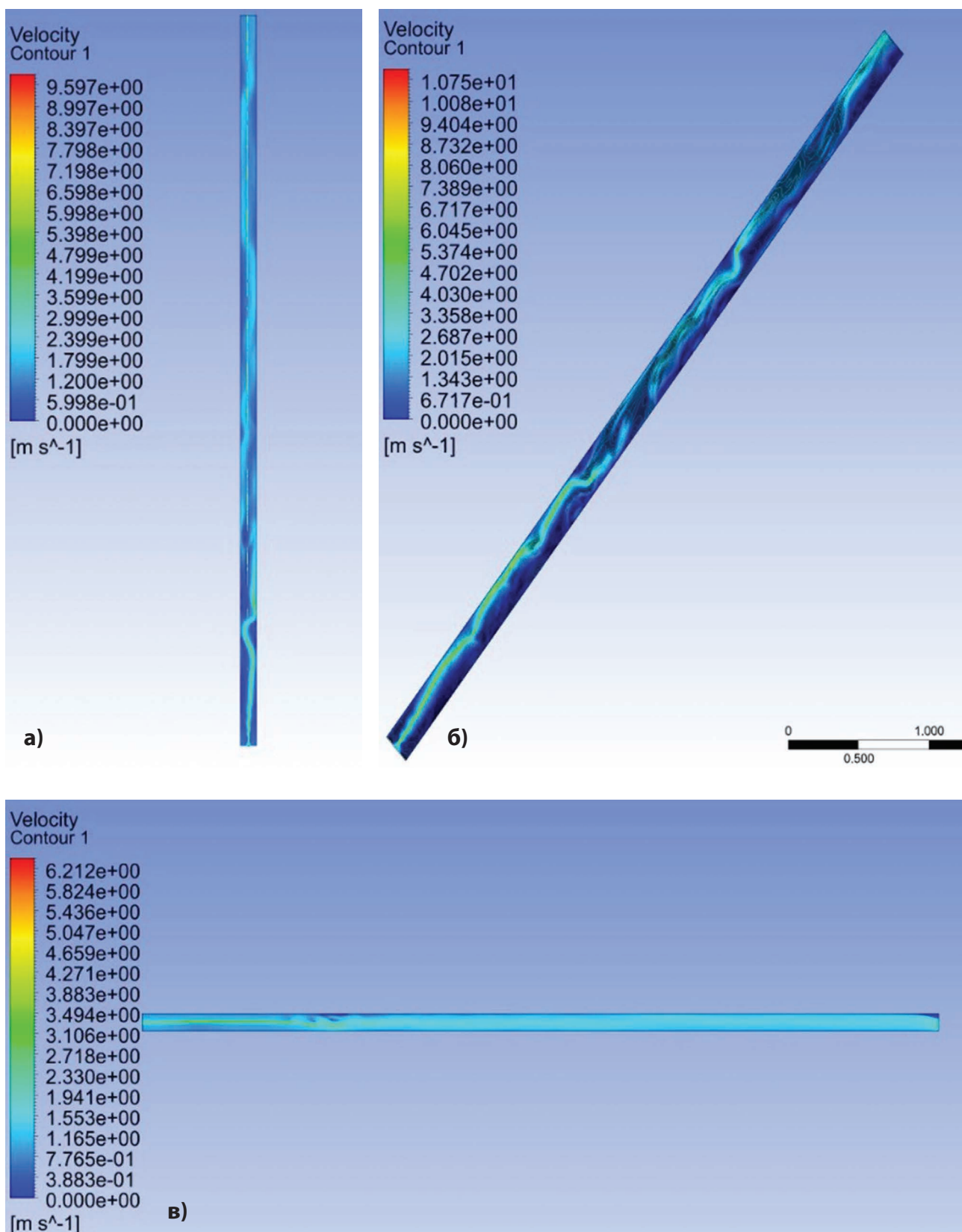


Рис. 6. Контуры распределения скорости потока на 20 секунде:
а) в вертикальном трубопроводе; б) в наклонном трубопроводе; в) в горизонтальном трубопроводе

Благодарность

Авторы благодарят за поддержку данного исследования национальный проект «Наука и университеты» Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (грант № FEWN-2021-0012).

