

Развитие методов прогнозирования структуры потока на вертикальных участках нефтяных скважин

Михайлов В.Г.¹, Волков М.Г.²

¹ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия; ²ООО «РН-Технологии» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Москва, Россия
mikhaylovvg@bnipi.rosneft.ru

Аннотация

Прогноз структуры газожидкостных течений крайне важен при решении таких задач, как определение продольных профилей объемного содержания жидкой фазы вдоль ствола вертикальной скважины, необходимых для расчета потерь давления в НКТ, прогноза коэффициента естественной сепарации газа через затрубное пространство скважины, подбора скважинного оборудования (центробежных насосов, газосепараторов и т. д.) для механизированной добычи пластовых флюидов и т. д. В статье рассмотрены основные этапы развития методов прогнозирования режимов течения газожидкостной смеси в вертикальных скважинах и разработаны новые унифицированные критерии для прогноза пузырьковой и дисперсно-пузырьковой структур газожидкостного течения на вертикальных участках нефтяных скважин.

Материалы и методы

Прогнозирование структуры течения жидкость–газ; принципы унификации моделирования газожидкостных течений; приведение к единообразию уравнений сохранения количества движения для прогнозирования всех структур течения и алгоритмов расчета гидравлических потерь на вертикальных участках нефтяных скважин.

Ключевые слова

принципы прогнозирования режимов течения, структура потока, газожидкостное течение, пузырьковый режим, дисперсно-пузырьковый режим, унифицированная модель, вертикальная скважина, механистическое моделирование, изменение режима течения, уравнения сохранения количества движения жидкости и газа

Для цитирования

Михайлов В.Г., Волков М.Г. Развитие методов прогнозирования структуры потока на вертикальных участках нефтяных скважин // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 6. С. 100–105. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-6-100-105

Поступила в редакцию: 23.09.2024

OIL PRODUCTION

UDC 622.276 | Original Paper

Development of methods for forecasting the flow patterns in vertical sections of oil wells

Mikhaylov V.G.¹, Volkov M.G.²

¹“RN-BashNIPneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia; ²“RN-Tehnologii” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Moscow, Russia
mikhaylovvg@bnipi.rosneft.ru

Abstract

Prediction of the two-phase flow patterns is extremely important for solving such problems as determining the longitudinal profiles of the holdup along the vertical wellbore necessary for calculating pressure drop in the tubing, predicting the down hole natural separation, selecting down hole equipment (esp pumps, rotary gas separators, etc.) for mechanized production of reservoir fluids, etc. The article examines the main stages of development of methods for predicting flow patterns of gas-liquid mixtures in vertical wells and develops new unified criteria for predicting bubble and dispersed-bubble structures of gas-liquid flow in vertical sections of oil wells.

Materials and methods

Prediction of liquid–gas flow structure; principles of unification of gas-liquid flow modeling; reduction to uniformity of momentum conservation equations for predicting all flow structures and algorithms for calculating hydraulic losses in vertical sections of oil wells.

Keywords

flow regime forecasting principles, flow patterns, gas-liquid flow, bubble regime, dispersed-bubble regime, unified model, vertical well, mechanistic modeling, flow pattern change, equations of conservation of liquid and gas momentum

For citation

Mikhaylov V.G., Volkov M.G. Development of methods for forecasting the flow patterns in vertical sections of oil wells. Exposition Oil Gas, 2024, issue 6, P. 100–105. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-6-100-105

Received: 23.09.2024

Введение

Одним из важнейших направлений современного нефтяного инжиниринга является повышение достоверности методов прогнозирования структуры газожидкостных течений в трубопроводной и скважинной инфраструктуре месторождений. Сегодня без предварительного прогноза структуры двухфазных течений не представляется возможным решение таких задач, как определение продольных профилей объемного содержания жидкой фазы вдоль ствола скважины для расчета потерь давления в НКТ, прогноз коэффициента естественной сепарации газа через затрубное пространство скважины, подбор скважинного оборудования для механизированной добычи пластовых флюидов и т. д. Гидродинамика газожидкостных потоков в стволе вертикальной скважины характеризуется многообразием структур течения (рис. 1). Поэтому для разработки теоретических критериев по прогнозированию структуры течения многие исследователи, основываясь на своей научной интуиции, предлагали гипотезы о доминирующих закономерностях, определяющих переход одной газожидкостной структуры течения в другую [1].

Нередко недостаток знаний о закономерностях, определяющих условия взаимодействия жидкость–газ, не позволял теоретически обосновать и сформулировать критерии для оценки режимов течения. В этом случае исследователи вынуждены были прибегать к использованию эмпирических корреляций, которые являлись приближенными, т. к. не учитывали весь диапазон эксплуатационных параметров для двухфазных потоков. Несмотря на большое количество работ, посвященных исследованию данного вопроса, в настоящее время не существует надежных эмпирических методов прогнозирования двухфазных течений в вертикальных трубопроводах.

