

Особенности расчета многофазного трения на основе моделей, реализованных в программном комплексе «d-Flow»

**Н. О. Матрошилов¹, А. М. Крылов^{2*}, М. Г. Козлов¹, П. А. Лыхин²,
Э. В. Усов¹, Д. О. Тайлаков¹, В. Н. Ульянов²**

¹Новосибирский национальный исследовательский государственный университет,
Новосибирск, Россия

²ООО «Новосибирский Научно-технический Центр», Новосибирск, Россия

*akrylov@nntc.pro

Аннотация. С целью обеспечения эффективной и безопасной эксплуатации нефтяных и газовых месторождений необходим инструмент для проектирования добывающих скважин и наземной инфраструктуры. При этом важно учитывать возникающие при добыче физические процессы, а также свойства флюида и фазовые переходы. Программный продукт «d-Flow» позволяет создать комплексную модель месторождения по геолого-промысловым данным для расчета гидравлических потерь трубопроводов, а также прогноза добычи углеводородного сырья. В основе моделирования течения флюида лежит расчет многофазного трения со стеной скважины или трубопровода.

В работе рассмотрены реализации четырех моделей трения: модель Беггза — Брилла, модель Грея и ее модификация, а также модель Мукерджи — Брилла. Цель работы — сравнение предсказаний моделей трения с результатами, полученными с помощью коммерческих реализаций этих же моделей. За эталон для сравнения с моделями «d-Flow» были взяты результаты расчетов гидравлического симулятора PIPESIM компании Schlumberger. Были проведены численные эксперименты в условиях различной геометрии скважин и режимов течения в двухфазном потоке в пределах области применимости каждой из моделей. Результаты сравнения показали, что средняя относительная ошибка предсказанного локального объемного содержания жидкости (holdup) составила порядка 0,06 %, а для некоторых моделей ошибка не превышала 0,02 %. Ошибка предсказанного кумулятивного падения давления в скважине не превышала 0,34 % для всех рассмотренных моделей. На основании результатов сравнения сформулирован вывод о пригодности программного комплекса «d-Flow» для расчетов падения давления в скважинах различной геометрии и наземных сетях.

Ключевые слова: многофазный поток, модели трения, градиент давления, d-Flow

Благодарности: Работа выполнена в соответствии с проектом FSUS-2022-0020.

Для цитирования: Особенности расчета многофазного трения на основе моделей, реализованных в программном комплексе «d-Flow» / Н. О. Матрошилов, А. М. Крылов, М. Г. Козлов [и др.]. – DOI 10.31660/0445-0108-2023-6-47-64 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2023. – № 6. – С. 47–64.

Multiphase friction calculation peculiarities based on models implemented in the "d-Flow" software package

**Nikita O. Matroshilov¹, Andrej M. Krylov^{2*}, Mihail G. Kozlov¹, Pavel A. Lyhin²,
Eduard V. Usov¹, Dmitry O. Tailakov¹, Vladimir N. Ulyanov²**

¹Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia

²Novosibirsk Scientific and Technical Center LLC, Novosibirsk, Russia

*akrylov@nntc.pro

Abstract. In order to ensure efficient and safe operation of oil and gas fields, a tool is required to design production wells and surface infrastructure. It is important to take into account the physical processes that occur during production, as well as fluid properties and phase transitions. The "d-Flow" software package enables the creation of a comprehensive field model based on geological and field data to calculate hydraulic losses of pipelines and forecast hydrocarbon production. The fluid flow modelling is based on the calculation of multiphase friction with the wall of a well or a pipeline.

The article discusses the implementation of four friction models: the Beggs-Brill model, the Gray model and its modification, and the Mukherjee-Brill model. The purpose of this work is to compare the predictions of friction models with the results obtained using commercial realizations of the same models. The results of the Schlumberger PIPESIM hydraulic simulator calculations were used as a benchmark for comparison with the "d-Flow" models. Numerical experiments were conducted to investigate two-phase flow under varying well geometry and flow regimes. The models used were compared, and the results showed that the predicted liquid holdup had an average relative error of 0.06%. In some cases, the error was as low as 0.02%. The predicted cumulative pressure drop in the well did not exceed 0.34% for all considered models. Based on the comparison results, we conclude that the "d-Flow" software package is suitable for calculating pressure drop in wells of different geometry and surface networks.

Keywords: multiphase flow, friction models, pressure gradient, d-Flow

Acknowledgments: This research was performed in accordance with project FSUS-2022-0020.

For citation: Matroshilov, N. O., Krylov, A. M., Kozlov, M. G., Lyhin, P. A., Usov, E. V., Tailakov, D. O., & Ulyanov, V. N. (2023). Multiphase friction calculation peculiarities based on models implemented in the "d-Flow" software package. *Oil and Gas Studies*, (6), pp. 47-64. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2023-6-47-64

Введение

В последнее время нефтегазовая отрасль является одной из самых быстроразвивающихся благодаря использованию современных технологических решений. Сложилась тенденция к цифровизации и автоматизации различных технологических процессов, вследствие этого широкое распространение получили компьютерные программные комплексы, облегчающие задачи моделирования, прогнозирования и оптимизации процессов на месторождении. Наиболее современные решения предоставляют возможность проводить интегрированное моделирование всего месторождения сразу в рамках одного программного комплекса. Такой подход обеспечивает непрерывное моделирование системы «пласт — скважина — наземная сеть сбора», что позволяет создавать точный цифровой двойник месторождения.

Программный комплекс «d-Flow» [1–5], разработанный компанией ООО «Новосибирский Научно-технический Центр», позволяет решать ряд производственных задач, возникающих в процессе добычи и разработки месторождения, на основе интегрированного моделирования:

- расчет свойств добываемого флюида в интервале различных давлений и температур;
- моделирование течения многофазной смеси как в скважинах или наземных сетях сбора по отдельности, так и в комплексной системе добычи «пласт — скважина — наземная сеть сбора — пункт подготовки»;

- расчет продуктивности скважин;
- проектирование скважин и наземной инфраструктуры;
- планирование добычи (с учетом геолого-технических мероприятий);
- оптимизация технологических режимов с/без учета ограничений (на давление, температуру, скорость, дебит по фазам и т. д.) и составление оптимальной режимной карты;
- проведение многовариантных расчетов (определение проблемных мест и осложнений в системе добычи).

Комплекс состоит из нескольких основных модулей: PVT модуль [6, 7], модуль материального баланса пласта, модуль скважины, модуль наземной сети сбора и транспорта, модуль технологии подготовки, оптимизатор и адаптатор. Рассмотрим краткое описание каждого из модулей.