Acknowledgement

Authors would like to acknowledge the National Project "Science and Universities" of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (grant No. FEWN-2021-0012) for supporting this research.

Библиографический список

1. Falcone, G. Multiphase flow metering principles / G. Falcone, G. F. Hewitt, C. Alimonti. – Amsterdam : Elsevier Science, 2009. – 328 p. – Direct text.
2. A critical review of flow maps for gas-liquid flows in vertical pipes and annuli / B. Wu, M. Firouzi, T. Mitchell [et al.]. – DOI: 10.1016/j.cej.2017.05.135. – Direct text // Chemical Engineering Journal. – 2017. – T. 326. – Pp. 350–377.
3. Mandhane, J. M. A flow pattern map for gas-liquid flow in horizontal pipes / J. M. Mandhane, G. A. Gregory, K. Aziz. – DOI: 10.1016/0301-9322(74)90006-8. – Direct text // International Journal of Multiphase Flow. – 1974. – Vol. 1, No. 4. – Pp. 537–553.
4. CFD Studies on the gas-liquid plug two-phase flow in a horizontal pipe / Deendarlianto, M. Andrianto, A. Widyaparaga [et al.]. – DOI: 10.1016/j.petrol.2016.09.019. – Direct text // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2016. – T. 147. – Pp. 779–787.
5. Numerical validation of gas-liquid slug flow inside horizontal pipe / W. Pao, B. Sam, M. S. Nasif, R. B. M. Norpia. – DOI: 10.4314/jfas.v9i5s.46. – Direct text // Journal of Fundamental and Applied Sciences. – 2017. – T. 9 (5S). – Pp. 662–672.
6. Zheng, D. CFD simulations of hydrodynamic characteristics in a gas-liquid vertical upward slug flow / D. Zheng, X. He, D. Che. – DOI: 10.1016/j.ijheatmasstransfer.2007.02.041. – Direct text // International journal of heat and mass transfer. – 2007. – T. 50. – Vol. 21–22. – Pp. 4151–4165.
7. Simulations of air-water two-phase flow in an inclined pipe / D. Juggurnath, M. Z. Dauhoo, M. K. Elahee [et al.]. – Direct text // In proceedings of the 13th International Conference on Heat Transfer, Fluid Mechanics and Thermodynamics, 17–19 July. – Slovenia, 2017. – Pp. 77–84.
8. Han, P. Numerical simulation of terrain-induced severe slugging coupled by hydrodynamic slugs in a pipeline-riser system / P. Han, L. Guo. – DOI: 10.1016/j.ijheatfluidflow.2015.10.005. – Direct text // International Journal of Heat and Fluid Flow. – 2015. – T. 56. – Pp. 355–366.
9. Li, W. Effects of a long pipeline on severe slugging in an S-shaped riser / W. Li, L. Guo, X. Xie. – DOI: 10.1016/j.ces.2017.05.017. – Direct text // Chemical Engineering Science. – 2017. – T. 171. – Pp. 379–390.
10. Tu, J. Computational fluid dynamics : a practical approach / J. Tu, G. Yeoh, C. Liu. – 2nd edition, revised. – Oxford : Butterworth-Heinemann, 2018. – 498 p. – Direct text.

