

# Апробация методов пересчета давления по стволу газовой скважины, в продукции которой присутствует жидкость, в программном комплексе «РН-ВЕГА». Часть 1

Чиглинцева А.С.<sup>1,2</sup>, Овчинников М.В.<sup>3</sup>, Ямалов И.Р.<sup>4</sup>

<sup>1</sup>ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия, <sup>2</sup>Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия, <sup>3</sup>АО «РОСПАН ИНТЕРНЭШНЛ», Новый Уренгой, Россия, <sup>4</sup>ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия  
chiglintsevaas@bnipi.rosneft.ru

## Аннотация

В статье описаны результаты апробации методов пересчета давления по стволу газовой и газоконденсатной скважины, которые представляют собой однофазную модель («сухой» газ) и аналитическую формулу Адамова для газового потока с поправкой на наличие жидкости. Тестирование было осуществлено на промысловых данных, полученными при газодинамических исследованиях скважин на месторождениях В, Б, ВУ и НУ. Выявлены границы значений водогазового фактора и конденсатогазового фактора, при которых расчет давления по стволу газовой скважины осуществляется по однофазной модели («сухой» газ) с допустимым отклонением.

## Материалы и методы

В ходе данной работы будут определены границы значений водогазового фактора и конденсатогазового фактора, при которых расчет давления по стволу газовой скважины можно проводить по однофазной модели («сухой» газ) или формуле Адамова с допустимым отклонением на основе промысловых данных.

## Ключевые слова

газовая скважина, однофазная модель, формула Адамова, «сухой» газ, водогазовый фактор, конденсатогазовый фактор

Коллектив авторов благодарит к.ф.-м.н. Р.Р. Исламова (ООО «РН-БашНИПнефть»), Ю.А. Захаржевского (АО «РОСПАН ИНТЕРНЭШНЛ»), А.А. Ибатулина (АО «РОСПАН ИНТЕРНЭШНЛ»), М.А. Мурашкина (АО «РОСПАН ИНТЕРНЭШНЛ») С.В. Ромашкина (АО «РОСПАН ИНТЕРНЭШНЛ»), О.А. Лознюка, Р.А. Шайбакова, А.В. Пестрикова (ПАО «НК «Роснефть») за поддержку и содействие при внедрении результатов научно-исследовательских работ, за обсуждение результатов работы и ценные замечания, которые позволили значительно улучшить содержание статьи и запланировать дальнейшие исследования.

## Для цитирования

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.  
DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-55-60

Поступила в редакцию: 10.11.2023

## OIL PRODUCTION

UDC 532.5.013 | Original Paper

## 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

Chiglintseva A.S.<sup>1,2</sup>, Ovchinnikov M.V.<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, Noviy Urengoy, Russia, <sup>4</sup>“NK “Rosneft” PJSC, Moscow, Russia  
chiglintsevaas@bnipi.rosneft.ru

## Abstract

In this paper describes the results of testing models for calculating bottomhole pressure in the trunk of a gas and gas-condensate well, which are a single-phase model (“dry” gas) and Adamov’s analytical formula for gas flow, adjusted for the presence of liquid. Testing was carried out using field data obtained during gas dynamic testing of wells in the V, B, VU and NU fields. The boundaries of the values of the water-gas factor and condensate-gas factor were identified, at which the calculation of pressure along the gas wellbore can be carried out using a single-phase model (“dry” gas) with an acceptable deviation.

## Materials and methods

In this work, the boundaries of the values of the water-gas factor and the condensate-gas factor will be determined at which the pressure calculation along the gas wellbore can be carried out using a single-phase model (“dry” gas) or Adamov’s formula with a permissible deviation based on field data.

## Keywords

gas well, single-phase model, Adamov’s formula, “dry” gas, water-gas factor, condensate-gas factor

## For citation

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).  
DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-55-60

Received: 10.11.2023

## Введение

Исследования в области моделирования течения многофазного потока в каналах находят все больше применения для решения практических задач в области газодинамических исследований скважин. Расчет давления по стволу скважины становится актуальным, когда скважины не оснащены телеметрией, или когда она вышла из строя. Корректность расчета перепада давления в стволе газовой скважины зависит от учета наличия жидкой фазы, которая обусловлена выпадением конденсата в пласте и по стволу, конденсацией водяных паров, содержащихся в газе, обводнением скважин пластовой водой. Пересчет давления без учета жидкой фазы может привести к значительным погрешностям и некорректной интерпретации газодинамических исследований скважин. Более того, при разработке газоконденсатных месторождений могут происходить процессы ретроградной конденсации, вследствие чего появляется выпадение конденсата как в пласте, так и в стволе скважины. Поэтому пересчет давления в такой скважине должен учитывать фазовые переходы, обусловленные изменением термобарических условий.