PVT модуль отвечает за расчет физических свойств моделей флюидов в заданных термобарических условиях. В программном комплексе «d-Flow» представлены как модели «черной» нефти, так и композиционные модели флюида с неограниченным числом компонентов. Модуль материального баланса позволяет рассчитывать темпы падения пластового давления вследствие добычи. Модули скважины и наземной сети сбора моделируют движение флюида вдоль всего ствола скважины и далее по наземной сети сбора. Основной задачей этих модулей является расчет гидравлических потерь. Модуль технологии подготовки проводит упрощенное моделирование систем подготовки товарной продукции. В рамках модуля реализованы упрощенные схемы установки комплексной подготовки газа (УКПГ) и установки подготовки нефти (УПН). Оптимизатор помогает подобрать подходящие технологические режимы работы скважин. Его целевыми функциями является максимизация добычи конкретной товарной продукции и минимизация добычи воды. Модуль адаптации позволяет на основе исторических данных с месторождения подобрать свободные параметры всех моделей для их соответствия. Этот модуль является одним из наиболее важных, поскольку от качества адаптации зависит качество прогнозирования уровней добычи.

В рамках данной работы основной фокус направлен на модули скважины и наземной сети сбора (НСС). Модули позволяют проводить расчет давления, температуры смеси, объемных и массовых долей фаз и многих других параметров в любой точке скважины или НСС. Учет трения в многофазном потоке осуществляется при помощи реализованных внутри модулей корреляционных моделей трения. Прежде чем перейти к моделям, рассмотрим проблему многофазного течения более подробно.

Общеизвестно, что моделирование многофазного потока является крайне сложной задачей. Начиная с 50-х годов XX века ученые активно занимались этой проблемой и на основе экспериментальных данных пытались создать модели, наиболее адекватно описывающие наблюдаемые явления. Одной из главных особенностей многофазного течения можно назвать феномен проскальзывания между фазами, заключающийся в раз-

личной скорости течения газа и жидкости. Это легко понять на примере с восходящим потоком, где газообразная фаза будет течь с гораздо большей скоростью, нежели жидкая фаза, а при некоторых условиях жидкость может и вовсе начать падать под действием гравитации.

Следствием проскальзывания является то, что объемная доля жидкости на участке трубы может не совпадать с реально наблюдаемым локальным объемным содержанием жидкости (holdup), поскольку жидкость может отставать от газовой фазы. Это приводит к тому, что для расчета локальной плотности смеси нужно использовать не объемные доли, а holdup. Проскальзывание также вызывает трение на поверхности раздела двух фаз, которое может вносить существенный вклад в общую величину трения, поэтому его учет необходим для корректного моделирования.

Еще одним феноменом, который не наблюдается при однофазном течении, является возникновение различных режимов течения. Режимы возникают вследствие наличия нескольких фаз и границ раздела между ними, тогда как скорости движения фаз, состав флюида и угол наклона приводят к большому разнообразию наблюдаемых типов течения. Экспериментально известно, что и трение, и локальная доля жидкости зависят от режима течения, поэтому многие модели трения учитывают режимы при расчетах.

В работе рассмотрены 4 модели двухфазного трения, реализованных в программном комплексе «d-Flow»: модель Беггза — Брилла, модель Грея и ее модификация, а также модель Мукерджи — Брилла.

Объект и методы исследования

Базовые модели комплекса «d-Flow» для расчета трения

Рассмотрим подробнее базовые модели комплекса «d-Flow» для расчета трения. Модель Беггза — Брилла [8] была предложена в университете Талсы (США) для объяснения экспериментальных данных по многофазному течению в трубах, таким образом, она относится к эмпирическим моделям. Особенностью модели является ее применимость для любых углов наклона, что позволяет учитывать с ее помощью трение как в скважинах различной геометрии, так и в наземных сетях сбора. При расчете двухфазного трения карта режимов не используется, однако вводятся двухфазные поправки по сравнению с гомогенной моделью. Потери на трение рассчитываются как

$$\tau_{tp} = \zeta_{tp} \frac{G_m u_m}{2d}, \quad (1)$$

где $u_m = C_L u_L + C_g u_g$ — скорость потока; $G_m = C_L \rho_L u_L + C_g \rho_g u_g$ — плотность потока массы. Коэффициент трения для двухфазного потока выражается через коэффициент трения по гомогенной модели ζ_m^M .

$$\frac{\zeta_{tp}}{\zeta_m^M} = e^S, \quad (2)$$

коэффициент ζ_m^M рассчитывается по числу Рейнольдса для смеси

$$Re_{tp} = \frac{G_m d}{\mu_L \lambda + \mu_g (1 - \lambda)}, \quad (3)$$

$$\lambda = \frac{C_L u_L}{C_L u_L + C_g u_g}, \quad (4)$$

где λ — расходная доля жидкости.

Значения параметра S в (2) вычисляются из следующей зависимости:

$$S = \begin{cases} \frac{\ln y}{-0,0523 + 3,182 \ln y - 0,8725 \ln^2 y + 0,01853 \ln^4 y}, & y > 1,2; y < 1 \\ \ln(2,2y - 1,2), & 1 \leq y \leq 1,2 \end{cases}, \quad (5)$$

где $y = \frac{\lambda}{C_L^2}$.

Основная идея расчета проскальзывания состоит в том, чтобы вычислить локальное объемное содержание жидкости в горизонтальном потоке и затем скорректировать его с учетом наклона трубы.

$$H_l(\theta) = \psi \cdot H_l(0), \quad (6)$$

где ψ — корректирующий коэффициент; $H_l(0)$ — локальное объемное содержание жидкости в горизонтальной трубе, зависящее от типа течения. $H_l(0)$ в горизонтальной трубе вычисляется из следующих соотношений:

$$H_l(0) = \frac{a C_L^b}{N_{fr}^c}, \quad N_{fr} = \frac{u_{sim}^2}{g d}. \quad (7)$$

Константы a , b и c берутся из таблицы 1 и зависят от режима течения.

Таблица 1

Эмпирические коэффициенты для вычисления $H_l(0)$

Тип течения	a	b	c
Сегрегированный	0,980	0,4846	0,0868
Снарядный	0,845	0,5351	0,0173
Распределенный	1,065	0,5824	0,0609

Для переходного типа течения H_l вычисляется с помощью интерполяции

$$H_l(0)_{transition} = A H_l(0)_{segregated} + B H_l(0)_{intermittent}, \quad (8)$$

где

$$A = \frac{L_3^* - N_{fr}}{L_3^* - L_2^*}, \quad B = 1 - A. \quad (9)$$

Корректирующий коэффициент ψ находится из уравнения:

$$\psi = 1 + C[\sin(1,8\theta) - 0,333 \sin\theta^3(1,8\theta)], \quad (10)$$

$$C = (1 - C_l) \ln e C_l^f N_l^g N_{fr}^h, \quad (11)$$

где $N_l = u_{sl} \sqrt[4]{\frac{\rho l}{g\sigma}}$ — безразмерная скорость жидкой фазы.