В последнее время в вопросах прогнозирования структуры газожидкостного течения наметился существенный методологический прогресс, суть которого заключается не только в повышении достоверности расчетных прогнозов, но и в унификации самого процесса гидродинамического моделирования двухфазных потоков в трубопроводах.

В работе [2] под унификацией моделирования газожидкостных течений в трубопроводной инфраструктуре нефтяного месторождения понималось приведение к единообразию всего математического аппарата, связанного как с прогнозированием структур течения, так и с расчетом гидравлических потерь горизонтальных, а также вертикальных и наклонных (восходящих и нисходящих) двухфазных течений. Однако принцип унификации гидродинамической модели автору работы [2] не удалось в полной мере применить для прогнозирования всех режимов двухфазного течения при вертикальном расположении трубопровода.

Авторами настоящей статьи предлагается дальнейшее совершенствование принципов унификации при разработке критериев прогноза структуры вертикального газожидкостного течения в широком диапазоне эксплуатационных параметров.

Развитие методов прогнозирования структуры газожидкостных потоков в НКТ вертикальных скважин

В истории развития методов прогнозирования структуры газожидкостных течений в вертикальных трубопроводах можно условно выделить следующие этапы.

Эмпирические подходы для прогнозирования структуры течения в вертикальных скважинах (1963–1974 гг.)

Практически все известные эмпирические методы прогнозирования режимов течения являются результатом интенсивных лабораторных исследований. Карты режимов течения, построенные в результате этих исследований, не дают информации о том, какая газожидкостная структура реализуется в скважине. Приведенные на картах области представляют собой ограничения для применения эмпирических корреляций при расчете градиентов давления и объемного содержания жидкости. Подобные карты режимов течения были получены [3–8].

В качестве примера на рисунке 1 показаны области течений, построенные по результатам экспериментов Беггса и Брилла [9]. По данной карте невозможно определить условия для возникновения той или иной двухфазной структуры в вертикальном канале, т. к. каждая приведенная на карте область

объединяет несколько различных режимов газожидкостного течения. Границы между выделенными на карте областями течения определялись по эмпирическим корреляциям:

$$\left. \begin{aligned} L_1 &= 316\lambda_L^{0,302}; \\ L_2 &= 0,000925\lambda_L^{-2,468}; \\ L_3 &= 0,1\lambda_L^{-1,452}; \\ L_4 &= 0,5\lambda_L^{-6,738} \end{aligned} \right\}, \quad (1)$$

где $\lambda_L = \frac{V_{sg}}{V_{sl} + V_{sg}}$ — объемное содержание жидкости в поперечном сечении канала без учета проскальзывания фаз; V_{sl} , V_{sg} — приведенные скорости жидкости и газа соответственно.

Механистические подходы для прогнозирования структуры течения в вертикальных скважинах (1982–1994 гг.)

Исследование особенностей газожидкостных течений в вертикальных скважинах показало, что для решения ряда практических задач крайне важно уметь не только правильно рассчитать продольный градиент давления, но и определить при заданных условиях структуру газожидкостного течения. Актуальность данной проблемы послужила толчком к разработке новых методов прогнозирования структуры течения в вертикальных скважинах. В 90-х годах прошлого столетия начали интенсивно развиваться подходы прогнозирования на основе механистического моделирования структуры газожидкостного течения в трубопроводе. В отличие от эмпирического подхода, механистическое моделирование позволяло исследователям строить карты режимов течения, включающие в себя не абстрактные области, а области с определенными структурными образованиями «жидкость – газ», которые реализовывались в вертикальных трубопроводах при заданных приведенных скоростях жидкости и газа. Подобные карты режимов течения были построены Хасаном и Кабиром [10, 11], Тайтелем, Барнеа и Даклером [12], Ансари [13], Казтано [14, 15] и др.

На рисунке 2 показаны четыре структуры газожидкостного течения, для которых в модели Ансари [13] на основе механистического моделирования были разработаны гидродинамические критерии перехода одной структуры течения в другую.