Существуют различные методы и подходы для определения забойного давления по подвижному столбу газа. Методика расчета забойного давления главным образом зависит от наличия в газе жидкости, структуры течения газожидкостного потока и конструкции скважины [1–5]. С точки зрения практики, наиболее известными и часто применяемыми для расчета давления в стволе газовой/газоконденсатной скважины являются аналитические формулы и модель однофазного потока. Например, в работе [6] предложена схема расчета потерь давления в газовых скважинах, в продукции которых имеется вода, основанная на экспериментальных исследованиях газожидкостных потоков. Определены условия (значения дебита скважины и водогазового фактора — ВГФ), при которых наличием жидкости в продукции скважины можно пренебречь и расчет производить по формуле Адамова или однофазной модели.

Результаты расчета давления в газовых скважинах, в продукции которых имеется жидкость, на основе модели многофазного потока Ансари и формулы Адамова представлены в работе [7]. Описывается опыт применения механистического подхода при моделировании движения многофазного потока и расчета потерь давления по стволу скважины. При этом учитывается влияние пространственного положения ствола и фазового состояния флюида в расчетных элементах скважины. На примере трех ачимовских скважин Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения показана более высокая точность расчетов забойного давления при применении механистической модели

Ансари в сравнении с формулой Адамова. На основе промысловых данных разработана модель течения газоконденсатной смеси и достигнуты хорошие показатели в прогнозировании величин истинного газосодержания и забойного давления (погрешность расчета составила менее 1%) [7].

В работе [8] описана методика и получена аналитическая формула для расчета забойного давления в работающих газовых скважинах с учетом пластовой воды. Успешные результаты сравнения с промысловыми данными дают право применять данную методику в широких диапазонах значений обводненности газовых скважин в практических расчетах.

В работе [9] получена аналитическая формула, которая представляет собой аналог формулы Адамова для практических расчетов, когда продукция газовых скважин содержит жидкую фазу при любой их конфигурации.

Анализ исследований показал, что, несмотря на простоту моделей, заложенных в аналитических формулах, в частности, Адамова, они позволяют учесть жидкость в потоке газа и с достаточной для практики точностью рассчитать давление в газовых скважинах. Это обстоятельство определило цель исследования, которая заключается в апробации однофазной модели и формулы Адамова для расчета давления в стволе газовой скважины, в продукции которой присутствует жидкость, и выявлении границ их применимости на месторождениях ПАО «НК «Роснефть».

Актуальность исследований в области построения моделей многофазного течения применительно к расчету давления в таких скважинах связана, в первую очередь, с потребностью в корректности и точности полученных результатов. Это позволит, главным образом, обеспечить надежность прогнозных значений забойного давления для различных режимов работы скважины («сухой» газ / наличие жидкости в потоке газа) и повысить качество проводимых гидродинамических исследований в области разработки месторождений компании. Более того, на сегодняшний день создан программный комплекс интерпретации ГДИС «РН-ВЕГА» [10, 11]. Внедрение рассматриваемых моделей позволяет, с одной стороны, расширить функционал в части пересчета давления в добывающих скважинах, а с другой стороны, станет важной составляющей для дальнейшего усовершенствования уникального программного продукта.

## Расчет забойного давления при отсутствии жидкости в потоке газа

Закон сохранения импульса для установившегося движения газа в трубе, пренебрегая силами инерции, которые обычно на несколько порядков меньше, гравитационных

сил, относительно общего градиента давления, запишем в виде формулы (1)

$$\frac{dp}{dL} = \rho_g g \cos(\theta) + \frac{f \rho_g v_g^2}{2d_i}, \quad (1)$$

где  $p$  — давление для данного сечения ствола скважины, Па;  $L$  — измеренная глубина насосно-компрессорных труб (НКТ), м;  $\rho_g$  — плотность газа в текущих условиях, кг/м<sup>3</sup>;  $g$  — ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;  $\theta$  — угол отклонения НКТ от вертикали, град.;  $f$  — коэффициент трения;  $v_g$  — скорость газа, м/с;  $d_i$  — внутренний диаметр НКТ, м.

Уравнение состояния газа примем в виде

$$\rho_g = \frac{p}{T} \frac{\rho_{g(sc)} T_{(sc)}}{z p_{(sc)}}, \quad (2)$$

где  $T$  — текущая температура, К;  $T_{(sc)}$  — температура в поверхностных условиях, К;  $p_{(sc)}$  — давление в поверхностных условиях, Па;  $\rho_{g(sc)}$  — плотность газа в поверхностных условиях, кг/м<sup>3</sup>;  $z$  — коэффициент сверхсжимаемости газа в текущих условиях.

