

# Апробация методов пересчета давления по стволу газовой скважины, в продукции которой присутствует жидкость, в программном комплексе «РН-ВЕГА». Часть 2

Чиглинцева А.С.<sup>1,2</sup>, Захаржевский Ю.А.<sup>3</sup>, Ибатулин А.А.<sup>3</sup>, Ямалов И.Р.<sup>4</sup>

<sup>1</sup>ООО «РН-БашНИПинефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия, <sup>2</sup>Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия,

<sup>3</sup>АО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ», Новый Уренгой, Россия, <sup>4</sup>ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия

chiglintsevaas@bnipti.rosneft.ru

## Аннотация

В статье представлены результаты расчета давления по таким моделям многофазного течения в стволе газоконденсатной скважины как Gray, No Slip (без проскальзывания фаз) и Beggs-Brill. Описаны алгоритмы расчета свойств конденсата и пластового газа без учета/с учетом фазовых переходов. Сравнение результатов численных расчетов давления по моделям, представленным в программном комплексе (ПК) «РН-ВЕГА» с их аналогами в программном модуле «Saphir» ПК «Ecrin» компании Карра Eng. (Saphir), показало хорошее совпадение (относительное различие не более 0,5 %). Путем сравнения с промысловыми данными сформирована матрица применимости для выбора моделей с наилучшим прогнозом давления в зависимости от значений водогазового и конденсатоговального факторов.

## Материалы и методы

В ходе данной работы будут определены границы значений водогазового и конденсатоговального факторов, при которых расчет давления по стволу газоконденсатной скважины можно осуществлять преимущественно по определенным моделям многофазного потока.

## Ключевые слова

газовая скважина, модели многофазных течений, водогазовый фактор, конденсатоговальный фактор

Коллектив авторов благодарит к.ф.-м.н. Р.Р. Исламова (ООО «РН-БашНИПинефть»), М.А. Мурашкина, С.В. Ромашкина (АО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ»), А.В. Пестрикова, О.А. Лознюка, Р.А. Шайбакова (ПАО «НК «Роснефть») за содействие в проведении исследований, обсуждение результатов работы и ценные замечания, которые позволили значительно улучшить содержание статьи и запланировать дальнейшие исследования.

## Для цитирования

Чиглинцева А.С., Захаржевский Ю.А., Ибатулин А.А., Ямалов И.Р. Апробация методов пересчета давления по стволу газовой скважины, в продукции которой присутствует жидкость, в программном комплексе «РН-ВЕГА». Часть 2 // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 1. С. 30–36. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-1-30-36

Поступила в редакцию: 24.11.2023

OIL PRODUCTION

UDC 532.5.013 | Original Paper

## Approbation of multiphase flow models for calculating pressure in the gas condensate wellbore in the RN-VEGA software. Part 2

Chiglintseva A.S.<sup>1,2</sup>, Zakharzhevsky Yu.A.<sup>3</sup>, Ibatulin A.A.<sup>3</sup>, Yamalov I.R.<sup>4</sup>

<sup>1</sup>“RN-BashNIPneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia, <sup>2</sup>Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia,

<sup>3</sup>“ROSPAN INTERNATIONAL” JSC, Novy Urengoy, Russia, <sup>4</sup>“NK “Rosneft” PJSC, Moscow, Russia

chiglintsevaas@bnipti.rosneft.ru

## Abstract

In this paper presents the results of calculating pressure using such models of multiphase flow in a gas-condensate wellbore as Gray, No Slip and Beggs-Brill. Algorithms for calculating the properties of condensate and reservoir gas without / taking into account phase transitions are described. Comparison of the results of numerical pressure calculations based on models performed in the RN-VEGA software package with their analogues in the Saphir software module of the Ecrin from Kappa Eng., showed best convergence (the relative difference is not more than 0,5 %). A matrix of applicability of models that best predict pressure depending on the values of water-gas and condensate-gas factors according to field data has been obtained.

## Materials and methods

In this work, the boundaries of the values of the water-gas and condensate-gas factors will be determined, at which the pressure along the gas-condensate wellbore is calculated using multiphase flow models with a permissible deviation based on field data.

## Keywords

gas well, multiphase flow models, water-gas factor, condensate-gas factor

## For citation

Chiglintseva A.S., Zakharzhevsky Yu.A., Ibatulin A.A., Yamalov I.R. Approbation of multiphase flow models for calculating pressure in the gas condensate wellbore in the “RN-VEGA” software. Part 2. Exposition Oil Gas, 2024, issue 1, P. 30–36. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-1-30-36

Received: 24.11.2023

## Введение

Расчет давления в стволе газоконденсатной скважины осложняется разнообразной структурой течения многофазного потока (капельки жидкости в ядре потока, пленка жидкости на стенках канала, реверсивное движение), который сопровождается фазовыми переходами (ретроградная конденсация, испарение конденсата) [1].

На сегодняшний день существует два подхода к расчету давления в канале при многофазном течении: эмпирический и механистический. Основные эмпирические корреляции, применяемые для расчета характеристик многофазных потоков, разделяются на три категории [2]. Категория «А» включает модели многофазных потоков без учета структуры потока и эффекта проскальзывания фаз. Примером такой модели является модель No Slip (без проскальзывания фаз). Модели многофазных течений категории «В» учитывают эффект проскальзывания фаз, но не способны прогнозировать режимы течения. Здесь наиболее распространенной является модель Gray, которая была разработана для вертикальных газовых скважин, в продукции которых присутствует конденсат и/или вода. Методы категории «С» учитывают эффект проскальзывания фаз и режимы течения. Например, двухфазная модель Beggs-Brill может применяться при расчете давления как в наклонно-направленных, так и в горизонтальных скважинах [2, 3].

Развитие моделей многофазного течения происходит на протяжении довольно большого промежутка времени (более 100 лет). Однако последние десятилетия с целью улучшения качества описания характеристик потока отмечается значительный интерес к механистическому моделированию, которое предполагает использование основных физических законов. В таких моделях, как правило, сначала определяется режим потока, и затем рассчитываются его основные параметры. Примерами таких двухфазных моделей являются Hasan-Kabir и унифицированная модель Zhang, в которых выделены режимы потока, предложен расчет переходных границ между ними в зависимости от скоростей фаз в потоке.

В работе [4] представлен анализ результатов расчета давления в газовых скважинах на основе модели многофазного потока Ansari и формулы Адамова [5]. Описывается опыт применения механистического подхода с учетом потерь давления по стволу скважины. На примере трех ачимовских скважин Уренгойского нефтегазоконденсатного комплекса показана более высокая точность расчетов забойного давления при применении механистической модели Ansari в сравнении с формулой Адамова. На основании промысловых гидродинамических исследований скважины-стенда разработана модель течения газожидкостной смеси, которая позволила успешно прогнозировать реальное газосодержание

и забойное давление (погрешность расчета составила менее 1 %).

В работе [6] представлены результаты сравнения расчетных значений забойного давления для газовых/газоконденсатных скважин по моделям Gray, Ansari, Aziz и No Slip (двухфазная модель без проскальзывания фаз). Модели Ansari и Gray дают наиболее точное соответствие значения давления фактическим данным. Более того, показано, что модель No Slip может успешно применяться для расчета давления в газовых скважинах в широком диапазоне газожидкостного фактора и имеет значительные преимущества перед моделями многофазных течений с точки зрения простоты расчета.

Работа [7] посвящена описанию новой методики определения забойного давления в работающих газовых скважинах с различной степенью обводненности. Расчетная формула представляет собой аналитическое выражение, которое учитывает сопротивление газа и воды.

