

© В.Р. ЦИБУЛЬСКИЙ, И.Г. СОЛОВЬЕВ, Д.Н. СУБАРЕВ

tsibulsky@ipdn.ru, solovyev@ikz.ru, milanec.88@mail.ru

УДК 622.276

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ДИНАМИКИ ПРОЦЕССА СЕПАРАЦИИ ГАЗА В СИСТЕМЕ ПЕРВИЧНОГО КОНТРОЛЯ МАСС ГАЗОЖИДКОСТНОЙ СМЕСИ

АННОТАЦИЯ. Статья посвящена построению математической модели процесса сепарации газа в системе первичного контроля масс газожидкостной смеси. Данная модель позволяет провести анализ динамики процессов сепарации в условиях нестационарных входных потоков с сильными проявлениями газового фактора.

SUMMARY. The article is devoted to the construction of mathematical model of process of gas separation in the system of primary weight control of gas and liquid mix. The given model allows to carry out the dynamics analysis of processes of separation in the conditions of non-stationary entrance streams with strong displays of the gas factor.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА. Сепарация, газ, жидкость, давление, объем.

KEY WORDS. Separation, gas, liquid, pressure, volume.

Рассмотрим ниже гидродинамическую модель системы первичного контроля массовых расходов жидкости и газа из скважины, предназначенную для анализа динамики процессов сепарации в условиях нестационарных входных потоков с сильными проявлениями газового фактора.

Функциональная схема замещения процесса транспортировки и сепарации газожидкостной смеси от устья до коллектора представлена на рис. 1.

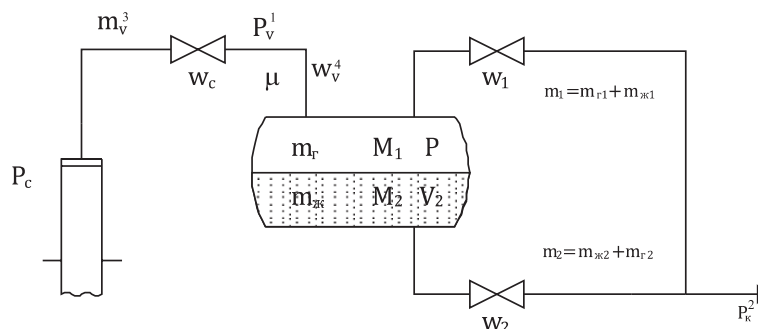


Рис. 1. Функциональная схема замещения

Функциональная схема замещения характеризуется следующими параметрами: P_c — давление скважины приведенное к устью, P_k^2 — давление нефтесборного коллектора, P_v^1 — давление на входе в сепаратор, P — давление в сепараторе, μ — доля жидкости в потоке газожидкостной смеси, $(1 - \mu)$ — доля газа в потоке газожидкостной смеси, m_v^3 — массовый расход газожидкостной смеси скважины, ρ_r — плотность газа, V — объем сепаратора, V_2 — объем заполнения сепаратора

жидкостью, S_c — среднее сечение сепаратора, ω_c — гидропроводность участка «устье-сепаратор», ω_v — гидропроводность участка «вход-полость» сепаратора, ω_1 — гидропроводность газового штуцера на выходе сепаратора, ω_2 — гидропроводность жидкостного штуцера на выходе сепаратора, κ_r — коэффициент пропорций между расходами газа и жидкости через один и тот же штуцер.

Согласно закону сохранения масс, справедливы следующие балансовые соотношения для газовой фазы и для жидкой фазы полости сепаратора:

$$m_v = m_g + m_{ж} \quad (1)$$

$$\frac{dM_1}{dt} = m_g - m_{g1} - m_{g2}, \quad (2)$$

$$\frac{dM_2}{dt} = m_{ж} - m_{ж1} - m_{ж2}, \quad (3)$$

где M_1 — накопленная масса газа в полости сепаратора, m_g — массовый расход свободного газа на входе сепаратора, m_{g1} и m_{g2} — массовые расходы газа в выходных штуцерах, M_2 — накопленная масса жидкости в полости сепаратора, $m_{ж}$ — массовый расход жидкой фазы на входе сепаратора, $m_{ж1}$ и $m_{ж2}$ — массовые расходы жидкости в выходных штуцерах.

Ниже представлена гидростатическая модель потери напора на участке «скважина — вход сепаратора», которая учитывает среднее долевое разделение фаз в потоке, функцией μ .

$$m_v(t) = \omega_c \sqrt{(\mu(t) \cdot \rho_{ж} + (1 - \mu(t)) \cdot \rho_g(t)) \cdot (P_c - P_v(t))}, \quad (4)$$

где $\rho_{ж}$ — плотность жидкости, $\rho_g(t) = \theta_r \cdot P_v(t)$ — плотность газа, ω_c — параметр гидропроводности участка «скважина — вход сепаратора».