Скорость газа в трубе вычисляется по формуле

$$v_g = \frac{q_{g(sc)} B_g}{A_t}. \quad (3)$$

Учитывая, что

$$v_{g(sc)} = \frac{q_{g(sc)}}{A_t} \text{ и } B_g = \frac{z T p_{(sc)}}{T_{(sc)} p}, \quad (4)$$

получим

$$v_g = v_{g(sc)} \frac{z T p_{(sc)}}{T_{(sc)} p}, \quad (5)$$

где  $v_{g(sc)}$  — скорость газа в поверхностных условиях, м/с;  $q_{g(sc)}$  — дебит газа в поверхностных условиях, м<sup>3</sup>/с;  $B_g$  — коэффициент объемного расширения газа в текущих условиях;  $A_t$  — площадь поперечного сечения НКТ.

Подставляя выражения (2) и (5) в уравнение (1), получим

$$\frac{dp}{dL} = pC + D \frac{1}{p}, \quad (6)$$

$$C = \frac{\rho_{g(sc)} T_{(sc)}}{z_{av} p_{(sc)} T_{av}} g \cos(\theta),$$

$$D = \frac{f}{2d_i} \frac{\rho_{g(sc)} z_{av} T_{av} p_{(sc)} v_{g(sc)}^2}{T_{(sc)}},$$

где  $T_{av}$  — среднее значение абсолютной температуры на малом участке  $dL$  НКТ, К;  $z_{av}$  — среднее значение коэффициента сверхсжимаемости газа на малом участке  $dL$  НКТ. В том случае, если на любой глубине в скважине произведение  $zT$  несущественно отличается от произведения  $z_{av} T_{av}$ , то забойное давление можно определить, интегрируя уравнение (6). Согласно принятым константам, при принятых значениях давления и температуры в поверхностных условиях ( $T_{(sc)} = 293,15$  К,  $p_{(sc)} = 101\,325$  Па), а также выражению (4) формула для расчета давления на забое газовой скважины примет вид представленный на рисунке 1 [2, 3].

Выражение (рис. 1) представляет собой формулу Г.А. Адамова, которая широко применяется в практических расчетах забойного давления в скважине. Данная зависимость получена для условий потока «сухого» газа, поэтому неизменное значение его относительной плотности снижает чувствительность данного метода к факту изменения плотностей фаз газа и конденсата по стволу скважины и, более того, не учитывает

$$p_{заб} = \sqrt{P_{ycm}^2 \exp(2S_0) + \frac{9,88 \cdot 10^3}{\cos(\theta)} \frac{f}{d_i^5} z_{av}^2 T_{av}^2 q_{g(sc)}^2 (\exp(2S_0) - 1)},$$

$$S_0 = 0,0341 \frac{\gamma_g}{z_{av} T_{av}} L \cos(\theta)$$

Рис. 1. Формула для расчета давления на забое газовой скважины:  $p_{ycm}$  — устьевое давление, Па;  $\gamma_g$  — относительная плотность газа по воздуху (плотность воздуха в поверхностных условиях 1,205 кг/м<sup>3</sup>)

Fig. 1. Formula for calculating the gas well bed pressure:  $p_{ycm}$  — wellhead pressure, Pa;  $\gamma_g$  — relative density of gas by air (air density in surface conditions 1,205 kg/m<sup>3</sup>)

дополнительные потери давления вследствие взаимодействия фаз.

Согласно работам [2, 3], в газовых скважинах в основном имеет место турбулентный режим течения, и при этом коэффициент гидравлического сопротивления рекомендуется определять по формуле Kleyweg

$$f = 0,25 \left( \lg \left[ \frac{5,62}{\text{Re}^{0,9}} + \frac{2\varepsilon/d_t}{7,41} \right] \right)^{-2} \quad (7)$$

Число Рейнольдса вычисляется согласно следующему выражению:

$$\text{Re} = \frac{\rho_g v_g d_t}{\mu_g},$$

где  $\mu_g$  — динамическая вязкость газа в текущих условиях, Па·с.

### Расчет забойного давления при наличии жидкости в потоке газа

Наличие жидкости в продукции скважин может быть обусловлено следующими факторами: выпадением конденсата, вызванным изменением термодинамических условий в процессе движения однофазной газоконденсатной смеси в пласте и по стволу, конденсацией водяных паров, содержащихся в газе, обводнением скважин пластовой водой, закачкой антикоррозионных ингибиторов в скважину и т.д. [2, 3]. Во всех этих случаях потери давления в стволе отличаются от таковых в скважинах с «сухим» газом.