Для восходящих течений константы e, f, g, h берутся из таблицы 2.

Таблица 2

Эмпирические коэффициенты для вычисления C

Тип течения	e	f	g	h
Переходный	0,011	-3,7608	3,5390	-1,6140
Снарядный	2,960	0,3050	-0,4473	0,0978
Распределенный	C берется равным 0, что дает $\psi = 1$			

Для нисходящих течений всех типов константы e, f, g, h берутся такими же, как для восходящего снарядного типа течения.

Рассмотрим еще одну модель трения, которая была предложена в 1974 году Г. Е. Греем [9]. Модель хорошо подходит для строго вертикальных газоконденсатных скважин. Ее не рекомендуется применять при скоростях более 15 м/с, диаметрах труб больше 8,89 см, объеме конденсата/жидкости свыше 280 м³/млн м³ и объеме воды/жидкости 28 м³/млн м³.

Исходя из метода размерностей при анализе лабораторных данных, автором были использованы следующие безразмерные группы:

$$N_v = \frac{\rho_n^2 v_m^4}{g \sigma_L (\rho_L - \rho_g)}, \quad (12)$$

$$N_v = \frac{g(\rho_L - \rho_g)d^2}{\sigma_L}, \quad (13)$$

$$R_v = \frac{v_{sl}}{v_{sg}} = \frac{C_L}{1 - C_L}, \quad (14)$$

$$v_m = C_L v_L + (1 - C_L) v_G, \quad \rho_m = C_L \rho_L + (1 - C_L) \rho_G, \quad (15)$$

где σ_L — поверхностное натяжение жидкости:

$$\sigma_L = \frac{\sigma_0 C_0 \rho_0 + 0,617 \sigma_w C_w \rho_w}{C_0 \rho_0 + 0,617 C_w \rho_w}, \quad C_L = C_0 + C_w, \quad (16)$$

где σ_0 — поверхностное натяжение нефти; σ_w — поверхностное натяжение воды; C_0 — объемная доля нефти; C_w — объемная доля воды; C_L — объемная доля жидкости.

В результате регрессии экспериментальных данных автором была получена следующая корреляция для объемного содержания жидкости (holdup):

$$H_L = 1 - \frac{1 - \exp \left[-2,314 \left(N_v \left(1 + \frac{205,0}{N_D} \right) \right)^B \right]}{R+1}, \quad (17)$$

$$B = 0,0814 \left[1 - 0,0554 \ln \left(1 + \frac{730R}{R+1} \right) \right]. \quad (18)$$

Для расчета коэффициента трения используется корреляция Коулбрука — Уайта (Colebrook-White) с псевдошероховатостью, которая имеет следующий вид:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log \left(\frac{\varepsilon'}{3,7065D} + \frac{2,5226}{Re \sqrt{f}} \right)_{10}, \quad (19)$$

где f — коэффициент трения; ε' — псевдошероховатость; D — диаметр трубы; Re — число Рейнольдса.

В оригинальной модели сформулировано предположение о постоянстве числа Рейнольдса, которое в PIPESIM зафиксировано на значении $Re = 10^7$, поэтому для ускорения расчета используется разложение корреляции Коулбрука — Уайта для больших чисел Рейнольдса:

$$x = \frac{\ln(3,7065 \frac{D}{\varepsilon'})}{\ln 10 \left(1 + 8,12132149 \frac{D}{\varepsilon' Re} \right)}, \quad f = \frac{1}{4x^2}. \quad (20)$$

Для псевдошероховатости Г. Е. Греем [9] предлагается следующее выражение:

$$\begin{cases} \varepsilon' = \varepsilon_0 = 0,06283 \frac{\sigma_L}{\rho_m v_m^2}, & R_v > 0,007 \\ \varepsilon' = \varepsilon + R_v \frac{\varepsilon_0 - \varepsilon}{0,007}, & R_v < 0,007 \end{cases}, \quad (21)$$

где ε — шероховатость стенок трубы.

Псевдошероховатость возникает в результате осаждения капелек жидкости на стенки трубы, в результате чего снижается эффективная шероховатость стенок, и газ испытывает меньшее трение. Г. Е. Грей дает минимальное значение псевдошероховатости, соответствующее случаю полностью сухих стенок: $\varepsilon' = 2,77 \cdot 10^{-5}$ [дюймов]. В случае если вычисленное значение псевдошероховатости меньше минимального, следует использовать минимальное.

В ходе тестирования модели на опорных данных было выяснено, что при использовании диаметра трубы в футах и $\varepsilon' = 2,77 \cdot 10^{-5}$ [дюймов] при расчете коэффициента трения по формуле (19) или (20) результаты получаются очень близкими к эталонным. Поэтому в конечной реализации модели псевдошероховатость положена константной величиной, равной минимальному значению.

Модификация модели Грея, как это следует из документации к PIPESIM, предполагает использование не фиксированного числа Рейнольдса, вычисляемого по формуле

$$Re = \frac{v_m \rho_n D}{\mu_m}, \quad \mu_m = \mu_L^{C_L} \mu_G^{1-C_L}. \quad (22)$$

Во всем остальном она аналогична оригинальной модели Грея и имеет те же условия применимости.

И, наконец, последней из рассмотренных моделей будет модель Мукерджи — Брилла. Она применима для любых углов наклона и подходит как для газоконденсатных, так и для нефтяных месторождений. Авторы предложили карту двухфазных режимов и корреляции для расчета трения [10, 11]. Границы предложенных режимов представлены в таблице 3, в которой используются обозначения:

$$N_{gv} = v_{sg}^4 \sqrt{\frac{\rho_L}{g\sigma}} \text{ — безразмерная скорость газа,}$$

$$N_{Lv} = v_{sl}^4 \sqrt{\frac{\rho_L}{g\sigma}} \text{ — безразмерная скорость жидкости,}$$

$$N_L = \mu_L^4 \sqrt{\frac{g}{\rho_L \sigma^3}} \text{ — безразмерная вязкость жидкости,}$$

θ — угол наклона трубы относительно горизонта.

