

Открытое акционерное общество «Газпром»
ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ И
ГАЗОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ – ГАЗПРОМ ВНИИГАЗ»
(ООО « Газпром ВНИИГАЗ»)

РЕЗУЛЬТАТ

научно-исследовательской работы

№, дата договора	№ 2622-0710-11-1 от 30.08.2012
Наименование договора	Разработка методических рекомендаций по моделированию технологических режимов эксплуатации систем сбора, внутрипромыслового транспорта и промышленной подготовки газа сеноманских залежей для проектов разработки, обустройства и реконструкции месторождений
№, наименование этапа	Этап 2. Разработка рекомендаций по моделированию технологических режимов эксплуатации систем сбора и внутрипромыслового транспорта газа сеноманских залежей для проектов разработки, обустройства и реконструкции месторождений
Наименование результата	Р Газпром «Моделирование технологических режимов эксплуатации систем сбора и внутрипромыслового транспорта газа сеноманских залежей»

пос. Развилка,
Ленинский р-н, Московская обл.
2015

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»

УТВЕРЖДАЮ

Член Правления ОАО «Газпром»,
начальник Департамента

_____ В.В. Черепанов
« ____ » _____ 201_ г.

РЕКОМЕНДАЦИИ ОАО «ГАЗПРОМ»

МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ
СИСТЕМ СБОРА И ВНУТРИПРОМЫСЛОВОГО ТРАНСПОРТА ГАЗА
СЕНОМАНСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ

Лист утверждения
Р Газпром ХХ-201Х

СОГЛАСОВАНО

Руководящий орган Системы
стандартизации ОАО «Газпром»

« ____ » _____ 201_ г.

Начальник Управления
ОАО «Газпром»

_____ В.З. Минликаев
« ____ » _____ 201_ г.

Генеральный директор
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

_____ П.Г. Цыбульский
« ____ » _____ 201_ г.

Директор Центра «Разработка,
эксплуатация месторождений
природных газов и бурение скважин»

_____ Д.В. Изюмченко
« ____ » _____ 201_ г.

Начальник лаборатории
промышленной подготовки газа

_____ А.В. Елистратов
« ____ » _____ 201_ г.

Общество с ограниченной ответственностью
«Научно-исследовательский институт природных газов
и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ»
Москва
2015

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»

РЕКОМЕНДАЦИИ ОРГАНИЗАЦИИ

**МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ
ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМ СБОРА И ВНУТРИПРОМЫСЛОВОГО
ТРАНСПОРТА ГАЗА СЕНОМАНСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ**

Р Газпром ХХ–201_

Издание официальное

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»

**Общество с ограниченной ответственностью
«Научно – исследовательский институт природных газов и газовых
технологий - Газпром ВНИИГАЗ»**

**Общество с ограниченной ответственностью
«Газпром экспо»**

Москва 2015

Предисловие

- | | |
|-------------------|---|
| 1 РАЗРАБОТАНЫ | Обществом с ограниченной ответственностью
«Газпром ВНИИГАЗ»
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ») |
| 2 ВНЕСЕНЫ | Управлением Департамента
ОАО «Газпром» |
| 3 УТВЕРЖДЕНЫ | Начальником Департамента
ОАО «Газпром»
В.В. Черепановым «___» ___ _____ 201_ г. |
| 4 ВВЕДЕНЫ ВПЕРВЫЕ | |

© ОАО «Газпром», 201_

© Оформление ООО «Газпром экспо», 201_

Распространение настоящих рекомендаций осуществляется в соответствии с действующим законодательством и с соблюдением правил, установленных ОАО «Газпром»

Содержание

Введение	IV
1 Область применения	1
2 Нормативные ссылки	1
3 Термины, определения и сокращения	2
4 Общие положения.....	3
5 Рекомендации по использованию методик моделирования технологических режимов эксплуатации систем сбора и внутрипромыслового транспорта газа сеноманских месторождений.....	3
6 Методика гидродинамического расчета трубопроводов систем сбора и внутрипромыслового транспорта газа.....	4
6.1 Определение эквивалентной трассы трубопроводов.....	4
6.2 Гидравлический расчет нисходящих участков трубопровода.....	7
6.3 Гидравлический расчет восходящих участков трубопровода.....	11
7 Рекомендации по адаптации гидродинамических моделей к фактическому состоянию систем сбора и внутрипромыслового транспорта газа	12
7.1 Применение коэффициента гидравлической эффективности.....	12
7.2 Применение коэффициента гидростатических потерь.....	13
Библиография	15