ПАО «НК «Роснефть» ведет активную работу в области импортозамещения программного обеспечения (ПО). На сегодняшний день в компании успешно реализован проект в части ПО для интерпретации ГДИС — создан программный комплекс (ПК) «РН-ВЕГА». Сравнение результатов расчетов по многофазным моделям (Gray, Beggs-Brill, No Slip) в ПК «РН-ВЕГА» [10] проводилось с их аналогами, представленными в Saphir [11]. Аprobация всех моделей также была осуществлена на промысловых данных, полученных при проведении ГДИС на месторождениях Компании.

**Модель Gray.** Данная модель разработана для определения градиента давления в вертикальных газовых скважинах, работающих в режиме попутной добычи конденсата или воды [2].

Уравнение импульсов для установившегося многофазного потока в вертикальных газовых скважинах по рассматриваемой методике принимается в виде [2]

$$\frac{dp}{dz} = \frac{f \rho_m v_m^2}{2d} + \rho_m g - \rho_m^2 v_m^2 \frac{d}{dz} \left( \frac{1}{\rho_m} \right), \quad (1)$$

$$\rho_m = \rho_g (1 - H_1) + \rho_l H_1, \quad (2)$$

$$v_m = v_{sl} + v_{sg}, \quad (3)$$

$$v_{sl} = \frac{q_l}{A}, \quad v_{sg} = \frac{q_g}{A}, \quad (4)$$

$$q_l = q_w + q_o, \quad (5)$$

$$q_o = q_{o(sc)} B_o, \quad q_w = q_{w(sc)} B_w, \quad q_g = q_{g(sc)} B_g. \quad (6)$$

$$q_{w(sc)} = q_{l(sc)} f_w, \quad q_{o(sc)} = q_{l(sc)} (1 - f_w), \quad (7)$$

где  $p$  — давление для данного сечения ствола скважины, Па;  $z$  — измеренная глубина насосно-компрессорной трубы (НКТ), м;  $\rho_g, \rho_l, \rho_m$  — плотность газа, жидкости и газожидкостной смеси в текущих условиях для данного сечения ствола скважины, кг/м<sup>3</sup>;  $g$  — ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;  $f$  — коэффициент

трения;  $v_{sg}$  — приведенная скорость газа, м/с;  $v_{sl}$  — приведенная скорость жидкости, м/с;  $v_m$  — скорость газожидкостной смеси, м/с;  $d$  — внутренний диаметр НКТ, м;  $q_{g(sc)} (q_g), q_{l(sc)} (q_l), q_{o(sc)} (q_o), q_{w(sc)} (q_w)$  — дебит газа, жидкости, конденсата, воды в поверхностных условиях (текущих условиях для данного сечения ствола скважины), м<sup>3</sup>/с;  $B_g, B_w, B_o$  — коэффициент объемного расширения газа, воды и конденсата соответственно в текущих условиях для данного сечения ствола скважины, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;  $f_w$  — обводненность;  $H_1$  — объемное содержание жидкости в НКТ;  $A$  — площадь поперечного сечения НКТ, м<sup>2</sup>.

Формула (6) для расчета дебита конденсата получена в предположении, что фазовые переходы, связанные с ретроградными процессами в пласте и в скважине (конденсация жидкости, содержащаяся в пластовом газе), отсутствуют. С целью учета выпадения конденсата по стволу скважины необходимо записать баланс массы углеводородного конденсата в поверхностных условиях в виде

$$q_{o(sc)} = \frac{q_o}{B_o} + R_v \frac{q_g}{B_g}, \quad (8)$$

где  $R_v$  — коэффициент растворимости конденсата в газе, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, который является функцией от давления. В формуле (8) первое слагаемое отвечает за конденсат, который выделился из газа, а второе — за конденсат, растворенный в пластовом газе. Преобразовав данное выражение, получим соотношение для расчета текущего расхода конденсата по стволу скважины:

$$q_o = q_{g(sc)} (KGF - R_v) B_o, \quad (9)$$

$$KGF = \frac{q_{o(sc)}}{q_{g(sc)}}, \quad (10)$$

где  $KGF$  — конденсатогазовый фактор, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Для построения корреляции объемного содержания жидкости Gray использовал три безразмерные группы величин:

$$N_v = \frac{\rho_m^2 v_m^4}{g \sigma_1 (\rho_l - \rho_g)}, \quad N_D = \frac{g (\rho_l - \rho_g) d^2}{\sigma_1}, \quad R = \frac{v_{sl}}{v_{sg}}. \quad (11)$$

Здесь  $\sigma_1$  — поверхностное натяжение в системе «жидкость—газ», Н/м.

Корреляция для расчета объемного содержания жидкости имеет вид [1]

Табл. 3. Состав газовой, нефтяной и водной фаз в моделях Black Oil (BO) и Modified Black Oil (MBO)

Tab. 3. Composition of the gas, oil and water phases in the Black Oil (BO) and Modified Black Oil (MBO) models

| Фаза  | Модели    |                    |
|-------|-----------|--------------------|
|       | Black Oil | Modified Black Oil |
| Газ   | газ       | газ—нефть          |
| Нефть | нефть—газ | нефть—газ          |
| Вода  | вода      | вода               |

Табл. 1. Значения эмпирических коэффициентов

Tab. 1. Values of empirical coefficients

| Режим потока   | a     | b      | c      |
|----------------|-------|--------|--------|
| Расслоенный    | 0,980 | 0,4846 | 0,0868 |
| Прерывистый    | 0,855 | 0,5351 | 0,0173 |
| Распределенный | 1,065 | 0,5824 | 0,0609 |

Табл. 2. Эмпирические коэффициенты для значения  $C \geq 0$

Tab. 2. Empirical coefficients for the value  $C \geq 0$

| Режим потока                             | e                               | f       | g       | h       |
|--|---------------------------------|---------|---------|---------|
| Расслоенный в направлении снизу вверх    | 0,011                           | -3,7680 | 3,5390  | -1,6140 |
| Прерывистый в направлении снизу вверх    | 2,960                           | 0,3050  | -0,4473 | 0,0978  |
| Распределенный в направлении снизу вверх | Нет поправки: $C = 0, \psi = 1$ |         |         |         |
| Все режимы в направлении сверху вниз     | 4,70                            | -0,3692 | 0,1244  | -0,5056 |

$$H_1 = 1 - \frac{1 - \exp\left\{-2,314 \left[ N_v \left( 1 + \frac{205}{N_D} \right) \right]^B\right\}}{R+1}, \quad (12)$$

$$B = 0,0814 \left[ 1 - 0,0554 \ln \left( 1 + \frac{730R}{R+1} \right) \right]. \quad (13)$$

Значение  $\sigma_l$  определяется с учетом параметров воды и конденсата, как

$$\sigma_l = \frac{(1 - f_w)\sigma_o + 0,617f_w\sigma_w}{1 - 0,383f_w}, \quad (14)$$

где  $\sigma_o$  и  $\sigma_w$  — поверхностное натяжение в системе «конденсат—газ» и «вода—газ» соответственно, Н/м.