Рис. 1. Карта режимов течения Беггса и Брилла [9]
Fig. 1. Beggs and Brill flow pattern map [9]

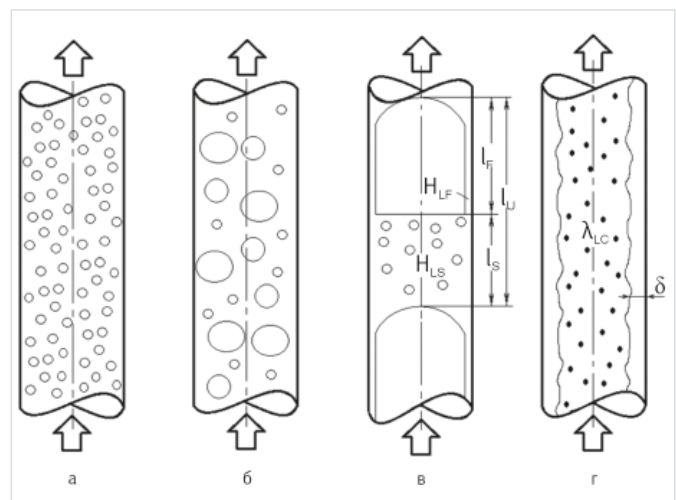


Рис. 2. Структуры течения газожидкостной смеси в вертикальном трубопроводе [13]: а — дисперсно-пузырьковая; б — пузырьковая; в — пробковая (снарядная); г — кольцевая
Fig. 2. Gas-liquid flow patterns in a vertical wells [13]: а – dispersed-bubble; б – bubble; в – intermitted (slug); г – annular

На рисунке 3 показаны результаты построения границ на основе применения механистических критериев [13] между газожидкостными структурами (рис. 2).

Переход от пузырькового к пробковому режиму течения (граница «В», рис. 3) оценивался по критической величине действительного объемного содержания газа в поперечном сечении трубы ($\alpha_g = 0,25$), при котором мелкие пузырьки объединяются в крупные пузырьки газа вида Тейлора. Уравнение для расчета границы «В» между режимами течения записывалось на основе модели drift-flux [16] в виде

$$V_{sg} = 0,333V_{sl} + 0,382 \left[\frac{g(\rho_L - \rho_g)\sigma_L}{\rho_L^2} \right]^{0,25}, \quad (2)$$

где g — ускорение свободного падения; ρ_L, ρ_g — плотности жидкости и газа; σ_L — коэффициент поверхностного натяжения жидкость–газ.

В основу перехода от пузырькового к дисперсно-пузырьковому режиму течения (граница «А», рис. 3) закладывалась механистическая модель дробления крупных пузырьков газа на более мелкие в турбулентном потоке жидкости. Уравнение для определения границы «А» основывалось на гипотезе о том, что дисперсно-пузырьковый режим течения возникает тогда, когда силы пульсации турбулентного потока жидкости способны преодолеть касательные напряжения на границе раздела фаз и раздробить газовую фазу на мелкие устойчивые (неспособные к коалесценции) сферические пузырьки газа [12] и имело вид

$$4,15 \left(\frac{V_{sg}}{V_m} \right)^{0,5} + 0,725 = \left(\frac{\sigma_L}{\rho_L} \right)^{-0,6} \times \left(\frac{f_m}{2D} \right)^{0,4} 2 \left[\frac{0,4\sigma_L}{(\rho_L - \rho_g)g} \right]^{0,5} V_m^{1,2}, \quad (3)$$

где V_m — скорость смеси; D — диаметр трубопровода; f_m — коэффициент гидравлического трения.

В работе [13] была предложена гипотеза, характеризующая смену пробковой структуры газожидкостного течения на дисперсно-пузырьковую. Предполагалось, что причина перехода в образовании пузырьками газа плотной кубической решетки с объемным содержанием газа равным $\alpha = 0,52$. Согласно

данной гипотезе, граница «С» (рис. 3) определялась по корреляции

$$V_{sg} = 1,087V_{sl}. \quad (4)$$

Ансари [13] предложил в качестве критерия для оценки границы перехода от кольцевого режима течения к пробковому (граница «D» рис. 3) модель образования перемычек из пристеночных жидкостных пленок. Для образования перемычек, перекрывающих все проходное сечение трубопровода, были определены необходимые условия:

1. Большие расходы жидкости, при которых жидкостная пленка начинает терять устойчивость и стекает вниз, образуя складки, которые могут перекрыть центральное газовое ядро. Условие потери устойчивости пленки следующее:

$$Y_M \geq \frac{2 - 15H_{LF}}{H_{LF}^3(1 - 1,5H_{LF})} X_M^2, \quad (5)$$

где H_{LF} — действительное объемное содержание жидкости в пленке; Y_M, X_M — модифицированные параметры Локхарда и Мартинелли.

2. Необходимая толщина жидкостной пленки. Условие, определяющее достаточную для образования перемычки толщину жидкостной пленки, следующее:

$$\left(H_{LF} + \lambda_{LC} \frac{(D - 2\delta)^2}{D^2} \right) > 0,12, \quad (6)$$

где λ_{LC} — объемное содержание жидкости в газовом ядре, без учета проскальзывания фаз; δ — толщина жидкостной пленки (рис. 2г).

Подходы унификации гидродинамических критериев для прогнозирования структуры течения в вертикальных скважинах (2003 г.)