Введение

Настоящие рекомендации разработаны в соответствии с перечнем приоритетных научно-технических проблем ОАО «Газпром» на период 2011–2020 гг., утвержденный Председателем Правления ОАО «Газпром» А.Б. Миллером (№ 01-114 от 04.10.2011), проблема 5.4 «Технологии добычи углеводородов на действующих месторождениях» и программой научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ ОАО «Газпром» на 2014 год, утвержденной Председателем Правления ОАО «Газпром» А.Б. Миллером (№ 01-39 от 03.02.2014 г.).

Целью внедрения настоящих рекомендаций является унификация методики расчетного моделирования режимов эксплуатации систем сбора, внутрипромыслового транспорта газа сеноманских залежей дочерними обществами и организациями ОАО «Газпром» с учетом современных научных и технических достижений в данной области.

Разработка настоящих рекомендаций выполнена в рамках договора № 2622-0710-11-1 от 30 августа 2012 г., этап 2 «Разработка рекомендаций по моделированию технологических режимов эксплуатации систем сбора и внутрипромыслового транспорта газа сеноманских залежей для проектов разработки, обустройства и реконструкции месторождений».

В разработке настоящих рекомендаций принимали участие сотрудники ООО «Газпром ВНИИГАЗ»: А.В. Елистратов, В.А. Сулейманов, А.А. Ротов, И.А. Гужов, Т.В. Чельцова.

РЕКОМЕНДАЦИИ ОТКРЫТОГО АКЦИОНЕРНОГО ОБЩЕСТВА «ГАЗПРОМ»

**МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ
ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМ СБОРА И
ВНУТРИПРОМЫСЛОВОГО ТРАНСПОРТА ГАЗА
СЕНОМАНСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ**

Дата введения – _____

1 Область применения

1.1 Настоящие рекомендации определяют требования к расчетному моделированию технологических режимов эксплуатации систем сбора и внутрипромыслового транспорта газа.

1.2 Настоящие рекомендации предназначены для использования дочерними обществами и организациями ОАО «Газпром» при:

- выполнении проектов разработки, обустройства и реконструкции сеноманских залежей месторождений;
- расчете параметров технологических режимов эксплуатации систем сбора и внутрипромыслового транспорта газа.

2 Нормативные ссылки

В настоящих рекомендациях использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 30319.1–96 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств природного газа, его компонентов и продуктов его переработки;

ГОСТ 30319.2–96 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение коэффициента сжимаемости;

ГОСТ 30319.3–96 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств по уравнению состояния;

СТО Газпром 2-3.5-051-2006 «Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов».

Примечание – При пользовании настоящими рекомендациями целесообразно проверить действие ссылочных стандартов по соответствующим указателям, составленным на 1 января текущего года, и информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящими рекомендациями следует руководствоваться замененным (измененным) стандартом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины, определения и обозначения

3.1 В настоящих рекомендациях применены следующие термины с соответствующими определениями:

3.1.1 **эквивалентная трасса**: последовательность прямолинейных нисходящих и восходящих участков, построенных из условия равнозначимости с гидравлической точки зрения с реальной трассой трубопровода.

3.2 В настоящих рекомендациях применены следующие обозначения:

F_r – число Фруда;

Re – число Рейнольдса.

4 Общие положения

4.1 Моделирование проводится с целью прогнозирования и оптимизации технологических режимов эксплуатации систем сбора и внутрипромыслового транспорта газа.

4.2 При моделировании технологических режимов эксплуатации системы сбора и внутрипромыслового транспорта газа рассматриваются как системы

трубопроводов, осуществляющих транспортировку продукции добывающих скважин или кустов скважин на технологические площадки подготовки газа.