При наличии жидкости в потоке газа необходимо рассчитать плотность жидкости по формуле, согласно балансу массы жидкости:

$$\rho_l = \frac{q_w \rho_w + q_c \rho_c}{q_l}, \quad (8)$$

где  $q_l$  — дебит жидкости, м<sup>3</sup>/с;  $q_w$  — дебит воды, м<sup>3</sup>/с;  $q_c$  — дебит конденсата, м<sup>3</sup>/с;  $\rho_w$  — плотность воды, кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_c$  — плотность конденсата, кг/м<sup>3</sup>.

Согласно работам [2, 3], эффективный дебит газожидкостной смеси можно рассчитать по формуле

$$q_{\text{эф}(sc)} = \frac{M_{g(sc)} + M_{l(sc)}}{\rho_{g(sc)}} = q_{g(sc)} + \frac{M_{l(sc)}}{\rho_{g(sc)}} \quad (9)$$

$$M_{l(sc)} = q_{l(sc)} \rho_{l(sc)},$$

$$M_{g(sc)} = q_{g(sc)} \rho_{g(sc)},$$

где  $M_{l(sc)}$  — массовый расход жидкости в поверхностных условиях, кг/с;  $M_{g(sc)}$  — массовый расход газа в поверхностных условиях, кг/с;  $q_{l(sc)}$  — дебит жидкости в поверхностных условиях, м<sup>3</sup>/с;  $q_{g(sc)}$  — дебит газа в поверхностных условиях, м<sup>3</sup>/с;  $\rho_{l(sc)}$  — плотность жидкости в поверхностных условиях, кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_{g(sc)}$  — плотность газа в поверхностных условиях, кг/м<sup>3</sup>.

Поправочный коэффициент на плотность определяется по формуле [2]

$$\rho = \frac{\rho_g \varphi + (1 - \varphi) \rho_{l(sc)}}{\rho_g}, \quad (10)$$

где  $\varphi$  — истинное газосодержание потока. Здесь плотность газа  $\rho_g$  вычисляется при средних значениях давления и температуры в стволе скважины. Поскольку истинное газосодержание потока по сечению трубы в скважине, как правило, неизвестно, то приближенно его можно найти по формуле [2, 3]

$$P_{\text{заб}} = \sqrt{P_{\text{ycm}}^2 \exp(2S_0) + \frac{9,88 \cdot 10^3}{\cos(\theta)} \frac{f}{\rho d_t^5} z_{\text{ав}}^2 T_{\text{ав}}^2 q_{\text{эф}(sc)}^2 (\exp(2S_0) - 1)}$$

$$S_0 = 0,0341 \frac{\rho \gamma_g}{z_{\text{ав}} T_{\text{ав}}} L \cos(\theta)$$

Рис. 2. Приближенный расчет забойного давления без учета фазовых переходов, режима и структуры потока

Fig. 2. Approximate calculation of downhole pressure without taking into account phase transitions, mode and flow structure

$$\varphi = \beta = \frac{q_g}{q_g + q_{l(sc)}} \quad (11)$$

С учетом поправочного коэффициента на плотность и эффективного дебита смеси, формула (рис. 1) для приближенного расчета забойного давления без учета фазовых переходов, режима и структуры потока имеет вид, представленный на рисунке 2 [2, 3].

### Расчет давления в газовой скважине, в продукции которой присутствует жидкость, на примере В, ВУ, НУ и Б месторождений

Исходными данными для прогнозирования давления по стволу газовой скважины являются конструкция скважины, термобарические условия и расходные характеристики добываемых флюидов (данные системы телеметрии скважин), состав пластового флюида (данные по лабораторным исследованиям проб).

Расчет давления по аналитическим формулам был осуществлен на промысловых данных, полученных при газодинамических исследованиях на трех газовых и 21 газоконденсатных скважинах с глубинными замерами давления, буферного давления и расходов добываемых флюидов (табл. 1) на В, ВУ, НУ и Б месторождениях при различных значениях конденсатогазового фактора (КГФ) и ВГФ.