Таблица 3

Границы режимов течения

Граница режима	Формула
Пузырьковый-снарядный (восходящее течение)	$N_{LvBS} = 10^x$ $x = \lg N_{gv} + 0,94 + 0,074 \sin \theta - 0,855 \sin^2 \theta + 3,695 N_L$
Пузырьковый-снарядный (горизонтальное и нисходящее течение)	$N_{gvBS} = 10^x$ $x = 0,431 + 1,132 \sin \theta^2 - 1,138 \lg(N_{Lv}) \sin \theta - 0,429 (\lg N_{Lv})^2 \sin \theta - 3,003 N_L$
Снарядный-кольцевой	$N_{gvSM} = 10^x$ $x = 1,401 - 2,694 N_L + 0,521 N_{Lv}^{0,329}$
Слоистый (нисходящее течение)	$N_{LvST} = 10^x$ $x = 0,321 - 0,017 N_{gv} - 4,267 \sin \theta - 2,972 N_L - 0,033 (\lg N_{gv})^2 - 3,925 \sin^2 \theta$

Для расчета объемного содержания жидкости авторы разработали корреляцию, описывающую экспериментальные данные для всех режимов течения и углов наклона. Коэффициенты для расчета приведены в таблице 4.

Таблица 4

Коэффициенты для расчета объемного содержания жидкости

	Восходящий поток	Нисходящий слоистый поток	Остальные типы потоков
C_1	-0,380113	-1,330282	-0,516644
C_2	0,129875	4,808139	0,789805
C_3	-0,119788	4,171584	0,551627
C_4	2,343227	56,262268	15,519214
C_5	0,475686	0,079951	0,371771
C_6	0,288657	0,504887	0,393952

Сама зависимость имеет следующий вид:

$$H_L = \exp(C_1 + C_2 \sin \theta + C_3 \sin^2 \theta + C_4 N_L^2) \frac{N_{gv}^{C_5}}{N_{Lv}^{C_6}}. \quad (23)$$

В пузырьковом и снарядном режимах течения потери на трение рассчитываются как

$$\tau_{tp} = \zeta_m^M \frac{\rho_m u_m^2}{2d_h}, \quad (24)$$

где

$$\rho_m = C_g \rho_g + C_L \rho_L,$$

$$\mu_m = C_g \mu_g + C_L \mu_L,$$

$$u_m = C_g u_g + C_L u_L.$$

Коэффициент трения ζ_m^M рассчитывается по числу Рейнольдса для смеси $Re_m = \frac{\rho_m u_m d_h}{\mu_m}$, с использованием диаграммы Мууди или корреляции Коулбрука — Уайта.

В кольцевом режиме потока авторами была получена эмпирическая зависимость коэффициента трения от объемного содержания жидкости:

$$H_R = \frac{C_L}{H_L}. \quad (25)$$

Вычислив отношение H_R по таблице 5, можно найти относительный коэффициент трения f_R .

Относительные коэффициенты трения для кольцевого режима потока

H_R	0,01	0,2	0,3	0,4	0,5	0,7	1	10
f_R	1	0,98	1,2	1,25	1,3	1,25	1	1

Результаты и обсуждение

Для проверки моделей трения была проведена серия численных экспериментов в стволах скважин различной геометрии. В экспериментах скважина была разделена на ячейки равной длины, количество ячеек варьировалось в зависимости от длины скважины и составляло от 46 до 56. В каждой ячейке независимо проводился расчет падения давления за счет трения и гидростатического давления, а также локального содержания жидкости (holdup).

Для сравнения были использованы результаты, полученные с помощью программного обеспечения компании Schlumberger — PIPESIM¹, которое фактически является признанным стандартом в нефтегазовой отрасли. В PIPESIM моделировались скважины с такими же параметрами ячеек, как в комплексе «d-Flow». Таким образом возможно напрямую сравнивать результаты, полученные в двух программах для двух одинаковых моделей трения. Входные параметры, такие как объемные доли, скорости, плотности и другие PVT свойства фаз, считались заданными и были взяты из соответствующих ячеек PIPESIM.

В зависимости от области применимости моделей были рассмотрены следующие скважины.

1. Скважины 1 и 2 были построены на основе инклинометрии реальных скважин одного из северных газоконденсатных месторождений России, инклинометрия приведена на рисунках 1 и 2 соответственно. Граничные условия выбирались близкими к реальным, на одну из дат работы скважины.

2. Синтетическая скважина 3с, представляющая собой строго вертикальную, прямую трубу длиной 4 километра. Устьевое давление фиксировалось аналогично скважине 1, далее ее параметры настраивались на получение такого же расхода газоконденсатной смеси, как и на реальных скважинах.

Для всех рассмотренных скважин диаметр насосно-компрессорных труб составил порядка 0,11 метров. Флюид во всех скважинах представляет собой газоконденсатную композиционную модель с объемным содержанием жидкости 5–10 % в рабочих условиях.

¹URL: <https://www.software.slb.com/products/pipesim>.