Модели разгазирования нефти в подъемнике с учетом прямой инъекции газа из газовой шапки имеют сложные многофакторные формы описания, приводящие к различным и изменчивым структурам потоков газожидкостных смесей [1]. Введем упрощенное описание функции μ , учитывающее действие главного фактора разгазирования, связанного с падением давления в линии P_v . Относительный объем газа в потоке при снижении P_v возрастает, уменьшая пропускную способность коллектора по жидкости, причем каждая скважина характеризуется своими параметрами предельного разгазирования от $(1 - \mu_{max})$ до $(1 - \mu_{min})$ (рис. 2, где $P_0 \approx 0,1$ МПа — атмосферное давление) и динамикой реакции газового потока на изменение P_v .

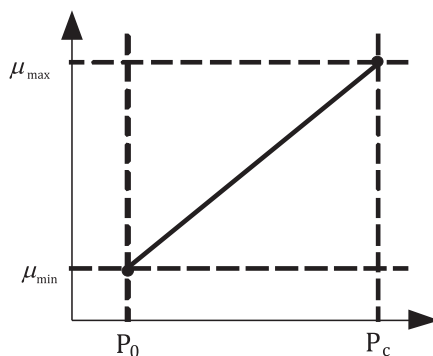


Рис. 2. График предельного состояния доли жидкости в потоке при разгазировании

$$\mu_{\infty} = \mu_{min} + \frac{P_v - P_o}{P_c - P_o} \cdot (\mu_{max} - \mu_{min}). \quad (5)$$

В общем случае динамика по газу имеет двухтемповую природу: медленную, связанную с прямой инъекцией газа в забой из газовой шапки, и быструю, связанную с разгазированием восходящего потока нефти [2]. Ограничиваясь одно-темповой схемой разгазирования, динамику μ будем описывать уравнением [3]:

$$T_{\mu} \cdot \frac{d\mu}{dt} = -\mu + \mu_{min} + \frac{P_v - P_o}{P_c - P_o} \cdot (\mu_{max} - \mu_{min}), \quad (6)$$

где T_{μ} — постоянная вариации реакции гидравлической системы по газу.

Сепаратор как гидравлическая единица обуславливает свои потери напора с параметром гидропроводности ω_v по жидкости и $\omega_v \cdot \kappa_g$ по газу. В результате массовый расход по входу жидкой фазы может быть представлен уравнением:

$$m_{жс}(t) = \mu(t) \cdot \omega_v \cdot \sqrt{\rho_{жс} \cdot (P_v(t) - P(t))}, \quad (7)$$

а расход газа соответственно:

$$m_g(t) = (1 - \mu(t)) \cdot \omega_v \cdot \kappa_g \cdot \sqrt{(P_v(t) - P(t))^2}. \quad (8)$$

Выходные потоки из сепаратора m_1 и m_2 не обеспечивают строгого разделения газожидкостной смеси на газ и жидкость, особенно при больших расходах [4]. Полагается, что наилучшее разделение имеет место при заданном по проекту уровне h_* заполнения сепаратора объема V жидкой фазой, например, при $V_{2*} = 0,5V$. Если уровень жидкости превышает контрольные значения $V_2 > V_{2*}$, то интенсифицируется захват жидкости газовой фазой, регулируемой гидропроводностью газового штуцера ω_1 :

$$m_g(t) = k_g \cdot \omega_1(t) \cdot \sqrt{P(t)^2 - P_k^2} + \gamma_2(t) \omega_1(t) \cdot \sqrt{\rho_{жс} \cdot (P(t) - P_k)}, \quad (9)$$

При снижении объема жидкости: $V_2 < V_{2*}$ интенсифицируется захват газа жидкостной фазой с регулируемой гидропроводностью ω_2 :

$$m_{жс}(t) = \omega_2(t) \cdot \sqrt{\rho_{жс} \cdot \left(P(t) + \rho_{жс} \cdot g \cdot \frac{V_2(t)}{S} - P_k \right)} + \gamma_1(t) \cdot k_2 \cdot \omega_2(t) \cdot \sqrt{P(t)^2 - P_k^2}. \quad (10)$$

В приведенных выражениях функции долей захвата газа γ_1 и жидкости γ_2 изображены на рис. 3 и определяются по формулам:

$$\gamma_1 = (1 - 2 \cdot \frac{V_2}{V})_+^2, \quad \gamma_2 = (2 \cdot \frac{V_2}{V} - 1)_+^2 \quad (11)$$

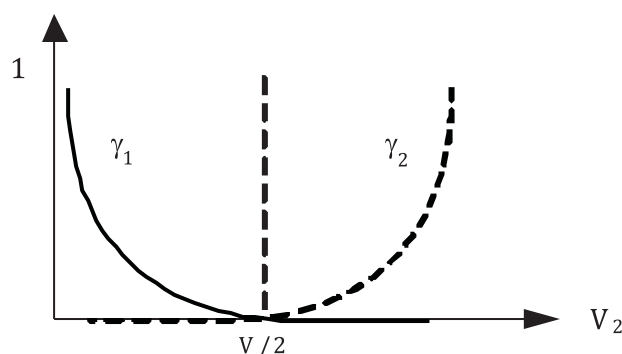


Рис. 3. Функции долей захвата газа и жидкости в зависимости от объема заполнения сепаратора