Для скважин № 1-3 (табл. 1), в качестве методов пересчета забойного давления была принята формула Адамова (рис. 2) и однофазная модель (газ) (1). Результаты сравнения рассчитанного давления с глубинным замером представлены в таблице 2. Согласно полученным результатам, можно утверждать, что и однофазная модель (газ), и формула Адамова с достаточной точностью позволяют провести расчет давления в газовой скважине (среднее относительное отклонение менее 1 %, что в абсолютных единицах составляет

Табл. 1. Список газовых/газоконденсатных скважин

Tab. 1. List of gas/gas condensate wells

Месторождение	№ скважины	Глубина замера, м	Qгаза, тыс. м <sup>3</sup> /сут	КГФ, см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	ВГФ, г/м <sup>3</sup>	
В	Х6У	550	100–271	–	–	
	Х0У	550	60–270	–	–	
	Х4У	565	85–345	–	–	
ВУ	20Х01	3 532	235–876	297–338	0,4–3,7	
	20Х02	3 675	400–905	324–338	0,3–0,5	
	20Х04	3 310	250–602	260–325	3,3–8	
	20Х05	3 582	226–505	292–367	0–26,5	
	2ХУ04	3 992	181–676	289–381	1,8–13,3	
	НУ	У0Х01	3 692	246–585	160–248	5,7–12,6
		У0Х02	3 892	246–570	164–256	4,4–16
У0Х03		3 370	214–506	114–247	6,6–18,4	
У0Х07		3 896	180–457	148–255	1,3–13	
У0У01		3 770	243–763	187–291	4,7–11,7	
У0У03		3 865	330–863	280–301	4,6–6,4	
У0У04		3 924	283–735	245–254	4–8,6	
Б	У0У06	3 886	276–790	170–240	0,3–122	
	У0У07	3 817	288–700	196–205	4,6–6,7	
	1ХУ02	3 702	148–290	142–196	1,7–27	
	1ХХХ2	4 118	263–545	167	2–3,3	
	ХХУ02	3 908	144–153	111–137	60–66	
	1УУ01	4 024	254–645	108–110	9–12	
	1УУ05	3 520	238–542	100	6,4–11	
Б	Z72	1 250	150–274	–	6–7	
	Z82	1 270	200–343	–	251–252	

Табл. 2. Результаты сравнения рассчитанного забойного давления по однофазной модели (газ) и формуле Адамова с глубинными замерами  
 Tab. 2. Results of comparison of the calculated bottomhole pressure using a single-phase model (gas) and Adamov's formula with deep measurements

№ пп	Qгаза, тыс. м <sup>3</sup> /сут	Среднее относительное отклонение, %	
		по формуле Адамова	по однофазной модели (газ)
1	100–271	0,38	0,34
2	60–270	1,18	1,18
3	85–345	0,22	0,23
Среднее значение		0,6	0,6

0,1 МПа). Более того, установлено, что расчет давления в скважинах с «сухим» газом либо по формуле Адамова, либо по однофазной модели (газ) дает один и тот же результат по рассматриваемым скважинам.

Результаты расчета давления по стволу газовых скважин, в потоке которых присутствует конденсат и/или вода, представлены в таблице 3 и на рисунках 3, 4. Особенностью таких скважин по сравнению с нефтяными является то, что здесь могут реализовываться только два режима многофазного потока — вспененный и дисперсно-кольцевой [13]. Несмотря на то, что формула Адамова с поправкой на наличие жидкости в потоке газа позволяет с минимальным отклонением рассчитать забойное давление по сравнению с однофазной моделью (рис. 3 а–г), очевиден тот факт, что подобные расчеты в таких скважинах должны основываться на моделях многофазных течений, которые учитывают структуру и режимы течения. В частности, из рисунка 4б видно, что при большом значении ВГФ (251 г/м<sup>3</sup>) ни один из представленных подходов не дает приемлемой для практики точности расчета давления. Так, среднее относительное отклонение составляет 4,3 % по формуле Адамова и 10,1 % по однофазной модели, что в абсолютных значениях 0,4 МПа и 1 МПа, соответственно. Более того, расчет по однофазной модели может проводиться лишь при небольших значениях ВГФ (до 10 г/м<sup>3</sup>) и КГФ (до 100 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>), при этом среднее относительное отклонение составляет менее 2 % (рис. 4а, табл. 3). Однако аналитическое решение в виде формулы Адамова вполне может использоваться для расчета давления и являться простым инструментом для определения его оценочного значения без установления каких-либо режимов в скважине.