В оригинальной модели Gray содержится предположение о том, что коэффициент трения в скважинах с жирным газом зависит от коэффициента псевдошероховатости стенок трубы  $\varepsilon$ , который имеет ограничения  $\varepsilon \geq 2,77 \cdot 10^{-5}$  м. При этом переменное значение шероховатости  $\varepsilon'$  определяется соотношением вида

$$\varepsilon' = 0,06283 \frac{\sigma_l}{\rho_m v_m^2}. \quad (15)$$

В зависимости от значения параметра  $R$  коэффициент псевдошероховатости рассчитывается согласно следующим выражениям:

$$\varepsilon = \varepsilon' (R \geq 0,007), \quad (16)$$

$$\varepsilon = \varepsilon_g + \frac{R(\varepsilon' - \varepsilon_g)}{0,007} (R < 0,007).$$

Здесь величина  $\varepsilon_g$  — абсолютная шероховатость стенок канала при однофазном

потоке газа, м. В модифицированной модели Gray значение коэффициента трения находится либо по диаграмме Moody, либо по одной из известных формул для турбулентного потока при заданной абсолютной шероховатости [2, 7].

**Модель No Slip (без проскальзывания фаз).** Данная модель предполагает расчет плотности смеси, состоящей из отдельных компонент газа и жидкости, а также допущение о равенстве скоростей фаз, движущихся в восходящем потоке. В этом случае уравнение для расчета градиента давления по стволу скважины примет вид

$$\frac{dp}{dz} = \rho_n g \sin(\theta) + \frac{f \rho_n v_m^2}{2d}, \quad (17)$$

$$\rho_n = \rho_l (1 - \lambda_g) + \rho_g \lambda_g, \quad (18)$$

где  $\theta$  — угол отклонения ствола скважины от горизонтали, град;  $\rho_n$  — плотность газожидкостной смеси в текущих условиях для данного сечения ствола скважины, кг/м<sup>3</sup>;  $\lambda_g$  — объемная доля газа, которая может быть найдена в предположении равенства скоростей фаз в следующем виде:

$$\lambda_g = \frac{q_g}{q_l + q_g}. \quad (19)$$

Используя выражения (6), (9), получим

$$\lambda_g = \frac{1}{\frac{1}{B_g} \left( (KGF - R_v) B_o + BGF B_w + B_g \right)}. \quad (20)$$

Табл. 5. PVT-корреляции для фаз (углеводородный конденсат, газ, вода)  
Tab. 5. PVT correlations for phases (hydrocarbon condensate, gas, water)

| №  | Фаза           | Параметр                                  | Название корреляции                           |   |
|----|----------------|---|---|---|
|    |                |   | Saphir  | ПК «РН-ВЕГА»                                  |
| 1  | нефть          | Давление насыщения                        | Standing (1947)                               | Standing (1947)                               |
| 2  |                | Газосодержание                            | Standing (1947)                               | Standing (1947)                               |
| 3  |                | Объемный фактор                           | Standing (1947)                               | Standing (1947)                               |
| 4  |                | Плотность                                 | баланс массы                                  | баланс массы                                  |
| 5  |                | Вязкость                                  | Beggs-Robinson (1975)<br>Vasquez-Beggs (1975) | Beggs-Robinson (1975)<br>Vasquez-Beggs (1975) |
| 6  |                | Содержание конденсата в газе              | Kleyweg (1989)                                | Kleyweg (1989)                                |
| 7  | газ            | Относительная плотность                   | Формула (39)                                  | Формула (39)                                  |
| 8  |                | Коэффициент сверхсжимаемости              | Brill-Beggs-Standing (1974)                   | Brill-Beggs-Standing (1974)                   |
| 9  |                | Псевдокритические давление и температура  | Standing (1981)                               | Standing (1981)                               |
| 10 |                | Объемный коэффициент                      | уравнение состояния                           | уравнение состояния                           |
| 11 |                | Плотность                                 | уравнение состояния                           | уравнение состояния                           |
| 12 |                | Вязкость                                  | Lee (1966)                                    | Lee (1966)                                    |
| 13 | вода           | Объемный фактор                           | Meehan-Ramey (1980)                           | Meehan-Ramey (1980)                           |
| 14 |                | Плотность                                 | McCain (1991)                                 | McCain (1991)                                 |
| 15 |                | Вязкость                                  | Van Wingen (1950)                             | Van Wingen (1950)                             |
| 16 | газ — нефть    | Поверхностное натяжение                   | Baker-Swerdlhoff (1955)                       | Baker-Swerdlhoff (1955)                       |
| 17 | газ — вода     |   | Hough-Rzasa (1951)                            | Hough-Rzasa (1951)                            |
| 18 | газ — жидкость | Коэффициент гидравлического сопротивления | Colebrook (1939)                              | Colebrook (1939)                              |

$$BGF\Phi = \frac{q_{w(sc)}}{q_{g(sc)}}, \quad (21)$$

где  $BGF\Phi$  — водогазовый фактор, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

**Модель Beggs-Brill.** Это первая математическая модель, в которой расчет истинного объема жидкости осуществляется с учетом угла наклона ствола скважины.

Градиент давления в стволе скважины по данной модели двухфазного течения рассчитывается согласно уравнению [2, 3]:

$$\frac{dp}{dz} = \frac{1}{1 - E_k} \left( \frac{f \rho_n v_m^2}{2d} + \rho_m g \sin(\theta) \right), \quad (22)$$

$$\rho_m = H_{l(\theta)} \rho_l + (1 - H_{l(\theta)}) \rho_g, \quad (23)$$

$$E_k = \frac{v_m v_{sg} \rho_n}{P}, \quad (24)$$

где  $E_k$  — выражение для безразмерной кинетической энергии, которое представляет собой аналог числа Маха для сжимаемого потока.

Границы режимов двухфазного течения определяются по числу Фруда:

$$Fr = \frac{v_m^2}{gd} \quad (25)$$

и объемному содержанию жидкости без учета проскальзывания фаз:

$$\lambda_l = \frac{v_{sl}}{v_m}. \quad (26)$$

Табл. 4. Варианты тестовых расчетов  
Tab. 4. Test calculation options

| №                      | Qгаза, тыс. м <sup>3</sup> /сут | КГФ, см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> | ВГФ, г/м <sup>3</sup> |
|------------------------|---------------------------------|--------------------------------------|-----------------------|
| Газ                    |                                 |                                      |                       |
| 1                      | 50                              | —                                    | —                     |
| 2                      | 150                             | —                                    | —                     |
| 3                      | 350                             | —                                    | —                     |
| 4                      | 600                             | —                                    | —                     |
| Газ — вода             |                                 |                                      |                       |
| 5                      | 185                             | —                                    | 735                   |
| 6                      |                                 | —                                    | 67                    |
| 7                      |                                 | —                                    | 7                     |
| 8                      | 50                              | —                                    | 1 000                 |
| 9                      | 500                             | —                                    | 100                   |
| Газ — конденсат        |                                 |                                      |                       |
| 10                     | 185                             | 735                                  | —                     |
| 11                     |                                 | 54                                   | —                     |
| 12                     |                                 | 5,4                                  | —                     |
| 13                     | 100                             | 50                                   | —                     |
| 14                     | 350                             | 29                                   | —                     |
| 15                     | 50                              | 200                                  | —                     |
| Газ — конденсат — вода |                                 |                                      |                       |
| 16                     | 185                             | 73                                   | 0,5                   |
| 17                     | 500                             | 300                                  | 3                     |
| 18                     | 100                             | 150                                  | 15                    |
| 19                     | 50                              | 100                                  | 2                     |
| 20                     | 300                             | 500                                  | 167                   |

Кривые для построения модифицированной карты границ режимов потока задаются следующим образом [2, 3]:

$$L_1 = 316\lambda_1^{0,502}, L_2 = 0,000925\lambda_1^{-2,468}, \quad (27)$$

$$L_3 = 0,1\lambda_1^{-1,452}, L_4 = 0,5\lambda_1^{-6,738}.$$

Режимы потока в горизонтальной трубе определяются согласно следующим соотношениям [2]:

- разделенный режим:  
 $\lambda_1 < 0,01, Fr < L_1$  и  $\lambda_1 < 0,01, Fr < L_2$ ;
- переходный режим:  
 $\lambda_1 \geq 0,01, L_2 \leq Fr < L_3$ ;
- прерывистый режим:  
 $0,01 \leq \lambda_1 < 0,4, L_3 \leq Fr < L_1$  и  $\lambda_1 \geq 0,4, L_3 \leq Fr < L_4$ ;
- распределенный режим:  
 $\lambda_1 < 0,4, Fr \geq L_1$  и  $\lambda_1 \geq 0,4, Fr > L_4$ .