Под унифицированным подходом к гидродинамическому моделированию скважин понимается приведение к единообразию математического аппарата прогнозирования всех структур течения и алгоритмов расчета гидравлических потерь в горизонтальных, а также вертикальных и наклонных стволах с восходящим и нисходящим течением газожидкостной смеси. В данной статье будут рассмотрены вопросы унификации математического аппарата, предназначенного

только для структурного прогнозирования вертикальных восходящих двухфазных течений. В работе [2] авторы предложили использовать в качестве базового уравнения для унификации алгоритмов прогнозирования структуры течения в трубопроводе уравнение сохранения количества движения для пробкового режима течения (рис. 2в) в виде, (формула 7), где v_T, v_F, v_C — скорости всплытия пузырька Тейлора, скорость жидкости в жидкостной пленке, скорость газожидкостной смеси в жидкостной пробке, скорость газожидкостной смеси в пузырьке Тейлора соответственно; ρ_C — плотность газожидкостной смеси в пузырьке Тейлора; S_C, S_F, S_i — периметры в поперечном сечении канала, по которым газ соприкасается со стенкой, жидкость соприкасается со стенкой, газ соприкасается с жидкостью соответственно; β — угол наклона трубы от горизонтали; A — площадь поперечного сечения трубы; f_C, f_F, f_i — коэффициенты гидравлического трения на границах газ–стенка, жидкость–стенка и газ–жидкость соответственно; l_F — длина жидкостной пленки.

Частные преобразования выражения (7) с использованием системы замыкающих корреляций на основе уравнений сохранения массовых расходов жидкости и газа, а также корреляций, полученных из лабораторных исследований, позволили авторам работы [2] не только спрогнозировать некоторые структурные переходы газожидкостного течения в трубопроводах, но и осуществить расчет гидравлических потерь давления в скважине.

Уравнение (7) является базовым в рассматриваемой унифицированной модели. Однако авторам работы [16] удалось использовать его только для получения критерия на границе перехода пробковой структуры течения в кольцевую в вертикальном трубопроводе. Для этого в выражение (7) предлагалось ввести следующие ограничения:

- длина жидкостной пленки должна стремиться к бесконечности ($l_F \rightarrow \infty$);
- периметр соприкосновения газа со стенкой должен быть равен нулю ($S_C = 0$).

Окончательно критерий для определения границы между пробковым и кольцевым режимами течения имел вид

$$V_{sg} > v_C(1 - H_{LF}) - V_{sl}F_E, \quad (8)$$

где F_E — объемная доля капелек жидкости в газовом потоке; v_C — действительная скорость газового ядра, которая с учетом принятых ограничений была получена из уравнения (7) и имела вид (формула 9).

Однако попытки авторов [2] привести к единообразию критерии перехода на границах других режимов течения в вертикальном трубопроводе не увенчались успехом. Для прогнозирования границ между пробковым и пузырьковым, а также между пробковым и дисперсно-пузырьковым режимами авторы унифицированной модели использовали критерии, основанные на механистических принципах, изложенных в модели Ансари [13].

Совершенствование методов унификации гидродинамических критериев для прогнозирования структуры течения в вертикальных скважинах

Если предположить, что изменение параметров структуры газожидкостного течения происходит монотонно (не скачкообразно), то вероятно, что на границе трансформации потока действительные объемные содержания жидкости и газа со стороны

$$\frac{\rho_L(v_T - v_F)(v_S - v_F) - \rho_C(v_T - v_C)(v_S - v_C)}{l_F} + \frac{S_C f_C \rho_g v_C^2}{2(1 - H_{LF})A} - \frac{S_F f_F \rho_L v_F^2}{2H_{LF}A} + \frac{S_i f_i \rho_g (v_C - v_F)^2}{2} \left[\frac{1}{H_{LF}A} + \frac{1}{(1 - H_{LF})A} \right] - (\rho_L - \rho_C)g \sin(\beta) = 0, \quad (7)$$

Формула 7. Уравнение сохранения количества движения в пробковой структуре течения

$$v_C = v_F + \left[\frac{S_F f_F \rho_L v_F^2}{2H_{LF}A} + (\rho_L - \rho_C)g \sin(\beta) \frac{2}{S_i f_i \rho_g \left(\frac{1}{H_{LF}A} + \frac{1}{(1 - H_{LF})A} \right)} \right]^{0,5} \quad (9)$$

Формула 9. Уравнение для определения скорости газожидкостной смеси в теле пузырька Тейлора

изменяющихся режимов течения должны быть равны. В качестве дальнейшего совершенствования унифицированного подхода, приведенного в работе [2], авторами статьи предлагается использование уравнения сохранения количества движения (7) для моделирования границ перехода между пробковым и пузырьковым, а также пробковым и дисперсно-пузырьковым режимами газожидкостного течения в вертикальном трубопроводе.