#### Итоги

Показано, что однофазная модель позволяет рассчитать давление по стволу газовой скважины с небольшой ошибкой (относительное отклонение менее 2 %) при небольших значениях ВГФ (примерно до 10 г/м<sup>3</sup>) и КГФ (примерно до 100 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>). При значениях выше указанных установлено, что расчет давления в случае выноса жидкости потоком газа должен осуществляться преимущественно по формуле Адамова, которая обеспечивает минимальное относительное отклонение по сравнению с однофазной моделью (более чем в 2 раза). Однако данная формула (КГФ >200 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> и

Табл. 3. Результаты сравнения рассчитанного забойного давления с глубинным замером при газодинамических исследованиях скважин, в продукции которых присутствует жидкость

Tab. 3. Results of comparison of the calculated bottomhole pressure with deep measurements when testing a well in which liquid is present

КГФ, см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	ВГФ, г/м <sup>3</sup>	Среднее относительное отклонение, %	
		Однофазная модель	Формула Адамова с поправкой на наличие жидкости
297–338	0,4–3,7	3,1	1,2
324–338	0,3–0,5	3,9	0,7
260–325	3,3–8	3,6	1,0
292–367	0–26,5	2,3	2,0
289–381	1,8–13,3	2,7	1,7
160–248	5,7–12,6	4,6	1,5
164–256	4,4–16	6,4	3,3
114–247	6,6–18,4	5,9	3,3
148–255	1,3–13	5,1	2,5
187–291	4,7–11,7	3,8	0,1
280–301	4,6–6,4	3,3	0,8
245–254	4–8,6	3,3	1,4
170–240	0,3–122	2,3	1,3
196–205	4,6–6,7	7,5	0,7
142–196	1,7–27	4,7	3,0
167	2–3,3	0,9	0,6
111–137	60–66	5,5	2,0
108–110	9–12	2,0	1,6
100	6,4–11,1	1,8	1,3
–	6–7	1,5	0,6
–	251–252	10,1	4,3

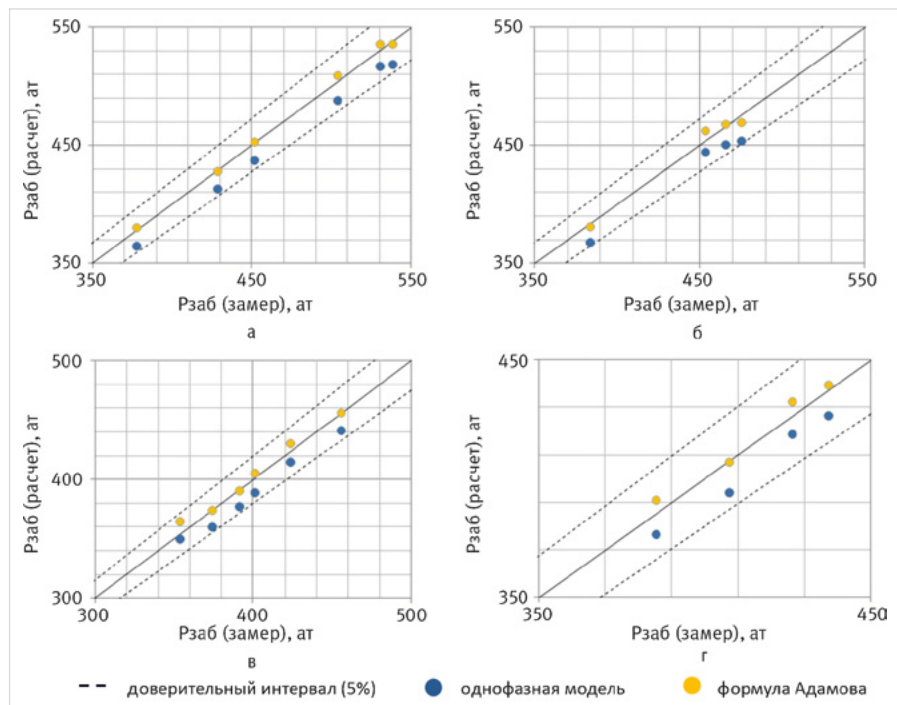


Рис. 3. Сравнение результатов расчета забойного давления, выполненного в программном комплексе «РН-ВЕГА», с фактическими данными для скважин, в продукции которых присутствует конденсат и вода: а – 20X01, б – 20X04, в – Y0Y01, з – Y0Y06  
 Fig. 3. Comparison of the results of calculating bottomhole pressure obtained in the “RN-VEGA” software package with actual data for wells whose production contains condensate and water: а – 20X01, б – 20X04, в – Y0Y01, з – Y0Y06



ВГФ  $>250 \text{ г/м}^3$ ) не всегда позволяет рассчитать давление на забое исследуемых скважин с достаточной для практики точностью (максимальное среднее относительное отклонение 3,3 % и 4,3 % соответственно).