4.3 В качестве исходных данных для моделирования используются:

- состав продукции добывающих скважин;
- давление, температура и расход продукции на входах трубопроводов, обеспечиваемые скважинами;
- конструктивные характеристики (диаметр, протяженность, профиль) трубопроводов;
- адаптационные параметры, характеризующие текущие эксплуатационные характеристики трубопроводов (коэффициент теплообмена с окружающей средой, гидравлическая эффективность).

4.4 В результате моделирования определяются термобарические и расходные характеристики потоков продукции в трубопроводах системы сбора и внутрипромыслового транспорта газа.

5 Рекомендации по использованию методик моделирования технологических режимов эксплуатации систем сбора и внутрипромыслового транспорта газа сеноманских месторождений

5.1.1 Моделирование технологических режимов эксплуатации систем сбора и внутрипромыслового транспорта газа сеноманских месторождений проводится на основе методик расчета гидравлических и тепловых характеристик потоков в трубопроводах, с учетом компонентного состава транспортируемой продукции.

5.1.2 Продукция скважин сеноманских месторождений, транспортируемая трубопроводами систем сбора и внутрипромыслового транспорта, рассматривается как двухфазная газожидкостная смесь.

5.1.3 Расчет состава жидкой и газовой фаз, а также теплофизических свойств транспортируемой продукции следует проводить согласно ГОСТ 30319.1–96, ГОСТ 30319.2–96, ГОСТ 30319.3–96.

5.1.4 Моделирование тепловых режимов эксплуатации трубопроводов проводится в соответствии с методикой, приведенной в СТО Газпром 2-3.5-051-2006.

5.1.5 Гидродинамическое моделирование газожидкостных смесей в трубопроводах проводится согласно [1] по методике, приведенной в разделе 6 данной работы.

Примечание – Методика рекомендуется для моделирования режимов эксплуатации промысловых трубопроводов, транспортирующих сеноманский газ с содержанием жидкости не более 100 г/м^3 при давлениях 0,1–12,0 МПа.

5.1.6 Для адаптации гидродинамических моделей трубопроводов к фактическому состоянию систем сбора и внутрипромыслового транспорта газа используется методика приведенная в разделе 7 данной работы.

Примечание – Для гидродинамического моделирования наряду с приведенными методиками могут быть использованы методики, входящие в состав существующих программных продуктов PipeSim, Pipephase, OLGA и др. При создании моделей трубопроводов, транспортирующих продукцию сеноманских месторождений, рекомендуется использовать методики гидравлического расчета TACITE и OLGAS.

6 Методика гидродинамического расчета трубопроводов систем сбора и внутрипромыслового транспорта газа

6.1 Определение эквивалентной трассы трубопроводов

6.1.1 Гидравлический расчет трубопроводов для транспорта газожидкостных смесей выполняется по участкам эквивалентной трассы, представляющей последовательность прямолинейных нисходящих и восходящих участков, построенных из условия равнозначности реальной и эквивалентной трасс с гидравлической точки зрения.

6.1.2 Гидравлический расчет нескольких эквивалентных участков, входящих в состав трубопровода, производится последовательно, по направлению движения потока.

6.1.3 Восходящим участком эквивалентной трассы считается такой отрезок между перевальными точками реального профиля, по которому независимо от количества и углов наклона промежуточных участков движение смеси происходит только на подъем (рисунок 1).

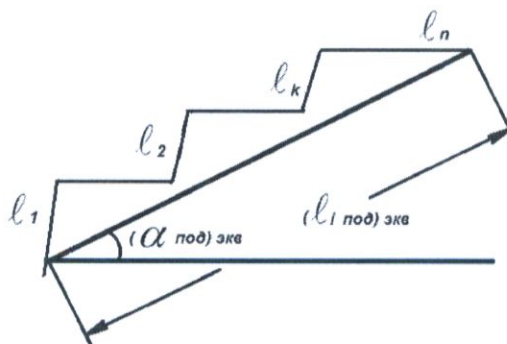


Рисунок 1 – Определение эквивалентной трассы подъемного участка трубопровода

6.1.4 За длину i -го эквивалентного подъема участка принимается общая длина восходящего участка реальной трассы между двумя перевальными точками:

$$(l_{i \text{ под}})_{\text{экв}} = \sum_{k=1}^n l_{k \text{ под}}, \quad (1)$$

где $l_{k \text{ под}}$ – длина k -го участка, входящего в подъемный участок между перевальными точками.