Характерной особенностью дисперсно-пузырькового режима течения является отсутствие проскальзывания фаз [1]. Поэтому в качестве условия на границе пробкового и дисперсно-пузырькового режимов газожидкостного течения можно принять равенство действительного объемного содержания жидкости в пробковой структуре (жидкостная пробка плюс жидкостная пленка) и объемного содержания жидкости в канале без учета проскальзывания фаз. Условие перехода пробкового в дисперсно-пузырьковый режим течения будет иметь вид

$$H_{L,slug} \leq H_{L,db}, \quad (10)$$

где $H_{L,slug} = \frac{l_u}{L} H_{L,p} + (1 - \frac{l_u}{L}) H_{L,s}$ — действительное объемное содержание жидкости в пробковой структуре течения; $H_{L,s}$ — действительное объемное содержание жидкости в жидкостной пробке, рассчитанное по методике, приведенной в работе [17]; $H_{L,db} = \frac{V_{L,db}}{V_{L,db} + V_{G,db}}$ — действительное объемное содержание жидкости в дисперсно-пузырьковой структуре течения; l_u — сумма длин жидкостной пробки и жидкостной пленки. Длина жидкостной пленки может быть получена из базового уравнения (7) в виде (формула 11):

Используя выражение для расчета действительного объемного содержания газа в пузырьковом режиме течения, можно записать условие перехода от пробкового к пузырьковому режиму течения в виде

$$H_{g,slug} \leq H_{g,b}, \quad (12)$$

где l_F — длина жидкостной пленки в пробковом режиме течения, определяется из уравнения (11); $H_{g,b} = 1 - \frac{\sqrt{(V_{L,p} - V_{L,s})^2 + 4l_F V_{L,p} - V_{L,p} - V_{L,s} + V_{L,p}}}{2V_{L,p}}$

действительное объемное содержание газа в пузырьковой структуре течения; $H_{g,slug} = 1 - \frac{l_u}{L} H_{L,p} - (1 - \frac{l_u}{L}) H_{L,s}$ — действительное объемное содержание газа в пробковой структуре течения; V_{∞} — скорость дрейфа пузырька газа.

На рисунке 4 приведено сопоставление расчетных границ «А» и «В», полученных с учетом условий (10) и (12) и экспериментальных данных [12].

Итоги

Решена проблема полной унификации гидродинамической модели течения газожидкостной смеси в скважинах [2]. В статье предложен новый концептуальный подход в получении критериев трансформации на границе «пробкового — пузырькового» и «пробкового — дисперсно-пузырькового» режимов течения на основе гипотезы о монотонности изменения действительного объемного содержания жидкости и газа на границе переходов между структурами потока. Верификация по применению предложенной гипотезы для получения критериев перехода на основе уравнений сохранения массы и количества движения для жидкости и газа осуществлялась путем сопоставления расчетных границ «пробкового — пузырькового» и «пробкового — дисперсно-пузырькового» режимов течения с экспериментальными данными [12] и результатами расчета других исследователей [13] (рис. 4).

Выводы

На сегодняшний день известно большое количество различных научных подходов и концепций, применяемых для прогнозирования структуры газожидкостных течений в

вертикальных скважинах. К сожалению, многие из них имеют определенные недостатки. Большинство эмпирических подходов [3–9] не только не обладает требуемой точностью, но и имеет определенные ограничения в использовании, поскольку не учитывает весь диапазон изменения промышленных параметров, определяющих структуру газожидкостных течений. Механистические модели прогнозирования структуры газожидкостного потока [10–15] основаны на более глубоком понимании природы газожидкостных течений в трубопроводах, но при этом условия структурных переходов определяются на базе полуэмпирических корреляций, численные коэффициенты которых адаптированы для газожидкостного течения «вода–воздух». Поэтому нельзя утверждать, что результаты прогнозирования структуры потока с помощью приведенных выше механистических критериев обладают высокой степенью достоверности в широком диапазоне физическо-химических свойств пластовых флюидов.

Авторы статьи устранили данный недочет. С целью повышения достоверности прогнозирования условий структурного перехода на границах «пробковый — пузырьковой» и «пробковый — дисперсно-пузырьковой» для режимов восходящего вертикального течения «нефть–газ» в статье были разработаны новые критерии, основанные на решении уравнения сохранения количества движения газожидкостного потока (уравнение (11)), в котором отсутствуют эмпирические коэффициенты, полученные для условия «вода–воздушного» течения. По сути, уравнение (11) воплотило в себе условия существования пробкового режима течения в широком диапазоне физико-химических свойств

$$l_F = \frac{\rho_L (v_T - v_F)(v_S - v_F) - \rho_G (v_T - v_C)(v_S - v_C)}{\frac{S_F f_F \rho_L v_F^2}{2H_{LF} A} - \frac{S_C f_C \rho_G v_C^2}{2(1-H_{LF}) A} - \frac{S_i f_i \rho_G (v_C - v_F)^2}{2} \left[\frac{1}{H_{LF} A} + \frac{1}{(1-H_{LF}) A} \right] + (\rho_L - \rho_G) g \sin(\beta)} \quad (11)$$