### Выводы

Проблема расчета давления в стволе газовой скважины связана в первую очередь со сложностью описания характеристик многофазного потока, который обладает разнообразной структурой (капельки жидкости в ядре потока, пленка жидкости на стенках канала, реверсивное движение) и сопровождается фазовыми переходами (ретроградная конденсация, испарение конденсата). Учет этих факторов влияет на точность прогнозирования давления и на последующее формирование технологических режимов таких скважин. Здесь необходимы подходы и новые модели газожидкостных течений, которые бы, главным образом, основывались на экспериментах, проводимых в условиях, близких к скважинным, и учитывали особенности таких потоков (фазовые переходы, потери давления на трение при наличии жидкости в потоке газа, межфазные взаимодействия, режимы течения).

### Литература

1. Зотов Г.А., Алиев З.С. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. М.: Недра, 1980. 301 с.
2. Алиев З.С., Самулова Л.В., Мараков Д.А. Газогидродинамические исследования газовых пластов и скважин: Учебное пособие для вузов. М.: МАКС Пресс, 2011. 220 с.
3. Гриценко А.И., Алиев З.С., Ермилов О.М., Ремизов В.В., Зотов Г.А. Руководство по исследованию скважин. М.: Наука, 1995. 523 с.
4. Изюмченко Д.В., Мандрик Е.В., Мельников С.А., Плосков А.А., Моисеев В.В., Харитонов А.Н., Памужак С.Г. Эксплуатация газовых скважин в условиях активного водо- и пескопроявления // Вести газовой науки. 2018. № 13. С. 235–242.
5. Нигматуллин Ф.Н., Исламов Р.Р., Муслимов Б.Ш., Уткин Е.В., Ибатуллин А.А.

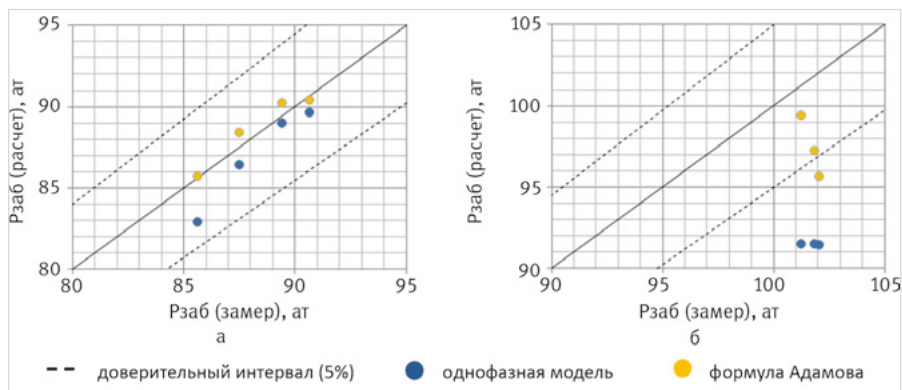


Рис. 4. Сравнение результатов расчета забойного давления, выполненного в программном комплексе «РН-ВЕГА», с фактическими данными для скважин, в продукции которых присутствует вода: а – Z72, б – Z82

Fig. 4. Comparison of the results of calculating bottomhole pressure obtained in the “RN-VEGA” software package with actual data for wells whose production contains water: a – Z72, б – Z82

- Комплексный подход по контролю за разработкой газовых залежей на примере «РН-Пурнефтегаз» // Наука и техника в газовой промышленности. 2020. № 1. С. 17–23.
6. Николаев О.В., Моисейкин П.А., Стоноженко И.В., Шулупин С.А. О расчете потерь давления для газовой скважины, продукция которой содержит воду // Вести газовой науки. 2015. № 3. С. 42–46.
  7. 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 Нефтегаз. 2015. № 10. С. 94–102.
  8. Салаватов Т.Ш., Аскеров Р.Х. Определение забойного давления в процессе эксплуатации обводненных газовых скважин // Газовая промышленность. 2017. № 1. С. 26–29.
  9. Николаев О.В., Соколов В.А. Методика расчета технологических параметров вертикальных газовых скважин, продукция которых содержит жидкость //

- Вести газовой науки. 2016. № 2. С. 84–90.
10. Анализ и интерпретация гидродинамических исследований скважин (ГДИС). URL: <https://rn.digital/mvega> (дата обращения 02.11.2023).
  11. Чиглинцева А.С., Сорокин И.А., Уразов Р.П., 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.
  12. Brill J.P., Mukherjee H. Multiphase flow in wells. Texas: Henry L. Doherty memorial fund of AIME, SPE Inc, 1999, 156 p. (In Eng).
  13. Николаев О.В. Совершенствование методов гидродинамического моделирования процессов добычи газа по результатам экспериментальных исследований газожидкостных потоков: Диссертация. Москва: Газпром ВНИИГАЗ, 2022. 328 с.