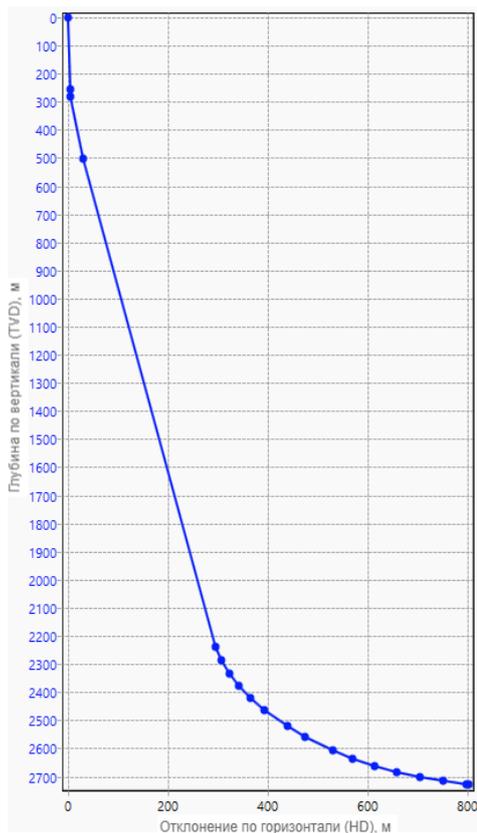


Рис. 1. Инклинометрия скв. 1

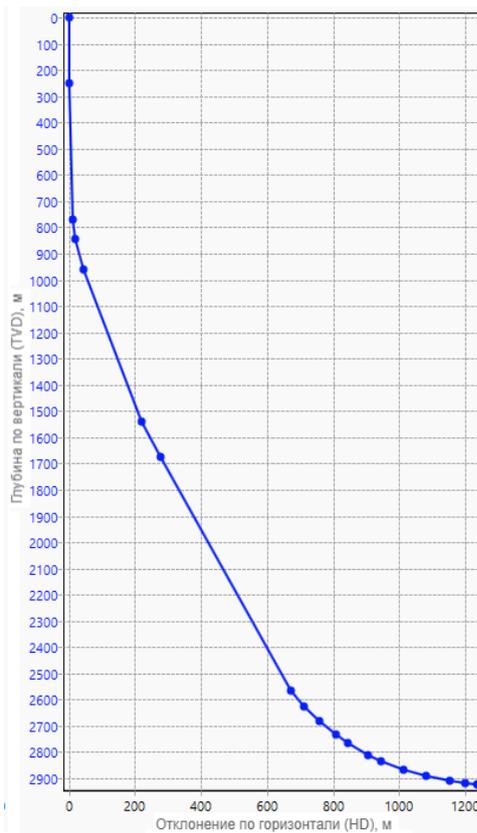


Рис. 2. Инклинометрия скв. 2

Согласно статье [9], модель Грея и модифицированная модель Грея применимы только для вертикальных труб, поэтому расчеты скважин 1 и 2 с ними не проводились.

Стоит отметить, что модели, реализованные в симуляторе «d-Flow», были взяты из открытых источников информации, поэтому возможны расхождения с имплементациями тех же самых моделей в PIPESIM.

Таблица 6

Средняя относительная ошибка (%) объемного содержания жидкости по всем ячейкам скважины для различных скважин

Модель	Скважина		
	1	2	3с
Бегза — Брилла	0,0021	0,0021	0,0013
Грея	–	–	0,0673
Модифицированная модель Грея	–	–	0,0667
Мукерджи — Брилла	0,0142	0,015	0,0317

Таблица 7

Относительная ошибка (%) суммарного кумулятивного падения давления на устье для различных скважин

Модель	Скважина		
	1	2	3с
Беггза — Брилла	-0,245	-0,34	0,027
Грея	-	-	0,111
Модифицированная модель Грея	-	-	0,208
Мукерджи — Брилла	0,106	-0,0003	-0,140

В таблицах 6 и 7 приведены результаты расчета для моделей трения на различных скважинах. В таблице 6 представлена средняя ошибка предсказанного holdup по всем ячейкам скважины, из таблицы видно, что все модели с большой точностью могут предсказывать объемное содержание жидкости в среднем по всей длине скважины. Таблица 7 представляет результаты расчета суммарного кумулятивного падения давления на устье скважины. Результаты показывают, что реализованные модели трения предсказывают падение давления с точностью не ниже 0,34 % на выборке рассмотренных скважин.

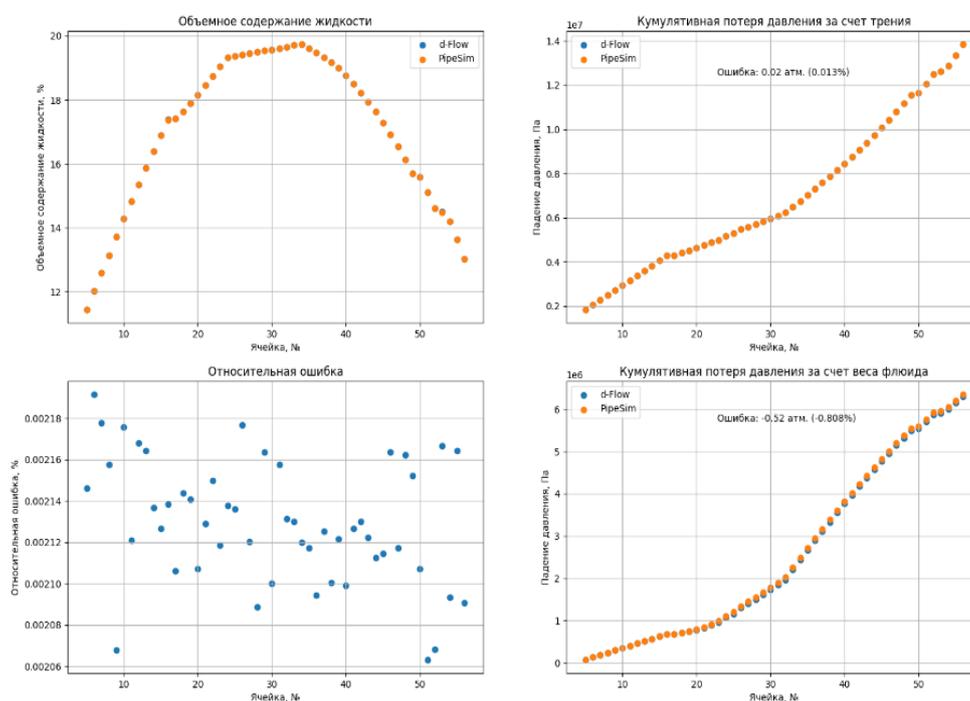


Рис. 3. Модель Беггза — Брилла. Результаты расчета для скв. 1

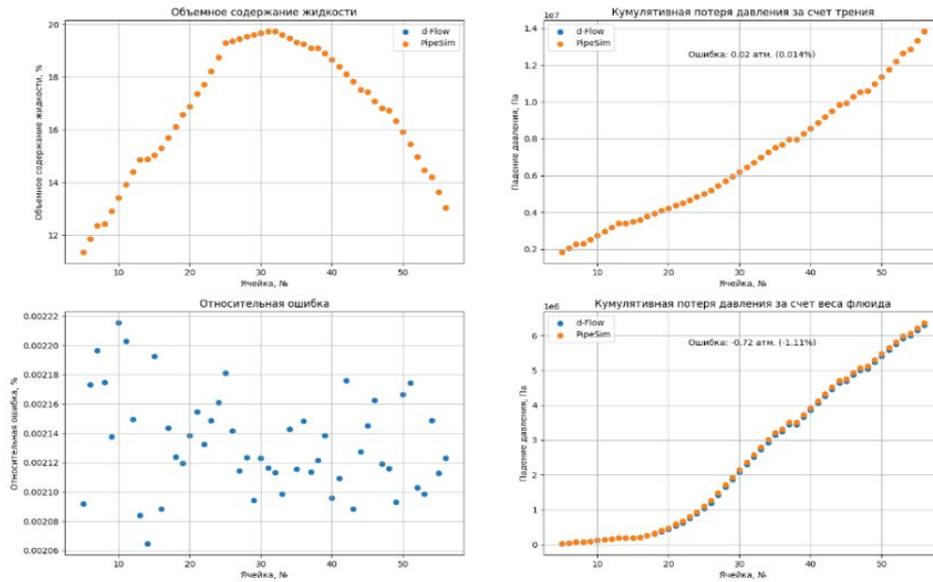


Рис. 4. Модель Беггза — Брилла. Результаты расчета для скв. 2

На рисунках 3, 4 представлены результаты расчетов для двух скважин с помощью модели Беггза — Брилла. По оси ординат отложены ячейки скважины, начиная от забоя и заканчивая устьем. На этих графиках более подробно изображены результаты, уже представленные в таблицах 6 и 7. Видно, что модель, реализованная в симуляторе «d-Flow», с достаточно высокой точностью повторяет результаты, полученные на аналогичной модели из симулятора PIPESIM.