Формула 11. Уравнение для определения длины жидкостной пленки в пробковой структуре течения

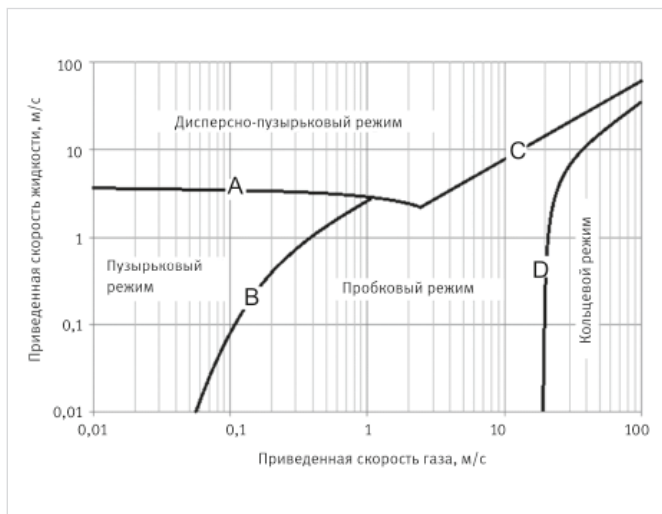


Рис. 3. Карта режимов течения Ансари [13]
Fig. 3. Ansari flow patterns [13]

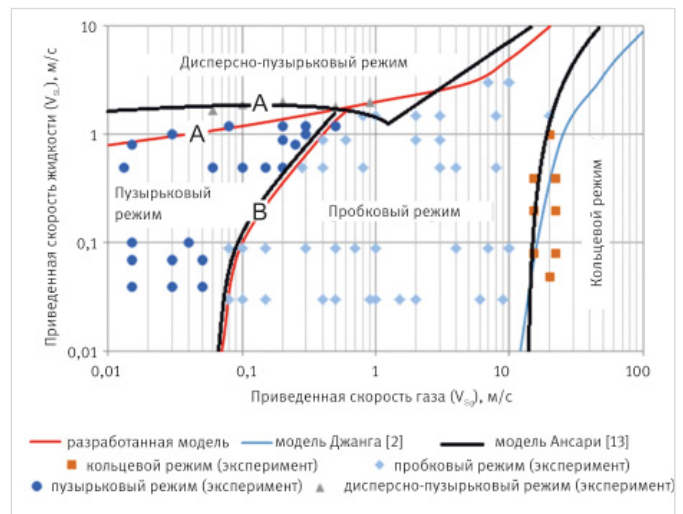


Рис. 4. Сопоставление расчетных и экспериментальных (работа [12]) границ режимов газожидкостного течения в вертикальной скважине (диаметр трубы $D = 0,051$ м; $T =$ температура 20 °С; давление $P = 0,15$ МПа)
Fig. 4. Comparison of calculated and experimental (work [12]) boundaries of gas-liquid flow patterns in a vertical well (pipe diameter $D = 0,051$ m; $T =$ temperature 20 °С; pressure $P = 0,15$ МПа)

пластовых флюидов и поэтому рассматривалось в качестве базы для разработки достоверных критериев прогнозирования перехода от пробковой газожидкостной структуры к другим режимам течения.