## ENGLISH

### Results

It is shown that the single-phase model makes it possible to calculate the pressure along the gas wellbore with a small error (relative deviation less than 2 %) at small values of VGF (up to approximately  $10 \text{ г/м}^3$ ) and CGF (up to approximately  $100 \text{ см}^3/\text{м}^3$ ). With values above those indicated, it has been established that the calculation of pressure in the case of liquid removal by a gas flow should be carried out primarily using the Adamov formula, which ensures a minimum relative deviation compared to the single-phase model (more than 2 times). However, this formula does not always (KGF  $>200 \text{ см}^3/\text{м}^3$  and VGF  $>250 \text{ г/м}^3$ ) allow one to calculate the pressure at the bottom of the studied wells with sufficient accuracy for practice (the maximum average relative deviation is 3,3 % and 4,3 %, respectively).

### References

1. Zotov G.A., Aliev Z.S. Instruction for complex research of gas and gas condensate formations and wells. Moscow: Nedra, 1980, 301 p. (In Russ).

### Conclusions

The problem of calculating pressure in a gas wellbore is associated primarily with the complexity of describing the characteristics of a multiphase flow, which has a diverse structure (liquid droplets in the flow core, a liquid film on the channel walls, reverse movement) and is accompanied by phase transitions (retrograde condensation). Consideration of these factors affects the accuracy of pressure forecasting and the subsequent formation of technological modes of such wells. Approaches and new models of gas-liquid flows are needed here, which would be mainly based on experiments conducted in conditions close to borehole ones and take into account the features of such flows (phase transitions, friction pressure losses in the presence of liquid in the gas stream, interfacial interactions, flow modes).

2. Aliev Z.S., Samulova L.V., Marakov D.A. Gas-hydrodynamic studies of gas formations and wells: A textbook for universities. Moscow: MAKS Press, 2011, 220 p. (In Russ).
3. Gritsenko A.I., Aliev Z.S., Ermilov O.M., Remizov V.V., Zotov G.A. Well testing guide. Moscow: Nauka, 1995, 523 p. (In Russ).
4. Iziumchenko D.V., Mandrik E.V., Melnikov S.A., Ploskov A.A., Moiseev V.V.,

- Kharitonov A.N., Pamuzhak S.G. Operation of gas wells in conditions of active water and sand manifestation. *Vesti gazovoy nauki*, 2018, issue 1, P. 235–242. (In Russ).
5. Nigmatullin F.N., Islamov R.R., Muslimov B.Sh., Utkin E.V., Ibatulin A.A. An integrated approach to monitoring the development of gas reservoirs (RN Purneftegaz LLC case). *Science and technology in the gas industry*, 2020, issue 1, P. 17–23. (In Russ).
6. Nikolaev O.V., Moiseikin P.A., Stonozhenko I.V., Shulepin S.A. On calculation of pressure drops in a gas well, which product contains water. *Vesti gazovoy nauki*, 2015, issue 3, P. 42–46. (In Russ).
7. 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).
8. Salavatov T.Sh., Askerov R.Kh. 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).
9. Nikolaev O.V., Sokolov V.A. Procedure for calculating process variables of vertical gas wells, which product contains liquid. *Vesti gazovoy nauki*, 2016, issue 2, P. 84–90. (In Russ).
10. Analysis and interpretation of hydrodynamic well surveys (DIS). URL: <https://rn.digital/rnvega> (date of access 02.11.2023). (In Russ).
11. 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).
12. Brill J.P., Mukherjee H. Multiphase flow in wells. Texas: Henry L. Doherty memorial fund of AIME, SPE Inc, 1999, 156 p. (In Eng).
13. Nikolaev O.V. Improving methods for hydrodynamic modeling of gas production processes based on the results of experimental studies of gas-liquid flows. Dissertation. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2022, 328 p. (In Russ).

#### ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Чиглицева 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)**

**Овчинников Максим Владимирович**, начальник отдела, АО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ», Новый Уренгой, Россия

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

**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)**

**Ovchinnikov Maxim Vladimirovich**, head of department, “ROSPAN INTERNATIONAL” JSC, Novy Urengoy, Russia

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

ООО «Выставочная компания  
Сибэкспосервис»



Восемнадцатая межрегиональная выставка  
оборудования для нефтегазового комплекса

**ГАЗ. НЕФТЬ.**

**НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ —**

**КРАЙНЕМУ СЕВЕРУ**

**НОВЫЙ УРЕНГОЙ, 27–28 марта 2024**

+7 (383) 335 63 50  
[vkscs@gandex.ru](mailto:vkscs@gandex.ru)  
[www.ses.net.ru](http://www.ses.net.ru)

**ЭКСПОЗИЦИЯ  
НЕФТЬ ГАЗ**

Генеральный информационный партнер