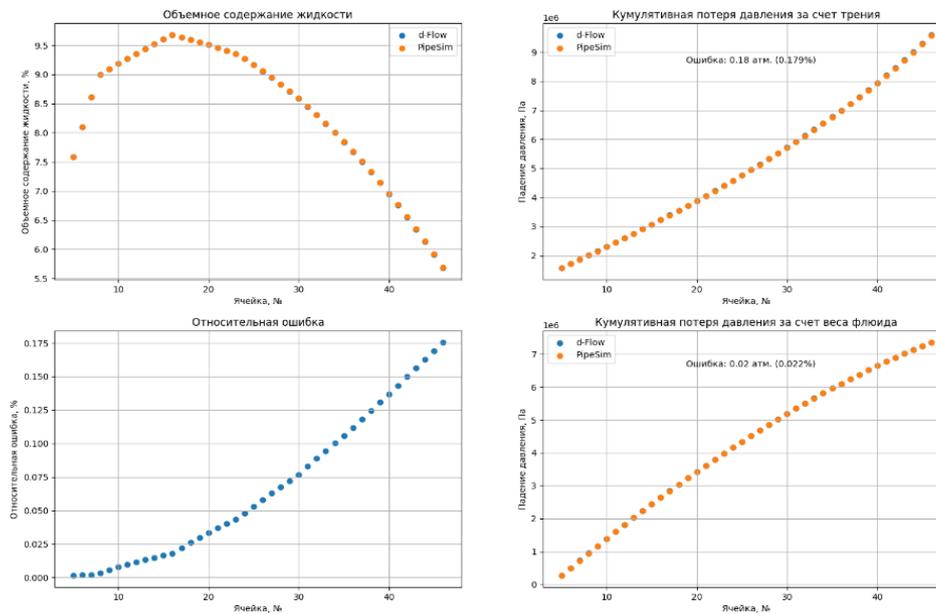


Рис. 5. Модель Грея. Результаты расчета для скв. 3с

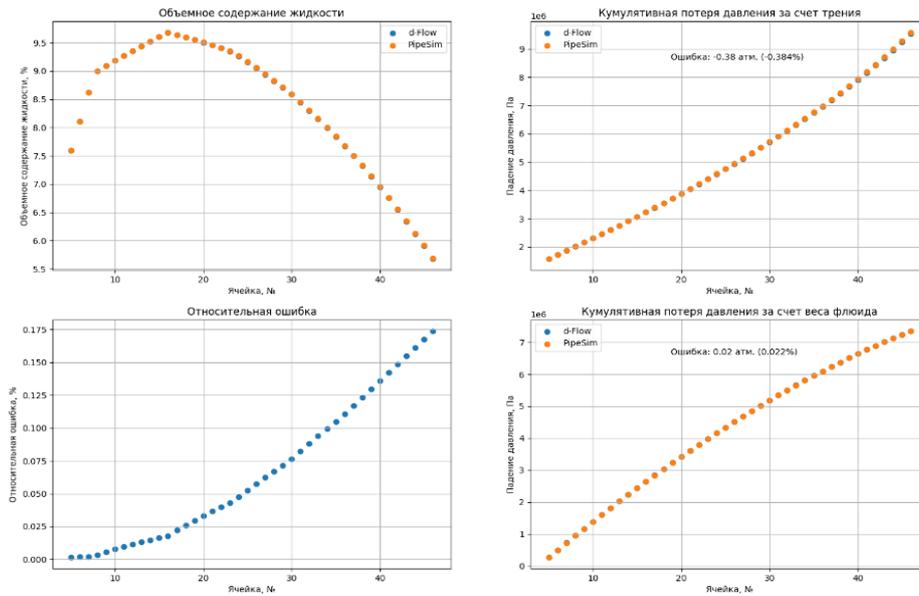


Рис. 6. Модифицированная модель Грея. Результаты расчета для скв. 3с

На рисунках 5,6 представлены результаты расчета для вертикальной скважины 3с с использованием двух вариантов модели трения Грея. Обе модели предсказали локальное объемное содержание жидкости с высокой точностью, результаты между моделями практически не отличаются, как и следовало ожидать, поскольку используются одинаковые формулы. Обе модели также успешно воспроизвели результаты по кумулятивному падению давления за счет трения и гидростатического давления, относительная ошибка на устье находится в пределах 0,4 %.