Литература

1. Брилл Дж.П., Мукерджи Х. Многофазный поток в скважинах. М.–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. 384 с.
2. Zhang H.-Q., Wang Q., Sarica C., Brill J.P. Unified Model for GasLiquid Pipe Flow via Slug Dynamics. Part 1: Model Development. *Journal of Energy Resources Technology*, 2003, Vol. 125, issue 4, P. 266–273. (In Eng).
3. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. М.: Нефть и газ, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. 816 с.
4. Duns H.Jr., Ros N.C.J. Vertical flow of gas and liquid mixtures in wells. 6-th World petroleum congress Petroleum, 1963, P. 451–465. (In Eng).
5. Orkiszewski J. Predicting two-phase pressure drops in vertical pipes. *Journal of Petroleum Technology*, 1967, Vol 19, issue 06, P. 829–838. (In Eng).
6. Aziz K., Govier G.W., Fogarasi M. Pressure drop in wells producing oil and gas. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 1972, Vol. 11, issue 3, P. 38. (In Eng).
7. Chierici G.L., Ciucci G.M., Sclocchi G. Two-phase vertical row in oil wells-prediction of pressure drop. *Journal of Petroleum Technology*, 1974, Vol. 26, issue 8, P. 927–938. (In Eng).
8. Андриасов Р.С., Мищенко И.Т., Петров А.И. и др. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти. М.: Недра, 1983. 455 с.
9. Beggs H.D., Brill J.P. A Study of two-phase flow in inclined pipes. *Journal of Petroleum Technology*, 1973, Vol. 25, issue 05, P. 607–617. (In Eng).
10. Hasan A.R., Kabir C.S. A study of multiphase flow behavior in vertical wells. *SPE Production Engineering*, 1988, Vol. 3, issue 2, P. 263–272. (In Eng).
11. Hasan A.R., Kabir C.S. Predicting multiphase flow behavior in a deviated well. *SPE Production Engineering*, 1988, Vol. 3, issue 4, P. 474–482. (In Eng).
12. Taitel Y.M., Barnea D., Dukler A.E. Modeling flow pattern transitions for steady upward gas-liquid flow in vertical tubes. *AIChE Journal*, 1980, Vol. 26, issue 3, P. 345–354. (In Eng).
13. Ansari A.M., Sylvester N.D., Cem Sarica et al. A comprehensive mechanistic model for upward two-phase flow in wellbores. *SPE Production Engineering*, 1994, Vol. 9, issue 2, P. 143–151. (In Eng).
14. Caetano E.F., Shoham O., Brill J.P. Upward vertical two-phase flow through an annulus – Part I: Single-phase friction factor taylor bubble-rise velocity and flow-pattern prediction. *Journal of Energy Resources Technology*, 1992, Vol. 114, issue 1, P. 1–13. (In Eng).
15. Caetano E.F., Shoham O., Brill J.P. Upward vertical two-phase flow through an annulus – Part II: Modeling bubble, slug and annular flow. *Journal of Energy Resources Technology*, 1992, Vol. 114, P. 14–30. (In Eng).
16. Gokdemir O.M. Transient Drift Flux Model for Wellbores. Ph.d. dissertation, The University of Tulsa, Tulsa, Oklahoma, 1992. (In Eng).
17. Михайлов В.Г., Пашали А.А. Совершенствование методов расчета газожидкостной пробковой структуры течения в промысловых трубопроводах // Нефтегазовое дело. 2023. № 6. С. 88–95.

ENGLISH

Results

The problem of complete unification of the hydrodynamic model of gas-liquid mixture flow in wells has been solved [2]. The article proposes a new conceptual approach to obtaining transformation criteria at the boundary of the “slug – bubble” and “slug – dispersed-bubble” flow pattern based on the hypothesis of the monotonicity of the change in the liquid and gas holdup at the boundary of transitions between flow patterns. Verification of the application of the proposed hypothesis to obtain transition criteria based on the equations of conservation of mass and momentum for liquid and gas was carried out by comparing the calculated boundaries of the “slug – bubble” and “slug – dispersed-bubble” flow pattern with experimental data [12] and the calculation results of other researchers [13] (fig. 4).

Conclusions

Today, there are a large number of different scientific approaches and concepts used to predict the structure of gas-liquid flows in vertical wells. Unfortunately, many of them have certain drawbacks. Most empirical approaches [3–9] not only do not have the required accuracy, but also have certain limitations in use, since they do not take into account the entire range of changes in field parameters that determine

the gas-liquid flow patterns. Mechanistic models for predicting the gas-liquid flow pattern [10–15] are based on a deeper understanding of the nature of gas-liquid flows in pipelines, but the conditions of structural transitions are determined on the basis of semi-empirical correlations, the numerical coefficients of which are adapted for the gas-liquid flow “water – air”. Therefore, it cannot be argued that the results of predicting the flow pattern using the above mechanistic criteria have a high degree of reliability in a wide range of physical and chemical properties of formation fluids.

The authors of the article eliminated this shortcoming. In order to increase the reliability of forecasting the conditions of the structural transition at the “slug – bubble” and “slug – dispersed-bubble” boundaries for the ascending vertical “oil – gas” flow pattern, new criteria were developed in the article based on the solution of the equation of conservation of momentum of the gas-liquid flow (equation (11)), in which there are no empirical coefficients obtained for the “water – air” flow condition. In essence, equation (11) embodied the conditions for the existence of the slug flow pattern in a wide range of physicochemical properties of reservoir fluids, and therefore was considered as a basis for developing reliable criteria for forecasting the transition from the slug gas-liquid pattern to other flow patterns.