6.1.5 За угол наклона восходящего эквивалентного участка принимается осредненный угол наклона, определяемый из условия:

$$(\sin \alpha_{i \text{ под}})_{\text{экв}} = \frac{H_n - H_k}{(l_{i \text{ под}})_{\text{экв}}}, \quad (2)$$

где H_n , H_k – отметки начальной и конечной перевальных точек восходящего участка.

6.1.6 Нисходящим участком эквивалентной трассы считается такой отрезок реальной трассы, на котором течение смеси происходит на спуск при постоянном угле наклона (рисунок 2 и 3).

В эквивалентный нисходящий участок могут быть включены сопряженные нисходящие участки, если их угол наклона изменяется по отношению к первому (по ходу движения) участку не более чем на 10 %.

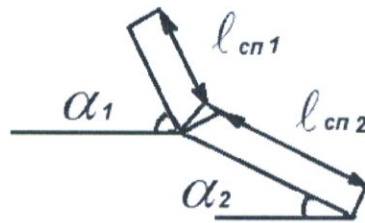


Рисунок 2 – Определение эквивалентной трассы нисходящего участка трубопровода при значительных (более 10 %) изменениях углов наклона участков

$$\left| \frac{\alpha_1 - \alpha_2}{\alpha_1} \right| > 0,1. \quad (3)$$

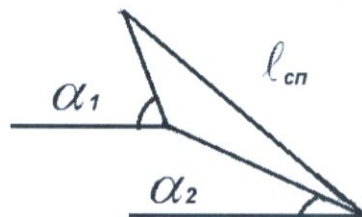


Рисунок 3 – Определение эквивалентной трассы нисходящего участка трубопровода при малых (менее 10 %) изменениях углов наклона участков

$$\left| \frac{\alpha_1 - \alpha_2}{\alpha_1} \right| \leq 0,1. \quad (4)$$

6.1.7 За расчетную длину i -го нисходящего участка принимается общая длина всех отрезков реальной трассы, вошедших в нисходящий участок эквивалентной трассы.

$$(\ell_{i\text{сн}})_{\text{экр}} = \sum_{k=1}^n \ell_{k\text{сн}}, \quad (5)$$

где $\ell_{k\text{сн}}$ – длина k -го расчетного участка, входящего в нисходящий участок реальной трассы.

6.1.8 За угол наклона нисходящего участка эквивалентной трассы принимается осредненный угол, определяемый из условия:

$$(\sin \alpha_{i\text{сн}})_{\text{экр}} = \frac{H_{\text{н}} - H_{\text{к}}}{(\ell_{i\text{сн}})_{\text{экр}}}, \quad (6)$$

где $H_{\text{н}}$, $H_{\text{к}}$ – отметки начальной и конечной точек эквивалентного нисходящего участка.

6.2 Гидравлический расчет нисходящего участка трубопровода

6.2.1 Гидравлический расчет нисходящего участка трубопровода проводится с учетом режима течения газожидкостной смеси.

6.2.2 Определение режима течения газожидкостной смеси на нисходящем участке трубопровода проводится на основе критериальных соотношений.

6.2.2.1 Определяется критерий V^* :

$$V^* = (121,26 - 0,25\bar{\mu}^{-0,6})(\text{Re}_2 \text{Fr}_{\text{см}})^{-1/3} \left(\frac{\rho_2}{\rho_1 - \rho_2} \right)^{-1/2} \beta_1^{0,115}, \quad (7)$$

где:

$$\text{Re}_2 = \frac{w_{\text{см}} \rho_2 D}{\mu_2}, \quad \text{Fr}_{\text{см}} = \frac{w_{\text{см}}^2}{gD}, \quad w_{\text{см}} = \frac{4Q_{\text{см}}}{\pi D^2}, \quad \bar{\mu} = \frac{\mu_1}{\mu_2}, \quad \beta_1 = \frac{Q_1}{Q_{\text{см}}},$$

$Q_1, Q_{см}$ – объемные расходы жидкой фазы и газожидкостной смеси;

ρ_1, ρ_2 – плотности жидкой и газовой фаз;

μ_1, μ_2 – вязкости жидкой и газовой фаз;

$w_{см}$ – скорость газожидкостной смеси;

β_1 – расходное объемное содержание жидкости;

D – диаметр трубопровода;

g – ускорение свободного падения.