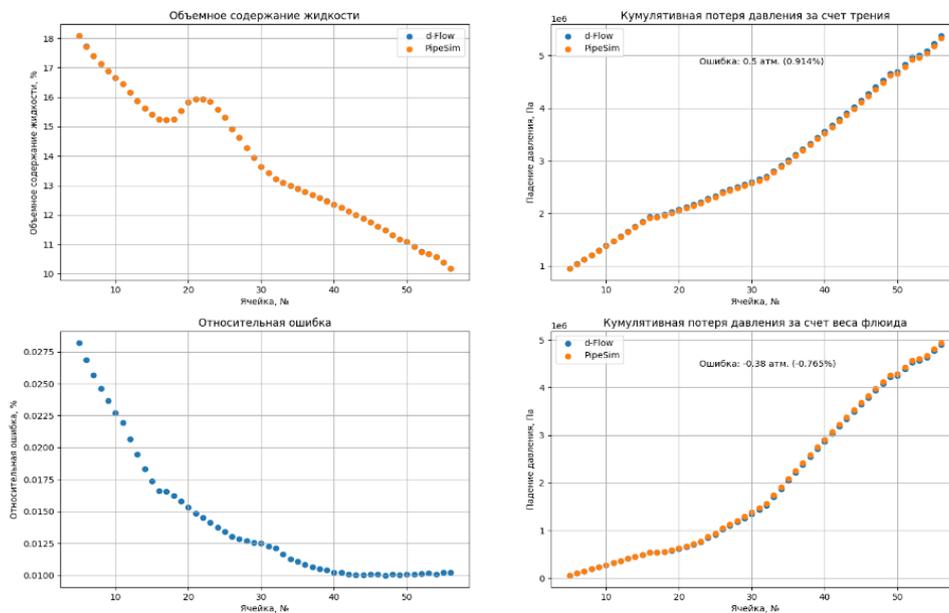


Рис. 7. Модель Мукерджи — Брилла. Результаты расчета для скв. 1

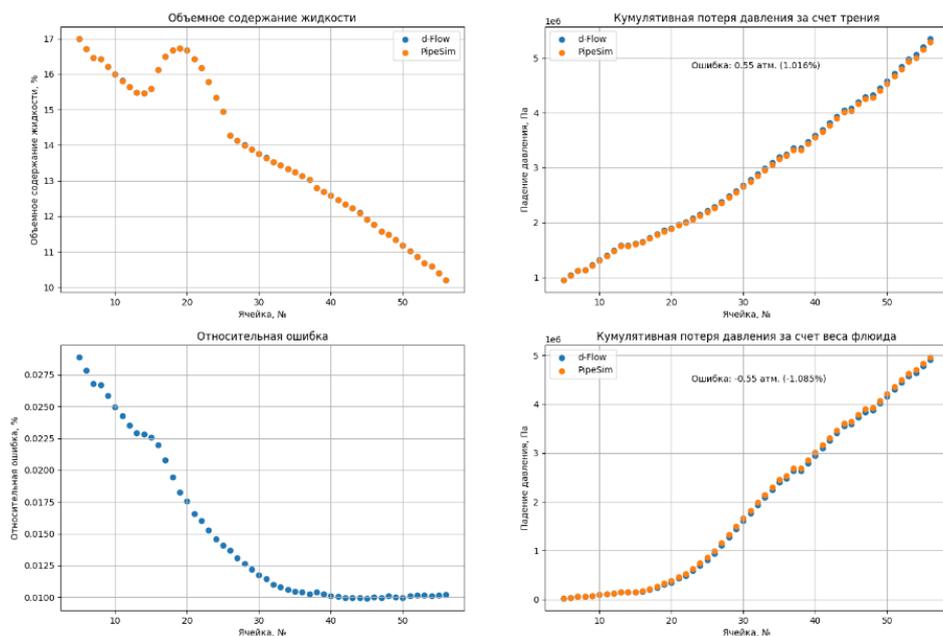


Рис. 8. Модель Мукерджи — Брилла. Результаты расчета для скв. 2

На рисунках 7, 8, аналогично модели Беггза — Брилла, представлены расчеты для двух скважин. Для данной модели также удалось добиться высокой точности расчета объемного содержания жидкости. Максимальная ошибка кумулятивного гидростатического градиента давления на устье составила $-1,085\%$. Для скважин 1 и 2 гидростатический градиент давления был ниже опорного, а для градиента за счет трения наоборот. Вероятная причина такого поведения заключается в том, что в PIPESIM используются корреляции с некоторыми подгоночными параметрами, значения которых неизвестны, а не оригинальные корреляции из соответствующих работ. Этой же причиной можно объяснить различия между остальными моделями, рассмотренными в данной работе. Стоит также заметить, что суммарное падение давления складывается из гидростатического и градиента за счет трения, поэтому относительная ошибка суммарного падения давления может уменьшиться, если знаки ошибок различны. Именно по этой причине ошибка суммарного кумулятивного падения давления на устье скважины 2 в модели Мукерджи — Брилла получилась близкой к нулю, что отражено в таблице 7.

Выводы

В работе были рассмотрены четыре модели многофазного трения, реализованные в рамках гидравлического симулятора «d-Flow». Сравнение с реализациями этих же моделей из коммерческого симулятора PIPESIM показало практически полное совпадение по величинам локального содержания жидкости. Предсказанные градиенты давления также на-

ходятся в хорошем согласии с результатами PIPESIM, и в большинстве случаев относительная ошибка предсказания полного падения давления на устье не превышала 0,34 %. Анализ результатов сравнения моделей трения коммерческого аналога с программным комплексом «d-Flow» показывает, что последний может использоваться в полной мере нефтегазовыми компаниями для расчета уровней добычи и проектирования добывающих скважин и наземной сети сбора. В рамках дальнейших работ планируется обнаружить причины наблюдаемого расхождения предсказанных градиентов давления, а также реализовать другие модели двухфазного трения.

Список источников

1. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2020662812 Российская Федерация. d-Flow : № 2020661891 : заявл. 12.10.2020 : опубл. 19.10.2020 / П. А. Лыхин, Э. В. Усов, Р. З. Курмангалиев [и др.] ; заявитель ООО «Смарт Дрилинг Текнолоджи». – Текст : непосредственный.
2. Моделирование движения газожидкостных потоков в наклонно направленной скважине / П. А. Лыхин, Э. В. Усов, В. И. Чухно [и др.]. – DOI 10.33285/0132-2222-2019-10(555)-22-27. – Текст : непосредственный // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2019. – № 10 (555). – С. 22–27.
3. Моделирование многофазных течений углеводородов в газоконденсатных и нефтяных скважинах / Э. В. Усов, В. Н. Ульянов, А. А. Бутов [и др.]. – DOI 10.20948/mm-2020-04-10. – Текст : непосредственный // Математическое моделирование. – 2020. – Т. 32, № 4. – С. 131–144.
4. Использование цифрового двойника месторождения (в системе d-Flow) для прогнозирования и анализа осложнений с целью построения оптимального плана геолого-технических мероприятий / П. А. Лыхин, Е. Е. Хогоева, Н. К. Каюров [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефть. Газ. Новации. – 2022. – № 1 (254). – С. 56–59.
5. Оптимизация технологических режимов эксплуатации добывающих газовых и газоконденсатных скважин / А. М. Крылов, А. Н. Черемисин, М. Я. Спивакова [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефть. Газ. Новации. – 2021. – № 9 (250). – С. 36–40.
6. Реализация методики расчета трехфазного равновесия углеводородов и водяной фазы / О. А. Аксенов, М. Г. Козлов, Э. В. Усов [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефть. Газ. Новации. – 2022. – № 12 (265). – С. 38–43.
7. Реализация методики расчета PVT-свойств многофазного многокомпонентного флюида / Д. В. Бадажков, Е. Д. Головин, М. Г. Козлов [и др.]. – DOI 10.33285/0132-2222-2021-2(571)-24-31. – Текст : непосредственный // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2021. – № 2 (571). – С. 24–31.
8. Beggs, D. H. A study of two-phase flow in inclined pipes / D. H. Beggs, J. P. Brill. – DOI 10.2118/4007-PA. – Direct text // Journal of Petroleum technology. – 1973. – Vol. 25, Issue 05. – P. 607–617.