Объемное содержание жидкости для всех режимов потока рассчитывается по одним и тем же уравнениям. Однако для каждого режима необходимо использовать свои эмпирические коэффициенты [2].

Объемное содержание жидкости в горизонтальной трубе рассчитывается по формуле [2, 3]:

$$H_{L(0)} = \frac{a\lambda_1^b}{Fr^c}, \quad H_{L(0)} \geq \lambda_1, \quad (28)$$

где  $a, b, c$  — эмпирические коэффициенты (табл. 1).

Вводится поправка на угол наклона трубы [2, 3]:

$$H_{L(\theta)} = H_{L(0)}\psi, \quad (29)$$

где  $\psi$  — поправочный коэффициент на угол наклона трубы [2, 3],

$$\psi = 1 + C(\sin(1,8\theta) - 0,333\sin^3(1,8\theta)), \quad (30)$$

где  $\theta$  — фактический угол наклона трубы, град,

$$C = (1 - \lambda_1) \ln(e\lambda_1^f N_{iv}^g Fr^h), \quad N_{iv} = v_{sl} \left( \frac{\rho_1}{g\sigma_1} \right)^{1/4}. \quad (31)$$

При  $C \geq 0$ . Коэффициенты  $e, f, g, h$  определяются по таблице 2.

При  $C < 0$  принимается  $C = 0, \psi = 1$ .

Если предполагаемый режим потока соответствует переходной зоне, то необходимо интерполировать значения объемного содержания жидкости для расслоенного и прерывистого режимов потока [2, 3]:

$$H_{L(\theta)перех.} = AH_{L(\theta)раздел.} + (1 - A)H_{L(\theta)прерывист.},$$

$$A = \frac{L_3 - Fr}{L_3 - L_2}. \quad (32)$$

Коэффициент трения для двухфазного потока вычисляется по формуле:

$$f = f_n \left( \frac{f}{f_n} \right). \quad (33)$$

Значение коэффициента трения  $f_n$  определяется по диаграмме Мууди, при этом число Рейнольдса рассчитывается следующим образом [2, 3]:

$$Re = \frac{\rho_n v_n d}{\mu_n}, \quad \mu_n = \lambda_1 \mu_1 + (1 - \lambda_1) \mu_g, \quad (34)$$

$$\mu_1 = f_w \mu_w + (1 - f_w) \mu_o, \quad (35)$$

где  $\mu_g, \mu_o, \mu_w, \mu_p, \mu_n$  — динамическая вязкость газа, конденсата, воды, жидкости и газожидкостной смеси соответственно, Па·с.

В данной модели существует поправка для соотношения коэффициента трения двухфазного потока к нормируемому коэффициенту трения с учетом экспериментальных данных [2, 3]:

$$f/f_n = e^s, \quad (36)$$

$$s = \frac{\ln y}{-0,0523 + 3,182 \ln y - 0,8725 (\ln y)^2 + 0,01853 (\ln y)^4} \quad (37)$$

$$y = \frac{\lambda_1}{(H_{L(0)})^2},$$

$$y = 1, s = 0,$$

$$1 < y < 1,2, s = \ln(2,2y - 1,2) \quad (38)$$

Существует две модификации Пейна модели Beggs-Brill [1]: 1) нормирующий коэффициент трения  $f_n$  с учетом шероховатости трубы определяется по диаграмме Moody; 2) наличие поправочных коэффициентов:  $H_{L(\theta)} = 0,924H_{L(0)}$ ;  $H_{L(\theta)} \geq \lambda_1(\theta > 0^\circ)$ ;  $H_{L(\theta)} = 0,685H_{L(0)}(\theta < 0^\circ)$ .

#### Алгоритм расчета PVT-свойств газоконденсата и пластового газа

Все рассматриваемые методы пересчета давления по стволу газовой и конденсатной скважин включают в себя PVT-свойства добываемых флюидов (коэффициент объемного расширения, растворимость конденсата в пластовом газе, динамическая вязкость и т.д.).

В таблице 3 приведены модели Black Oil (BO) и Modified Black Oil (MBO). Газовая фаза в случае MBO представлена двумя компонентами — газ и нефть в отличие от BO. Поскольку для углеводородного конденсата отсутствуют отдельные корреляции для расчета его PVT-свойств, то были использованы общеизвестные соотношения для пластовой нефти с учетом некоторых особенностей. В связи с этим были составлены алгоритмы для учета и без учета фазовых переходов в системе «пластовый газ — конденсат».

#### Алгоритм расчета PVT-свойств углеводородного конденсата без учета фазовых переходов:

1. Для текущих значений давления и температуры для данного сечения ствола скважины определяется газосодержание ( $R_g$ ) по любой из корреляций для нефти, например, Standing [2]. Если вычисленное значение  $R_g(p, T)$  больше газового фактора ( $\Gamma\Phi$ ) ( $R_g(p, T) > \Gamma\Phi$ ), то принимается, что  $R_g(p, T) = \Gamma\Phi$ , и далее рассчитывается давление насыщения  $p_b(R_g, T)$  [2]. В противном случае ( $R_g(p, T) \leq \Gamma\Phi$ ) принимается равным текущему значению давления  $p_b(R_g, T) = p$ .
2. Следующий шаг состоит в расчете коэффициента объемного расширения  $Bo$  согласно корреляции для насыщенной нефти, например Standing [2].
3. По известному объемному коэффициенту

Табл. 6. Результаты сравнения рассчитанного забойного давления по моделям Gray, No Slip и Beggs-Brill в ПК «РН-ВЕГА» и Saphir  
Tab. 6. Results of comparison of calculated bottomhole pressure using the Gray, No Slip and Beggs-Brill models in the “RN-VEGA” software and in Saphir