При $V^* \leq 1$ в трубопроводе реализуется кольцевой режим течения, при $V^* > 1$ – реализуется пробковый или расслоенный режим течения.

6.2.2.2 Определяется критерий Fr^* :

$$Fr^* = [0,2 + 2\sin(\alpha_{\max})/\lambda_1](1 - \beta_2)^{-2} \exp(-2,5\beta_2), \quad (8)$$

где:

α_{\max} – максимальный угол наклона между соседними участками эквивалентной трассы трубопровода;

β_2 – расходное объемное содержание газа;

λ_1 – коэффициент гидравлического сопротивления, соответствующий скорости безнапорного течения жидкости в нисходящем участке трассы с максимальным углом наклона:

$$\lambda_1 = 2gD\sin(\alpha_{\max})/w_1^2, \quad w_1 = 4Q_1/\pi D^2 \quad (9)$$

При $Fr_{см} \geq Fr^*$ на рассматриваемом участке трубопровода имеет место пробковый режим течения смеси.

При $Fr_{см} < Fr^*$ на рассматриваемом участке трубопровода имеет место расслоенное течение смеси.

6.2.3 Определение перепада давления на нисходящем расчетном участке при кольцевом и пробковом течении выполняется по формуле:

$$-\frac{\Delta P}{\Delta L} = \lambda_{см} \frac{w_{см}^2}{2D} \left[\frac{\beta_1^2}{\varphi_1} \rho_1 + \frac{\beta_2^2}{\varphi_2} \rho_2 \right] - (\varphi_1 \rho_1 + \varphi_2 \rho_2) g \sin(\alpha), \quad (10)$$

где φ_1 – истинное объемное содержание жидкости в потоке, а истинное содержание газа φ_2 определяется по формуле:

$$\varphi_2 = 1 - \varphi_1, \quad (11)$$

$\lambda_{см}$ – коэффициент гидравлического сопротивления смеси, определяемый по формуле:

$$\lambda_{см} = \psi \lambda_0, \quad (12)$$

где ψ – приведенный коэффициент сопротивления, λ_0 – коэффициент гидравлического сопротивления при течении однородной жидкости.

6.2.3.1 Величина φ_1 при нисходящем течении газожидкостной смеси в кольцевом режиме определяется по формуле:

$$\varphi_1 = \left[1 - \frac{1}{1 + 5,84 \cdot 10^{-6} (\text{Re}_1 \text{Fr}_{см} \bar{\rho} / (1 - \bar{\rho})) |\sin \alpha|^{-1,66}} \right] \frac{55 \beta_1^{1/2}}{(\text{Re}_1 \text{Fr}_{см} \bar{\rho} / (1 - \bar{\rho}))^{1/3}}, \quad (13)$$

где $\text{Re}_1 = w_{см} \rho_1 D / \mu_1$, $\bar{\rho} = \rho_2 / \rho_1$ – приведенная плотность.

6.2.3.2 Величина φ_1 при нисходящем пробковом потоке определяется по формуле:

$$\varphi_1 = 1 - K_1 / \beta_1, \quad (14)$$

где K_1 – коэффициент, учитывающий влияние вязкости жидкости:

$$K_1 = 0,35 + 1,44 \sqrt{\mu} \quad \text{при } \mu < 0,01, \quad (15)$$

$$K_1 = 0,77 + 0,23 \sqrt{\mu} \quad \text{при } \mu \geq 0,01.$$

6.2.3.3 Приведенный коэффициент гидравлического сопротивления ψ при кольцевом режиме определяется по формуле:

$$\psi = 1 + 0,031 \beta_1^{1/2} (\text{Re}_2 \text{Fr}_{см} (1 - \bar{\rho}) / \bar{\rho})^{1/3} \exp[-15(\bar{\rho} + \beta_1)]. \quad (16)$$

Коэффициент гидравлического сопротивления λ_0 при течении однородной жидкости определяется по формуле:

$$\lambda_0 = 0,067 \left(\frac{158}{\text{Re}_1} + \frac{2K_9}{D} \right)^{0,2}, \quad (17)$$

где K_9 – эквивалентная шероховатость.