9. Gray, H. E. Vertical Flow Correlation in Gas Wells / H. E. Gray. – Direct text // User manual for API 14B, Subsurface controlled safety valve sizing computer program, Appendix B. Washington, DC: API. – 1974.
10. Mukherjee, H. Liquid Holdup Correlations for Inclined Two-Phase Flow / H. Mukherjee, J. P. Brill. – DOI 10.2118/10923-PA. – Direct text // Journal of Petroleum Technology. – 1983. – Vol. 35, Issue 05. – P. 1003–1008.
11. Mukherjee, H. Empirical equations to predict flow patterns in two-phase inclined flow / H. Mukherjee, J. P. Brill. – DOI 10.1016/0301-9322(85)90060-6. – Direct text // International Journal of Multiphase Flow. – 1985. – Vol. 11, Issue 3. – P. 299–315.

References

1. Lykhin, P.A., Usov, E. V., Kurmangaliev, R. Z., Kozlov, M. G., Chukhno, V. I., Valkovich, A. S.,... Kolchanov, B. A. Certificate of state registration of computer programme No. 2020662812 RF. d-Flow : No. 2020661891. Applied. 12.10.2020. Published: 19.10.2020. (In Russian).
2. Lykhin, P. A., Usov, E. V., Chukhno, V. I., Kurmangaliev, R. Z., & Ulyanov, V. N. (2019). Simulation of gas-fluid flows motion in a directional well. Automation, Telemechanization and Communication in Oil Industry, (10(555)), pp. 22-27. (In Russian). DOI: 10.33285/0132-2222-2019-10(555)-22-27
3. Usov, E. V., Ulyanov, V. N., Butov, A. A., Chuhno, V. I., & Lyhin, P. A. (2020). Modeling multi-phase flows of hydrocarbons in gas-condensate and oil wells. Mathematical Models and Computer Simulations, 12(6), pp. 1005-1013. (In English). DOI: 10.1134/S2070048220060162
4. Lykhin, P. A., Khogoeva, E. E., Kayurov, N. K., Usov, E. V., Kozlov, M. G., Krylov, A. M.,... Badazhkov, D. V. (2022). Use of digital twin fields (in d-flow system) to predict and analyze complications in order to build optimal plan for geological and technical measures. Neft. Gas. Novacii, (1(254)), pp. 56-59. (In Russian).
5. Krylov, A. M., Cheremisin, A. N., Spivakova, M. Ya., Kolchanov, B. A., Khogoeva, E. E., Valkovich, A. S.,... Kayurov, N. K. (2021). Optimization of process modes while operating production gas and gas condensate wells. Neft. Gas. Novacii, (9(250)), pp. 36-40. (In Russian).
6. Aksenov, O. A., Kozlov, M. G., Usov, E. V., Lykhin, P. A., Kayurov, N. K., & Ulyanov, V. N. (2022). Implementation of methodology to calculate three-phase equilibrium of hydrocarbons and water phase. Neft. Gas. Novacii, (12(265)), pp. 38-43. (In Russian).
7. Badazhkov, D. V., Golovin, E. D., Kozlov, M. G., Kurmangaliev, R. Z., Lykhin, P. A., Ulyanov, V. N., & Usov, E. V. (2021). Implementation of the methodology for calculating the PVT properties of a multiphase multicomponent fluid. Automation, Telemechanization and Communication in Oil Industry, (2(571)), pp. 24-31. DOI: 10.33285/0132-2222-2021-2(571)-24-31
8. Beggs, D. H., & Brill, J. P. (1973). A study of two-phase flow in inclined pipes. Journal of Petroleum technology, 25(05), pp. 607-617. (In English). DOI: 10.2118/4007-PA
9. Gray, H. E. (1974). Vertical Flow Correlation in Gas Wells. User manual for API 14B, Subsurface controlled safety valve sizing computer program, Appendix B. Washington, DC: API.

10. Mukherjee, H., & Brill, J. P. (1983). Liquid Holdup Correlations for Inclined Two-Phase Flow. *Journal of Petroleum Technology*, 35(05), pp. 1003-1008. (In English). DOI: 10.2118/10923-PA

11. Mukherjee, H., & Brill, J. P. (1985). Empirical equations to predict flow patterns in two-phase inclined flow. *International Journal of Multiphase Flow*, 11(3), pp. 299-315. (In English). DOI: 10.1016/0301-9322(85)90060-6

Информация об авторах/ Information about the authors

Матрошилов Никита Олегович, студент, Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, г. Новосибирск

Nikita O. Matroshilov, Student, Novosibirsk State University

Крылов Андрей Михайлович, ведущий инженер-программист, ООО «Новосибирский Научно-технический Центр», г. Новосибирск, akrylov@nntc.pro

Andrej M. Krylov, Lead Software Engineer, Novosibirsk Scientific and Technical Center LLC, akrylov@nntc.pro

Козлов Михаил Геннадьевич, кандидат физико-математических наук, старший научный сотрудник, Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, г. Новосибирск

Mihail G. Kozlov, Candidate of Physics and Mathematics, Senior Researcher, Novosibirsk State University

Лыхин Павел Александрович, руководитель отдела математического моделирования, ООО «Новосибирский Научно-технический Центр», г. Новосибирск

Pavel A. Lyhin, Head of Mathematical Modeling Department, Novosibirsk Scientific and Technical Center LLC

Усов Эдуард Викторович, кандидат технических наук, старший преподаватель кафедры физики ФФ и СУНЦ, Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, г. Новосибирск, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-4400-8069>

Eduard V. Usov, Candidate of Engineering, Senior Lecturer at the Department of Physics, Novosibirsk State University, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-4400-8069>

Тайлаков Дмитрий Олегович, кандидат технических наук, заведующий лабораторией программных систем оптимизации добычи углеводородов, Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, г. Новосибирск

Dmitry O. Tailakov, Candidate of Engineering, Head of the Laboratory of Software Systems for Optimization of Hydrocarbon Production, Novosibirsk State University

Ульянов Владимир Николаевич, кандидат технических наук, генеральный директор, ООО «Новосибирский Научно-технический Центр», г. Новосибирск

Vladimir N. Ulyanov, Candidate of Engineering, General Director of Novosibirsk Scientific and Technical Center LLC

Статья поступила в редакцию 04.09.2023; одобрена после рецензирования 24.10.2023; принята к публикации 01.11.2023.

The article was submitted 04.09.2023; approved after reviewing 24.10.2023; accepted for publication 01.11.2023.