References

1. Falcone, G., Hewitt, G. F., & Alimonti, C. (2009). Multiphase flow metering principles. Amsterdam, Publ. Elsevier Science, 328 p. (In English).
2. Wu, B., Firouzi, M., Mitchell, T., Rufford, T. E., Leonardi, C., & Towler, B. (2017). A critical review of flow maps for gas-liquid flows in vertical pipes and annuli. Chemical Engineering Journal, (326), pp. 350–377. (In English). DOI: 10.1016/j.cej.2017.05.135

-
3. Mandhane, J. M., Gregory, G. A., & Aziz, K. (1974). A flow pattern map for gas-liquid flow in horizontal pipes. *International journal of multiphase flow*, 1(4), pp. 537-553. (In English). DOI: 10.1016/0301-9322(74)90006-8
 4. Deendarlianto, Andrianto, M., Widyaparaga, A., Dinaryanto, O., Khasani, & Indarto. (2016). CFD Studies on the gas-liquid plug two-phase flow in a horizontal pipe. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, (147), pp. 779-787. (In English). DOI: 10.1016/j.petrol.2016.09.019
 5. Pao, W., Sam, B., Nasif, M. S., & Norpiah, R. B. M. (2017). Numerical validation of gas-liquid slug flow inside horizontal pipe. *Journal of Fundamental and Applied Sciences*, 9(5S), pp. 662-672. (In English). DOI: 10.4314/jfas.v9i5s.46
 6. Zheng, D., He, X., & Che, D. (2007). CFD simulations of hydrodynamic characteristics in a gas-liquid vertical upward slug flow. *International journal of heat and mass transfer*, 50(21-22), pp. 4151-4165. (In English). DOI: 10.1016/j.ijheatmasstransfer.2007.02.041
 7. Juggurnath, D., Dauhoo, M. Z., Elahee, M. K., Khooaruth, A., Osowade, A. E., Olakoyejo, O. T., & Adelaja, A. O. (2017). Simulations of air-water two-phase flow in an inclined pipe. In *proceedings of the 13th International Conference on Heat Transfer, Fluid Mechanics and Thermodynamics*, 17–19 July. Slovenia, pp. 77-84. (In English).
 8. Han, P., & Guo, L. (2015). Numerical simulation of terrain-induced severe slugging coupled by hydrodynamic slugs in a pipeline-riser system. *International journal of heat and fluid flow*, (56), pp. 355-366. (In English). DOI: 10.1016/j.ijheatfluidflow.2015.10.005
 9. Li, W., Guo, L., & Xie, X. (2017). Effects of a long pipeline on severe slugging in an S-shaped riser. *Chemical Engineering Science*, (171), pp. 379-390. (In English). DOI: 10.1016/j.ces.2017.05.017
 10. Tu, J., Yeoh, G., & Liu, C. (2018). *Computational fluid dynamics: a practical approach*. 2nd edition, revised. Oxford, Publ. Butterworth-Heinemann, 498 p. (In English).

Сведения об авторах

Серов Никита Владимирович, ведущий специалист, АО «Газпромнефть-ННГ», e-mail: serov.nikita@mail.ru

Курушина Виктория Александровна, PhD in Engineering, руководитель лаборатории вибрационного и гидродинамического моделирования, доцент кафедры транспорта углеводородных ресурсов, Тюменский индустриальный университет, e-mail: kurushinava@tyuiu.ru

Information about the authors

Nikita V. Serov, Leading Specialist, JSC «Gas-promneft-NNG», e-mail: serov.nikita@mail.ru

Victoria A. Kurushina, PhD in Engineering, Head of Laboratory of Vibration and Hydrodynamics Modelling, Associate Professor at the Department of Transport of Hydrocarbon Resources, Industrial University of Tyumen, e-mail: kurushinava@tyuiu.ru

Для цитирования: Серов, Н. В. Моделирование влияния положения трубопровода на режим многофазного потока / Н. В. Серов, В. А. Курушина. – DOI: 10.31660/2782-232X-2022-1-88-95. – Текст : непосредственный // *Архитектура, строительство, транспорт*. – 2022. – № 1 (99). – С. 88–95.

For citation: Serov, N. V., & Kurushina, V. A. (2022). Modelling the effect of pipeline inclination on the multiphase flow regime. *Architecture, construction, transport*, (1), pp. 88-95. (In Russian). DOI: 10.31660/2782-232X-2022-1-88-95.