6.2.3.4 Приведенный коэффициент гидравлического сопротивления ψ при пробковом режиме определяется по формуле:

$$\psi = \frac{1 - 0,78\beta_2 [1 - \exp(-4,4\text{Fr}_{cm}/\text{Fr}_a)] - 0,22\beta_2 \cdot [1 - \exp(-15\rho)]}{1 - \beta_2}, \quad (18)$$

Значение Fr_a определяется по соотношениям:

$$\begin{aligned} \text{Fr}_a &= 1150 \mu^{0,79} \quad \text{при } \mu \leq 0,001, \\ \text{Fr}_a &= 9,8 \mu^{0,1} \quad \text{при } \mu > 0,001. \end{aligned} \quad (19)$$

Для пробкового потока λ_0 определяется по формуле:

$$\lambda_0 = 0,067 \left(\frac{158}{\text{Re}_{cm}} + \frac{2K_9}{D} \right)^{0,2}, \quad (20)$$

где

$$\text{Re}_{cm} = w_{cm} \left(\frac{\beta_1 \rho_1}{\mu_1} + \frac{\beta_2 \rho_2}{\mu_2} \right) D. \quad (21)$$

6.2.4 При расслоенном режиме течения на нисходящем участке гидравлический расчет производится по формуле:

$$-\frac{\Delta P}{\Delta L} = \lambda_0 \frac{\rho_2 \cdot w_2^2}{2D_2} - \rho_2 g \sin(\alpha), \quad (22)$$

где

$$D_2 = \frac{\varphi_2 \pi D}{\theta}, \quad w_2 = \frac{4Q_2}{\pi D_2^2}. \quad (23)$$

Истинное содержание газа определяется по формуле:

$$\varphi_2 = 1 - 2,63 \left(\frac{\beta_1^2 Fr_{cm} (1 - \rho) / \rho}{0,02 + \sin^{1/2} \alpha} \right)^{1/3}, \quad (24)$$

а параметр θ определяется из уравнения

$$\theta - \sin \theta \cos \theta = \pi \varphi_2. \quad (25)$$

6.3 Гидравлический расчет восходящего участка трубопровода

6.3.1 Гидравлический расчет восходящего участка трубопровода проводится с учетом режима течения газожидкостной смеси.

6.3.2 Определение режима течения газожидкостной смеси на восходящем участке трубопровода проводится на основе критерия V^* , определяемого по формуле (7). При $V^* \leq 1$ имеет место кольцевой режим течения смеси, при $V^* > 1$ реализуется пробковый режим течения смеси.

6.3.3 Гидравлический расчет восходящего участка трубопровода производится по формуле (10).

6.3.3.1 Величина φ_1 для восходящего кольцевого потока определяется формулой:

$$\varphi_1 = \frac{\varphi_1^*}{1 + 200\beta_1} + \frac{55\beta_1^{1/2}}{(Re_1 Fr_{cm} \rho / (1 - \rho))^{1/3}}, \quad (26)$$

где φ_1^* – истинное объемное содержание жидкости при нулевой подаче жидкости:

$$\varphi_1^* = \frac{3,3 - w_a}{Re_1 Fr_{cm} \rho / (1 - \rho)} \quad \text{при } w_a < 3,3, \quad (27)$$

$$\varphi_1^* = 0 \quad \text{при } w_a \geq 3,3,$$

где

$$w_a = w_{cm} \left(\frac{\rho_1 - \rho_2}{\sigma g |\sin \alpha|} \right)^{0,25} \sqrt{\frac{\rho_1}{\rho_2}}.$$

6.3.3.2 Для пробкового восходящего потока

$$\varphi_2 = \beta_2 K_1 \left[1 - \exp(-4,4 \sqrt{Fr_{cm} / Fr_a}) \right]. \quad (28)$$

Здесь коэффициент K_1 определяется по формуле (15).