| № теста                | Относительное различие, % |     |     |     |     |     |       |     |     |       |     |     |
|------------------------|---------------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-------|-----|-----|-------|-----|-----|
|                        | 100                       |     |     | 500 |     |     | 1 500 |     |     | 3 000 |     |     |
| Глубина замера, м      | G                         | NS  | BB  | G   | NS  | BB  | G     | NS  | BB  | G     | NS  | BB  |
|                        | Газ                       |     |     |     |     |     |       |     |     |       |     |     |
| 1                      | 0,0                       | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0   | 0,2 | 0,2 | 0,1   | 0,1 | 0,1 |
| 2                      | 0,0                       | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0   | 0,2 | 0,2 | 0,2   | 0,2 | 0,2 |
| 3                      | 0,0                       | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1   | 0,3 | 0,3 | 0,5   | 0,5 | 0,5 |
| 4                      | 0,0                       | 0,0 | 0,0 | 0,4 | 0,3 | 0,3 | 0,4   | 0,6 | 0,6 | 0,9   | 0,9 | 0,9 |
| Газ — вода             |                           |     |     |     |     |     |       |     |     |       |     |     |
| 5                      | 0,1                       | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,3   | 0,2 | 0,3 | 0,5   | 0,1 | 0,6 |
| 6                      | 0,0                       | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,1 | 0,4   | 0,3 | 0,2 | 0,2   | 0,3 | 0,0 |
| 7                      | 0,0                       | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,1 | 0,4   | 0,3 | 0,2 | 0,1   | 0,4 | 0,1 |
| 8                      | 0,0                       | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,0 | 0,1 | 0,6   | 0,1 | 0,2 | 0,1   | 0,3 | 0,8 |
| 9                      | 0,1                       | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,2 | 0,2 | 0,2   | 0,7 | 0,6 | 0,1   | 1,0 | 1,1 |
| Газ — конденсат        |                           |     |     |     |     |     |       |     |     |       |     |     |
| 10                     | 0,1                       | 0,0 | 0,0 | 0,6 | 1,1 | 0,0 | 0,6   | 3,2 | 0,1 | 0,1   | 0,1 | 0,1 |
| 11                     | 0,0                       | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,0 | 0,1 | 0,6   | 0,1 | 0,5 | 0,1   | 0,1 | 1,0 |
| 12                     | 0,0                       | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,0 | 0,0 | 0,3   | 0,1 | 0,1 | 0,1   | 0,2 | 1,1 |
| 13                     | 0,1                       | 0,0 | 0,0 | 0,3 | 0,0 | 0,0 | 1,0   | 0,0 | 0,1 | 0,2   | 0,1 | 0,9 |
| 14                     | 0,0                       | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,0   | 0,3 | 0,3 | 0,4   | 0,3 | 0,4 |
| 15                     | 0,1                       | 0,0 | 0,0 | 0,4 | 0,2 | 0,2 | 1,1   | 0,6 | 0,5 | 0,2   | 0,1 | 0,9 |
| Газ — конденсат — вода |                           |     |     |     |     |     |       |     |     |       |     |     |
| 16                     | 0,0                       | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,0 | 0,1 | 0,4   | 0,1 | 0,4 | 0,4   | 0,4 | 0,6 |
| 17                     | 0,3                       | 0,2 | 0,0 | 0,9 | 0,4 | 0,1 | 0,1   | 1,0 | 0,3 | 0,7   | 1,0 | 0,3 |
| 18                     | 0,1                       | 0,1 | 0,0 | 0,5 | 0,3 | 0,0 | 0,9   | 0,3 | 0,0 | 1,2   | 0,1 | 0,1 |
| 19                     | 0,2                       | 0,1 | 0,0 | 1,2 | 0,1 | 0,0 | 3,0   | 0,1 | 0,2 | 0,9   | 0,5 | 0,4 |
| 20                     | 0,5                       | 0,3 | 0,0 | 2,3 | 1,0 | 0,0 | 5,4   | 2,9 | 0,0 | 0,0   | 0,5 | 0,0 |

G — модель Gray, NS — No Slip (модель без проскальзывания фаз), BB — модель Beggs-Brill

Во и текущему газосодержанию  $R_s(p, T)$  находится плотность газового конденсата  $\rho_o$  согласно балансу массы:

$$\rho_o = \frac{\rho_{w(sc)}\gamma_o + \rho_{air(sc)}R_s(p, T)\gamma_g}{B_o}$$

Здесь  $\rho_{w(sc)}$ ,  $\rho_{air(sc)}$  — плотности воды и воздуха в поверхностных условиях соответственно,  $\gamma_g$ ,  $\gamma_o$  — относительные плотности пластового газа и конденсата соответственно.

4. Поскольку расчет осуществляется без учета фазовых переходов, то значение содержания конденсата в пластовом газе принимается равным нулю ( $R_v(p, T) = 0$ ), т.е. предполагается, что весь конденсат выделился из газа.

### Алгоритм расчета PVT-свойств газоконденсата и пластового газа с учетом фазовых переходов:

1. По корреляции для давления насыщения, например, Glaso, рассчитывается давление, при котором появляется роса (первая капля жидкости) — давление точки росы  $p_{dp}$ .
2. Давление насыщения для нефти  $p_b$  приравнивается к давлению  $p_{dp}$ .
3. При известном давлении насыщения  $p_b$  находится максимальное значение газосодержания  $R_{sb}(p_b, T)$  по корреляции, например, Standing [2]. Если вычисленное значение  $R_{sb}(p_b, T)$  больше  $\Gamma\Phi$  ( $R_{sb}(p_b, T) > \Gamma\Phi$ ), то принимается  $R_{sb}(p_b, T) = \Gamma\Phi$ ,

иначе ( $R_{sb}(p_b, T) \leq \Gamma\Phi$ ), для конденсата — вычисленное значение  $R_{sb}(p_b, T)$ .

4. Рассчитываются PVT-свойства (объемный фактор, плотность, динамическая вязкость) конденсата согласно корреляциям для нефти [2].
5. Для расчета текущего содержания конденсата в пластовом газе  $R_v$  используется корреляция Kleuweg [9].
6. Поскольку при фазовых переходах плотность пластового газа меняется, то для учета этого факта рассчитывается согласно выражению [9]

$$\gamma_g = \frac{\gamma_{g(dry)} + 816,4\gamma_o R_v}{1 + \frac{23,7\gamma_o R_v}{M_o}}, \quad (39)$$

где  $\gamma_{g(dry)}$  — относительная плотность «сухого газа»,  $M_o$  — молярная масса конденсата.

7. Далее PVT-свойства пластового газа (коэффициент сжимаемости, псевдокритические давления и температура, объемный коэффициент, вязкость) вычисляются согласно новой рассчитанной относительной плотности.

### Тестирование и апробация моделей многофазного течения для расчета давления в стволе газовой скважины, в продукции которой присутствует жидкость

Варианты тестовых расчетов по рассматриваемым моделям многофазного течения представлены в таблице 4. Здесь КГФ и ВГФ — конденсатогазовый и водогазовый факторы соответственно.

Для входных параметров принимались следующие значения: плотность конденсата  $\rho_o = 700$  кг/м<sup>3</sup> ( $\gamma_o = 0,7$ ), плотность воды  $\rho_w = 1000$  кг/м<sup>3</sup>, плотность газа  $\rho_g = 0,723$  кг/м<sup>3</sup> ( $\gamma_g = 0,6$ ) в поверхностных условиях ( $T_{(sc)}^* = 20^\circ\text{C}$ ,  $p_{(sc)} = 101\,325$  Па). Температура по стволу скважины принималась постоянной и равной  $27^\circ\text{C}$ , значение абсолютной шероховатости —  $0,1$  мм, диаметр НКТ —  $73$  мм, устьевое давление —  $9,8$  МПа. Сравнение моделей многофазных течений было осуществлено с их аналогами, представленными в Saphir. Расчет давления осуществлялся на различные глубины ( $100, 500, 1\,500, 3\,000$  м), при различных углах отклонения ствола скважины от вертикали ( $0^\circ, 30^\circ, 60^\circ$ ), для различных типов добываемого флюида (газ, газ — вода, газ — конденсат, газ — конденсат — вода), значений КГФ и ВГФ. При сравнении использовались одинаковые входные данные и один и тот же набор PVT-корреляции для фаз (газ, конденсат, вода) (табл. 5).