References

1. Brill J.P., Mukherjee H. Multiphase flow in wells. Moscow – Izhevsk: Institute of computer research, 2006, 384 p. (In Russ).
2. Zhang H.-Q., Wang Q., Sarica C., Brill J.P. Unified Model for GasLiquid Pipe Flow via Slug Dynamics. Part 1: Model Development. *Journal of Energy Resources Technology*, 2003, Vol. 125, issue 4, P. 266–273. (In Eng).
3. Mishchenko I.T. Well oil production: Textbook for universities. Moscow: Federal State Unitary Enterprise Publishing House “Oil and Gas” of the Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2003, 816 p. (In Russ).
4. Duns H.Jr., Ros N.C.J. Vertical flow of gas and liquid mixtures in wells. 6-th World petroleum congress Petroleum, 1963, P. 451–465. (In Eng).
5. Orkiszewski J. Predicting two-phase pressure drops in vertical pipes. *Journal of Petroleum Technology*, 1967, Vol. 19, issue 06, P. 829–838. (In Eng).
6. Aziz K., Govier G.W., Fogarasi M. Pressure drop in wells producing oil and gas. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 1972, Vol. 11, issue 3, P. 38. (In Eng).
7. Chierici G.L., Ciucci G.M., Sclocchi G. Two-phase vertical row in oil wells-prediction of pressure drop. *Journal of Petroleum Technology*, 1974, Vol. 26, issue 8, P. 927–938. (In Eng).
8. Андриасов Р.С., Мищенко И.Т., Петров А.И. et al. Reference guide to design, development and operation of oil fields. Oil production. Moscow: Nedra, 1983, 455 p. (In Russ).
9. Beggs H.D., Brill J.P. A Study of two-phase flow in inclined pipes. *Journal of Petroleum Technology*, 1973, Vol. 25, issue 5, P. 607–617. (In Eng).
10. Hasan A.R., Kabir C.S. A study of multiphase flow behavior in vertical wells. *SPE Production Engineering*, 1988, Vol. 3, issue 2, P. 263–272. (In Eng).
11. Hasan A.R., Kabir C.S. Predicting multiphase flow behavior in a deviated well. *SPE Production Engineering*, 1988, Vol. 3, issue 4, P. 474–482. (In Eng).
12. Taitel Y.M., Barnea D., Dukler A.E. Modeling flow pattern transitions for steady upward gas-liquid flow in vertical tubes. *AIChE Journal*, 1980, Vol. 26, issue 3, P. 345–354. (In Eng).
13. Ansari A.M., Sylvester N.D., Cem Sarica et al. A comprehensive mechanistic model for upward two-phase flow in wellbores. *SPE Production Engineering*, 1994, Vol. 9, issue 2, P. 143–151. (In Eng).

- et al. A comprehensive mechanistic model for upward two-phase flow in wellbores. SPE Production Engineering, 1994, Vol. 9, issue 2, P. 143–151. (In Eng).
14. Caetano E.F., Shoham O., Brill J.P. Upward vertical two-phase flow through an annulus – Part I: Single-phase friction factor taylor bubble-rise velocity and flow-pattern prediction. Journal of Energy Resources Technology, 1992, Vol. 114, issue 1, P. 1–13. (In Eng).
15. Caetano E.F., Shoham O., Brill J.P. Upward vertical two-phase flow through an annulus – Part II: Modeling bubble, slug and annular flow. Journal of Energy Resources Technology, 1992, Vol. 114, P. 14–30. (In Eng).
16. Gokdemir O.M. Transient Drift Flux Model for Wellbores. Ph.d. dissertation, The University of Tulsa, Tulsa, Oklahoma, 1992. (In Eng).
17. Mikhailov V.G., Pashali A.A. Improvement of methods for calculation of gas-liquid slug of flow in pipelines. Petroleum Engineering, 2023, issue 6, P. 88–95. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Волков Максим Григорьевич, д.т.н., доцент,
ООО «РН-Технологии» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»),
Москва, Россия

Михайлов Валерий Германович, д.т.н., профессор,
ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»),
Уфа, Россия
Для контактов: mikhaylovvg@bnipi.rosneft.ru

Volkov Maxim Grigorievich, doctor of engineering sciences,
associate professor, “RN-Tehnologii” LLC
 (“Rosneft” PJSC Group Company), Moscow, Russia

Mikhaylov Valery Germanovich, doctor of engineering sciences,
professor, “RN-BashNIPneft” LLC
 (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia
Corresponding author: mikhaylovvg@bnipi.rosneft.ru



ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ 02–06 ИЮНЯ 2025 г. Калининград

«Инновационные решения в области КРС, ПНП, ГНКТ,
внутрискважинные работы и супервайзинг в горизонтальных
и разветвленных скважинах.
Контроль скважин. Управление скважиной при ГНВП.
Противофонтанная безопасность.»

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ 25–29 АВГУСТА 2025 г. Владивосток

«Бурение, освоение, испытания, ремонт и эксплуатация
горизонтальных скважин.
Инновации в области добычи нефти и газа.
Промышленная безопасность на ОПО нефтегазовой отрасли.»

+7 3452 520-958

бронирование участия в конференциях
academy.intechnol.com

Генеральный информационный партнер

**ЭКСПОЗИЦИЯ
НЕФТЬ ГАЗ**