6.3.3.3 При восходящем кольцевом течении смеси величина ψ определяется по формуле (16).

6.3.3.4 При восходящем пробковом течении смеси величина ψ определяется по формуле (18).

7 Рекомендации по адаптации гидродинамических моделей к фактическому состоянию систем сбора и внутрипромыслового транспорта газа

7.1 Применение коэффициента гидравлической эффективности

7.1.1 Коэффициент гидравлической эффективности E используется для адаптации методики гидравлического расчета трубопровода к его фактическому состоянию при расчете потерь давления, обусловленных силами трения.

7.1.2 Применение коэффициента гидравлической эффективности позволяет скорректировать отклонение расчетного гидравлического сопротивления трубопровода от его фактических значений, а также учитывает местные гидравлические сопротивления (крановых узлов, задвижек, твердых отложений) в трубопроводе.

7.1.3 При адаптации гидравлической модели трубопровода коэффициент гидравлической эффективности E вводится в уравнение (10) в слагаемое, учитывающее потери давления на трение:

$$-\frac{\Delta P}{\Delta L} = \frac{\lambda_{см}}{E^2} \frac{w_{см}^2}{2D} \left[\frac{\beta_1^2}{\varphi_1} \rho_1 + \frac{\beta_2^2}{\varphi_2} \rho_2 \right] - (\varphi_1 \rho_1 + \varphi_2 \rho_2) g \sin(\alpha), \quad (29)$$

7.1.4 Определение коэффициента гидравлической эффективности проводится на основе сопоставления расчетных (полученных в ходе моделирования) и фактических эксплуатационных данных о работе трубопровода в режимах, когда гидравлическая составляющая в расчетных потерях давления является преобладающей.

Примечание – При отсутствии фактических эксплуатационных данных о работе трубопровода в указанных режимах, значение коэффициента гидравлической эффективности рекомендуется принимать равным 0,8.

7.1.6 Коэффициент гидравлической эффективности определяется как отношение фактической производительности трубопровода Q_{ϕ} к ее расчетному значению Q_p :

$$E = \frac{Q_{\phi}}{Q_p}. \quad (30)$$

Под расчетной производительностью Q_p понимается расчетное значение расхода газожидкостной смеси по настоящей методике при фактических значениях давления на входе и выходе трубопровода.

7.2 Применение коэффициента гидростатических потерь

7.1.1 Коэффициент гидростатических потерь K используется для адаптации методики гидравлического расчета трубопровода к его фактическому состоянию при расчете потерь давления, обусловленных весом жидкости на подъемных участках трубопровода.

7.1.2 Введение коэффициента гидростатических потерь позволяет учесть отклонение расчетного объема накопленной в трубопроводе жидкости от его фактического значения.

7.1.3 При адаптации гидравлической модели трубопровода коэффициент K вводится в уравнение (10) в слагаемое, учитывающее гидростатические потери давления:

$$-\frac{\Delta P}{\Delta L} = \lambda_{см} \frac{w_{см}^2}{2D} \left[\frac{\beta_1^2}{\varphi_1} \rho_1 + \frac{\beta_2^2}{\varphi_2} \rho_2 \right] - \rho_1 (\varphi_1 + \varphi_2 \rho) g \sin(\alpha), \quad (31)$$

7.1.4 Определение коэффициента проводится на основе сопоставления расчетных (полученных в ходе моделирования) и фактических эксплуатационных данных о работе трубопровода в режимах, когда гидростатическая составляющая в расчетных потерях давления является преобладающей.

Примечание – При отсутствии фактических эксплуатационных данных о работе трубопровода в указанных режимах, значение коэффициента гидростатических потерь следует принимать равным 1.

7.1.5 Коэффициент гидростатических потерь определяется как отношение расчетного значения производительности Q_p к ее фактическому значению Q_ϕ :

$$K = \frac{Q_p}{Q_\phi}. \quad (32)$$

Библиография

[1] ВСН 51-3-85

Проектирование промышленных стальных
трубопроводов

ОКС 75.180.01

Ключевые слова: моделирование, технологический режим, эксплуатация, системы сбора, внутрипромысловый транспорт, сеноманская залежь