В таблице 6 представлены результаты сравнения расчетного давления по методам Gray, No Slip и Beggs-Brill с их аналогами в Saphir для случая вертикальной скважины. Согласно тестам №№ 1–4, данные модели в частном случае переходят в однофазную модель (газ). Анализ результатов показал, что получена хорошая сходимость по всем рассматриваемым моделям (среднее относительное различие между расчетными значениями давления в ПК «РН-ВЕГА» и Saphir не более 1%).

Апробация моделей многофазного течения была осуществлена на промысловых данных, полученных при газодинамических исследованиях на 41 газоконденсатной скважине с глубинными замерами давления, буферного давления и устьевых расходов добываемых флюидов на месторождениях К, С, Б, У и Н (табл. 7).

В таблице 8 представлены результаты расчета забойного давления по рассматриваемым моделям. Установлено, что корреляция Gray

Табл. 7. Газодинамические исследования  
Tab. 7. Well tests

| №пп | № скважины/<br>месторождение | Глубина<br>замера, м | Qгаза,<br>тыс. м <sup>3</sup> /сут | КГФ,<br>см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> | ВГФ,<br>г/м <sup>3</sup> |
|-----|------------------------------|----------------------|------------------------------------|---|--------------------------|
| 1   | 06X / Б                      | 1 359                | 40–142                             | –                                       | 690–790                  |
| 2   | X8X / Б                      | 1 250                | 220–455                            | –                                       | 81–91                    |
| 3   | 07Y / Б                      | 1 250                | 150–274                            | –                                       | 6–7                      |
| 4   | X8Y / Б                      | 1 270                | 200–343                            | –                                       | 251                      |
| 5   | ZX00 / К                     | 2 986                | 96–133                             | 183                                     | 1                        |
| 6   | 47XR / К                     | 2 547                | 52–75                              | 183                                     | 12–17                    |
| 7   | 30XX0 / С                    | 1 650                | 70–238                             | 43–57                                   | 0–1                      |
| 8   | XZ62Z / С                    | 1 690                | 54–250                             | 50–62                                   | 1–2                      |
| 9   | ZY528 / С                    | 1 750                | 50–160                             | 50–70                                   | 2                        |
| 10  | Z5ZY7 / С                    | 1 630                | 65–230                             | 43–54                                   | 0–2                      |
| 11  | Y030X / У                    | 3 532                | 235–876                            | 297–338                                 | 0–4                      |
| 12  | Y030X / У                    | 3 675                | 400–905                            | 324–338                                 | 1                        |
| 13  | Y0204 / У                    | 3 310                | 250–602                            | 260–325                                 | 3–8                      |
| 14  | Y0205 / У                    | 3 582                | 226–505                            | 292–367                                 | 0–27                     |
| 15  | Y0207 / У                    | 3 712                | 210–380                            | 300–374                                 | 4–12                     |
| 16  | Y060X / У                    | 3 540                | 278–600                            | 200–290                                 | 4                        |
| 17  | Y060Z / У                    | 3 837                | 340–755                            | 350                                     | 9                        |
| 18  | Y0604 / У                    | 3 360                | 340–734                            | 317–355                                 | 1–3                      |
| 19  | YY804 / У                    | 3 992                | 181–676                            | 289–381                                 | 2–13                     |
| 20  | X020X / Н                    | 3 692                | 246–585                            | 160–248                                 | 6–13                     |
| 21  | X020Y / Н                    | 3 892                | 246–570                            | 164–256                                 | 4–16                     |
| 22  | X020Z / Н                    | 3 370                | 214–506                            | 114–247                                 | 7–18                     |
| 23  | X0Y05 / Н                    | 3 583                | 233–533                            | 167–240                                 | 7–11                     |
| 24  | X0Y07 / Н                    | 3 896                | 180–457                            | 148–255                                 | 1–13                     |
| 25  | X040X / Н                    | 3 770                | 243–763                            | 187–291                                 | 5–12                     |
| 26  | X040Y / Н                    | 3 855                | 320–845                            | 273–288                                 | 5–7                      |
| 27  | X040Z / Н                    | 3 865                | 330–863                            | 280–301                                 | 5–6                      |
| 28  | X0404 / Н                    | 3 924                | 283–735                            | 245–254                                 | 4–9                      |
| 29  | X0406 / Н                    | 3 886                | 276–790                            | 170–240                                 | 0–122                    |
| 30  | X0407 / Н                    | 3 817                | 288–700                            | 196–205                                 | 5–7                      |
| 31  | X030X / Н                    | 3 613                | 250–393                            | 148–213                                 | 0–23                     |
| 32  | X030Y / Н                    | 3 702                | 148–290                            | 142–196                                 | 2–27                     |
| 33  | X0305 / Н                    | 3 641                | 269–507                            | 280–353                                 | 9–18                     |
| 34  | X060Y / Н                    | 3 491                | 286–690                            | 155–168                                 | 4                        |
| 35  | X0904 / Н                    | 3 710                | 330                                | 142                                     | 22–25                    |
| 36  | XX00Y / Н                    | 4 118                | 263–545                            | 167                                     | 3                        |
| 37  | XX40Z / Н                    | 3 750                | 200                                | 130                                     | –                        |
| 38  | XY40X / Н                    | 4 024                | 254–645                            | 108–110                                 | 9–12                     |
| 39  | XY40Z / Н                    | 3 446                | 212–531                            | 83–90                                   | 9                        |
| 40  | XY404 / Н                    | 3 545                | 294–641                            | 107–114                                 | 8                        |
| 41  | XY405 / Н                    | 3 520                | 238–542                            | 100                                     | 6–11                     |

и No Slip позволяют рассчитать забойное давление в газоконденсатных скважинах месторождений К, С, Б, У и Н со средним относительным отклонением не более 2 % в широком диапазоне КГФ (43–381 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>) и ВГФ (0–122 г/м<sup>3</sup>). Матрица применимости моделей представлена в таблице 9. Показано, что при небольшом значении ВГФ (6–91 г/м<sup>3</sup>) модель No Slip позволяет спрогнозировать забойное давление с относительным отклонением в среднем не более 1%. Однако при ВГФ в диапазоне от 251 до 790 г/м<sup>3</sup> при принятии допустимого значения относительного отклонения для практических расчетов в 5 % результаты расчета давления по модели Gray удовлетворяют данному условию (погрешность около 4 %).

#### Итоги

Результаты сопоставления расчета давления в ПК «РН-ВЕГА» по моделям Gray, No Slip и Beggs-Brill с их аналогами в программном модуле Saphir ПК «Ecrin» компании Карра Eng. показали, что среднее относительное различие не превышает соответственно 0,4, 0,3 и 0,2 %. По рассмотренным промысловым данным получен вывод об успешности применения моделей многофазного течения для расчета давления в стволе газоконденсатной скважины. Установлено, что при наличии в продукции газовых скважин месторождений К, С, Б, У и Н жидкости (конденсат и/или вода) расчет давления из трех представленных корреляций рекомендуется проводить по моделям Gray и No Slip (среднее относительное отклонение 2 %). Модель Beggs-Brill лишь в отдельных случаях (164 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> < КГФ < 381 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>) дает приемлемую для практики точность расчетов (среднее относительное отклонение 5 %). В случае высокого ВГФ (менее 100 г/м<sup>3</sup>) расчет рекомендуется проводить согласно модели No Slip (среднее относительное отклонение не более 1 %), при высоком значении ВГФ (251–790 г/м<sup>3</sup>) — по корреляции Gray (среднее относительное отклонение 4,3 %).

#### Выводы

Расчет давления в газовой скважине, в продукции которой присутствует жидкость (вода и/или конденсат), не всегда можно с достаточной точностью осуществить, используя общеизвестную из инструкций по газодинамическим исследованиям формулу Адамова, которая применяется на практике успешно лишь в отдельных случаях [9]. Более того, применяя модель однофазного течения с большой погрешностью, можно неверно рассчитать давление на забое газовой скважины и соответственно принимать неверные решения по дальнейшему технологическому режиму ее работы. Рассмотренные модели, в частности, Gray и No Slip позволяют с достаточной для практики точностью (погрешность не более 5 %) рассчитать давление в газовой скважине, в потоке которой присутствует жидкость в широком диапазоне КГФ (43–381 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>) и ВГФ (6–790 г/м<sup>3</sup>).

#### Литература

1. Саттаров Р.М., Тухфатов Б.З. Об уравнениях движения газоконденсатных систем в пористых средах и трубах вблизи давления конденсатообразования // Экспозиция Нефть Газ. 2013. № 5. С. 105–108.
2. Brill J.P., Mukherjee H. Multiphase flow in wells. Richardson, Texas: SPE, 1999, 156 p. (In Eng).
3. Пашали А.А. Алгоритмы и математические модели оптимизации режимов работы

4. Корякин А.Ю., Дороничев Н.А., Сафронов М.Ю., Кильянов М.Ю., Кондратьев К.И., Григорьев М.В. Опыт применения механистического моделирования параметров многофазного потока в стволе скважин Ачимовских отложений Уренгойского НГКК с целью точного прогнозирования градиента давления // Территория

5. Зотов Г.А., Алиев З.С. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. М.: Недра, 1980. 301 с.
6. Kabir C.S., Hasan A.R. Simplified wellbore-flow modeling in gas-condensate systems. SPE Production & Operations, 2006, Vol. 21, issue 1, P. 89–97. (In Eng).
7. Салаватов Т.Ш., Аскеров Р.Х., Дадашзаде Х.И. Определение забойного давления в процессе эксплуатации

Табл. 8. Результаты расчета забойного давления по моделям Gray, No Slip, Beggs-Brill  
Tab. 8. Results of calculating bottomhole pressure using Gray, No Slip, Beggs-Brill models

| № пп | Рзаб, МПа |      |         |             | Среднее относительное отклонение Рзаб (расчет) от Рзаб (замер), % |         |             |
|------|-----------|------|---------|-------------|---|---------|-------------|
|      | Замер     | Gray | No Slip | Beggs-Brill | Gray  | No Slip | Beggs-Brill |
| 1    | 11,6      | 10,9 | 10,6    | 13,5        | 5,7   | 9,0     | 16,2        |
| 2    | 9,9       | 10,1 | 10,0    | 12,0        | 1,9   | 0,8     | 21,8        |
| 3    | 8,7       | 8,8  | 8,7     | 9,3         | 2,0   | 0,5     | 7,1         |
| 4    | 10,0      | 9,7  | 9,4     | 11,7        | 2,9   | 5,3     | 17,3        |
| 5    | 9,8       | 10,1 | 10,0    | 11,4        | 2,3   | 1,2     | 15,3        |
| 6    | 7,3       | 7,6  | 7,3     | 8,4         | 3,9   | 0,0     | 15,7        |
| 7    | 12,5      | 12,1 | 12,0    | 12,5        | 3,5   | 3,7     | 0,2         |
| 8    | 13,4      | 13,4 | 13,3    | 14,2        | 0,5   | 0,8     | 5,3         |
| 9    | 12,8      | 13,1 | 13,0    | 13,9        | 1,8   | 1,2     | 8,4         |
| 10   | 13,0      | 13,1 | 13,0    | 13,9        | 1,0   | 0,7     | 7,3         |
| 11   | 47,0      | 45,9 | 45,9    | 48,1        | 2,2   | 2,3     | 2,5         |
| 12   | 50,6      | 48,9 | 48,8    | 51,9        | 3,5   | 3,6     | 2,5         |
| 13   | 43,6      | 42,3 | 42,2    | 48,1        | 3,1   | 3,2     | 10,3        |
| 14   | 41,2      | 40,4 | 40,3    | 42,3        | 2,0   | 2,1     | 2,7         |
| 15   | 43,9      | 43,2 | 43,1    | 46,0        | 1,4   | 1,7     | 4,9         |
| 16   | 40,9      | 42,4 | 42,4    | 45,1        | 3,7   | 3,7     | 10,2        |
| 17   | 49,9      | 49,5 | 49,4    | 52,3        | 0,9   | 1,0     | 4,9         |
| 18   | 50,8      | 50,7 | 50,7    | 52,7        | 0,2   | 0,3     | 3,7         |
| 19   | 43,3      | 42,6 | 42,5    | 45,4        | 1,6   | 1,9     | 4,9         |
| 20   | 33,8      | 32,6 | 32,5    | 35,3        | 3,6   | 3,7     | 4,5         |
| 21   | 33,3      | 31,5 | 31,5    | 34,6        | 5,4   | 5,5     | 3,9         |
| 22   | 29,8      | 28,3 | 28,3    | 31,3        | 4,8   | 5,0     | 5,1         |
| 23   | 30,5      | 31,9 | 31,9    | 35,4        | 4,6   | 4,4     | 16,1        |
| 24   | 31,9      | 30,7 | 30,6    | 33,6        | 4,0   | 4,1     | 5,2         |
| 25   | 36,8      | 35,2 | 35,2    | 38,2        | 4,2   | 4,3     | 3,8         |
| 26   | 43,2      | 41,2 | 41,1    | 43,8        | 4,7   | 4,8     | 1,3         |
| 27   | 44,9      | 43,7 | 43,6    | 46,2        | 2,8   | 2,9     | 2,9         |
| 28   | 37,4      | 36,4 | 36,4    | 39,2        | 2,6   | 2,7     | 4,8         |
| 29   | 30,6      | 30,3 | 30,2    | 33,3        | 1,1   | 1,3     | 8,7         |
| 30   | 36,9      | 36,1 | 36,1    | 39,0        | 2,1   | 2,1     | 5,9         |
| 31   | 31,0      | 30,4 | 30,3    | 33,9        | 2,0   | 2,2     | 9,4         |
| 32   | 27,3      | 26,4 | 26,3    | 30,6        | 3,3   | 3,8     | 12,0        |
| 33   | 38,4      | 37,7 | 37,6    | 40,3        | 1,9   | 2,2     | 4,9         |
| 34   | 37,1      | 36,7 | 36,7    | 39,5        | 1,0   | 1,0     | 6,6         |
| 35   | 21,8      | 21,8 | 21,7    | 24,6        | 0,1   | 0,5     | 12,9        |
| 36   | 37,0      | 36,6 | 36,6    | 40,4        | 1,0   | 1,1     | 9,1         |
| 37   | 17,6      | 17,5 | 17,4    | 19,7        | 0,8   | 1,3     | 12,0        |
| 38   | 35,7      | 34,9 | 34,9    | 38,6        | 2,1   | 2,2     | 8,2         |
| 39   | 28,4      | 27,9 | 27,8    | 31,1        | 1,7   | 1,9     | 9,8         |
| 40   | 36,3      | 36,3 | 36,3    | 39,5        | 0,1   | 0,0     | 9,0         |
| 41   | 33,0      | 32,9 | 32,8    | 36,6        | 0,3   | 0,4     | 11,1        |

- обводненных газовых скважин // Газовая промышленность. 2017. № 1. С. 26–29.
8. Чиглинцева А.С., Сорокин И.А., Уразов Р.Р., Мирошниченко В.П., Якупов Р.Ф., Ямалов И.Р. Результаты апробации

- моделей многофазного потока для пересчета давления в ПК «РН-ВЕГА» // Нефтяное хозяйство. 2023. № 5. С. 106–110.
9. Чиглинцева А.С., Овчинников М.В.,

Ямалов И.Р. Апробация методов пересчета давления по стволу газовой скважины, в продукции которой присутствует жидкость, в программном комплексе «РН-ВЕГА». Часть 1 // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 7. С. 55–60.

Табл. 9. Матрица применимости моделей многофазного потока для газовых и газоконденсатных скважин месторождений К, С, В, У и Н

Tab. 9. Matrix of applicability of multiphase flow models for gas and gas condensate wells of fields K, S, B, U and N

| Газа, тыс. м <sup>3</sup> /сут | КГФ, см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> | ВГФ, г/м <sup>3</sup> | Рекомендуемая методика | Среднее относительное отклонение, % |
|--------------------------------|--------------------------------------|-----------------------|------------------------|-------------------------------------|
| 150–455                        | –                                    | 6–91                  | No Slip                | 0,7                                 |
| 40–343                         | –                                    | 251–790               | Gray                   | 4,4                                 |
| 50–905                         | 43–381                               | 0–122                 | Gray/No Slip           | 3,0                                 |

10. Программный комплекс для анализа и интерпретации гидродинамических исследований скважин / RN.Digital – URL: <https://rn.digital/rnvega> Программный комплекс для анализа и интерпретации гидродинамических исследований скважин (ГДИС) (дата обращения 02.11.2023).
11. Dynamic Data Analysis (Kappa Book – v4.12.03 – © KAPPA), 1988–2012, 557 p. (In Eng).

## ENGLISH

### Results

Results of comparison of pressure calculations in the RN-VEGA software using the multiphase models Gray, No Slip and Beggs-Brill with their similar models in the Saphir software module of the Ecrin software from Kappa Eng. showed that the average relative deviation does not exceed 0,4, 0,3 and 0,2 %, respectively. Based on the considered field data, a conclusion was drawn about the success of using multiphase flow models to calculate pressure in the gas-condensate wellbore. It has been established that if gas wells from fields K, S, B, U and N contain liquids (condensate and/or water), it is recommended to calculate pressure from the three presented correlations using the Gray and No Slip models (average relative deviation 2 %). The empirical model Beggs-Brill only in some cases ( $164 \text{ cm}^3/\text{m}^3 < \text{CGR} < 381 \text{ cm}^3/\text{m}^3$ ) provides calculation accuracy acceptable for practice (average relative deviation 5 %). In the case of low WGR (less than  $100 \text{ g}/\text{m}^3$ ), the calculation is recommended to be carried out according to the model No Slip (average relative deviation

no more than 1%), with a high value of WGR ( $251 \div 790 \text{ g}/\text{m}^3$ ) – according to the Gray correlation (average relative deviation 4,3 %).

### Conclusions

Calculation of pressure in a gas well, the production of which contains liquid (water and/or condensate), cannot always be carried out with sufficient accuracy using the Adamov's formula, which is generally known from instructions on gas-dynamic studies, which is used in practice successfully only in certain cases [9]. Moreover, using a single-phase flow model with a large error, it is possible to calculate the pressure at the bottom of a gas well and, accordingly, make incorrect decisions on the further technological mode of its operation. The models considered in this case, Gray and No Slip make it possible with a sufficient degree of probability (error no more than 5 %) to calculate the pressure in a gas well in a flow that contains liquid in the sequential order of CGR ( $43\text{--}381 \text{ sm}^3/\text{m}^3$ ) and WGR ( $6\text{--}790 \text{ g}/\text{m}^3$ ).

### References

- Sattarov R.M., Tukhfatov B.Z. About the movement equations of gas-condensate system in porous mediums and pipes nearby a pressure of condensate formation. Exposition Oil Gas, 2013, issue 5, P. 105–108. (In Russ).
- Brill J.P., Mukherjee H. Multiphase flow in wells. Richardson, Texas: SPE, 1999, 156 p. (In Eng).
- Pashali A.A. Algorithms and mathematical models for optimizing well operating modes under conditions of high gas factor. Dissertation. Ufa: USPTU, 2011, 193 p. (In Russ).
- Koryakin A.Yu., Doronichev N.A., Safronov M.Yu., Kilyanov M.Yu., Kondratyev K.I., Grigoriev M.V. Experience of mechanical modeling application for multiphase flow parameters in the wellbore of the Achimov deposits of the Urengoy oil and gas condensate field for the purpose of pressure gradient extended forecast. Oil and Gas Territory, 2015, issue 10, P. 94–102. (In Russ).
- Zotov G.A., Aliev Z.S. Instructions for the comprehensive study of gas and gas condensate formations and wells. Moscow: Nedra, 1980, 301 p. (In Russ).
- Kabir C.S., Hasan A.R. Simplified wellbore-flow modeling in gas-condensate systems. SPE Production & Operations, 2006, Vol. 21, issue 1, P. 89–97. (In Eng).
- Salavatov T.Sh., Askerov R.Kh., Dadashzadeh K.I. Well bottom pressure of gas slit in the process of forming which having patch water. Gas industry, 2017, issue 1, P. 26–29. (In Russ).
- Chiglintseva A.S., Sorokin I.A., Urazov R.R., Miroshnichenko V.P., Yakupov R.F., Yamalov I.R. Results of approbation of multi-phase flow models for pressure calculation in the RN-VEGA software. Oil industry, 2023, issue 5, P. 106–110. (In Russ).
- Chiglintseva A.S., Ovchinnikov M.V., Yamalov I.R. Approbation of methods for recalculating pressure along the trunk of a gas well the production of which contains liquid in the “RN-VEGA” software. Part 1. Exposition Oil Gas, 2023, issue 7, P. 55–60. (In Russ).
- Software package for the analysis and interpretation of hydrodynamic studies of wells / RN.Digital – URL: <https://rn.digital/rnvega> Software package for the analysis and interpretation of hydrodynamic studies of wells (DIS) (date of access 02.11.2023). (In Russ).
- Dynamic Data Analysis (Kappa Book – v4.12.03 – KAPPA), 1988–2012. 557 p. (In Eng).

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Чиглинцева Ангелина Сергеевна**, д.ф.-м.н., главный специалист, ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия; доцент, Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия  
Для контактов: [chiglintsevaas@bnipi.rosneft.ru](mailto:chiglintsevaas@bnipi.rosneft.ru)

**Chiglintseva Angelina Sergeevna**, doctor of physical and mathematical sciences, chief specialist, “RN-BashNIPneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia; assistant professor, Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia  
**Corresponding author:** [chiglintsevaas@bnipi.rosneft.ru](mailto:chiglintsevaas@bnipi.rosneft.ru)

**Захаржевский Юрий Александрович**, начальник отдела, АО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ», Новый Уренгой, Россия

**Zakharzhevsky Yuri Alexandrovich**, head of department, “ROSPAN INTERNATIONAL” JSC, Novy Urengoy, Russia

**Ибатулин Артур Адикович**, кандидат технических наук, начальник отдела, АО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ», Новый Уренгой, Россия

**Ibatulin Artur Adikovich**, ph.d. of engineering sciences, head of department, “ROSPAN INTERNATIONAL” JSC, Novy Urengoy, Russia

**Ямалов Ильнур Рамзович**, главный специалист, ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия

**Yamalov Ilnur Ramzovich**, chief specialist, “NK “Rosneft” PJSC, Moscow, Russia