В общем случае массы газовой и жидкостной фаз в сепараторе определяются формулами:

$$M_1(t) = \theta_r \cdot (V - V_2(t)) \cdot P(t), \quad M_2(t) = \rho_{ж} \cdot V_2(t) \quad (12)$$

В результате объединенная система уравнений, описывающая динамику газожидкостных потоков в измерительной системе сепаратора, имеет вид:

$$P_v(t) = \arg \{ \omega_c \cdot \sqrt{(\mu(t) \cdot \rho_{ж} + (1 - \mu(t)) \cdot \theta_r \cdot P_v(t)) \cdot (P_c - P_v(t))} = \\ = \mu(t) \cdot \omega_v \cdot \sqrt{\rho_{ж} \cdot (P_v(t) - P(t))} + (1 - \mu(t)) \cdot \omega_v \cdot k_z \cdot \sqrt{P_v(t)^2 - P(t)^2} \}, \quad (13)$$

$$\frac{d}{dt} M_1(t) = (1 - \mu(t)) \cdot \omega_v \cdot k_z \cdot \sqrt{P_v(t)^2 - P(t)^2} - \\ - k_z \cdot (\omega_1(t) + \gamma_1(t) \cdot \omega_2(t)) \cdot \sqrt{P(t)^2 - P_k^2}, \quad (14)$$

$$\frac{d}{dt} M_2(t) = \mu(t) \cdot \omega_v \cdot \sqrt{\rho_{ж} \cdot (P_v(t) - P(t))} - \\ - \omega_2(t) \cdot \sqrt{\rho_{ж} \left(P(t) + \rho_{ж} \cdot g \cdot \frac{V_2(t)}{S_c} - P_k \right)} - \\ - \gamma_2(t) \cdot \omega_1(t) \cdot \sqrt{\rho_{ж} \cdot (P(t) - P_k)}, \quad (15)$$

$$T_\mu \cdot \frac{d}{dt} \mu(t) = -\mu(t) + \mu_{min} + \frac{P_v(t) + P_o}{P_c - P_o} \cdot (\mu_{max} - \mu_{min}). \quad (16)$$

По данным экспериментальных исследований на скважине №61 Юрубчено-Тохомского месторождения на основе использования передвижного измерительного комплекса ИУ «Мера-ММ» производства завода ОАО «ГМС Нефтемаш» были осуществлены настройки параметров гидропроводности.

Перечень настроечных параметров модели приведен в табл. 1.

Таблица 1

Перечень настроечных параметров модели

Наименование	Значение	Наименование	Значение
ω_1	0,2	V_2	2,58
ω_2	3,0	S	5
ω_v	11	k_e	5
ω_c	11	$\rho_{ж}$	811
k_e	5	P_0	0,1
μ_{min}	0,2	P_c	0,8760
μ_{max}	0,8	P_v	0,8507
θ_r	1	P	0,8459
T_μ	12000	P_κ	0,8110
V	10	ΔP_c	0,0001
Δt	0,1	i	15000

В процессе анализа разработанной модели исследовалась реакция системы по параметрам давления и уровня жидкости в сепараторе на изменение состояния штуцеров на выходе системы.

На рис. 4, 5 представлены графики режимных параметров давления, уровня и массовых расходов газа в выходных линиях при вариации гидропроводности газовой и жидкостной линий на выходе сепаратора.

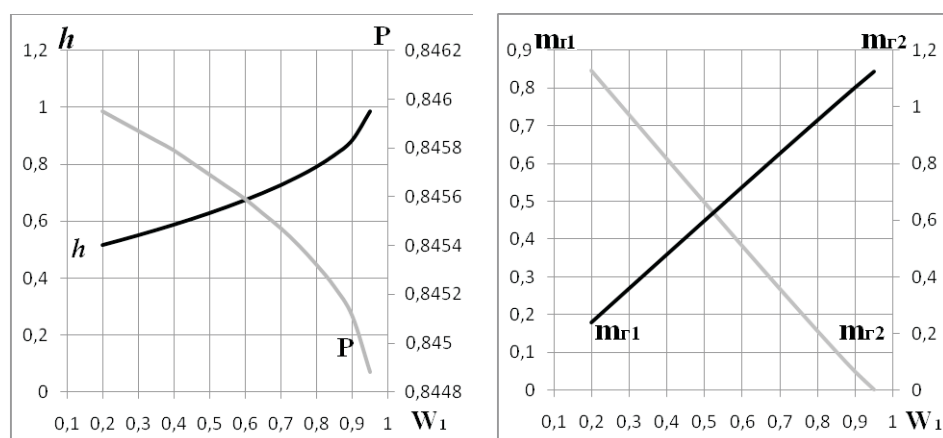


Рис. 4. Зависимость уровня жидкости в сепараторе (h), давления в сепараторе (P), массового расхода газа в газовой ($mr1$) и жидкостной ($mr2$) линиях от значения гидропроводности газовой линии

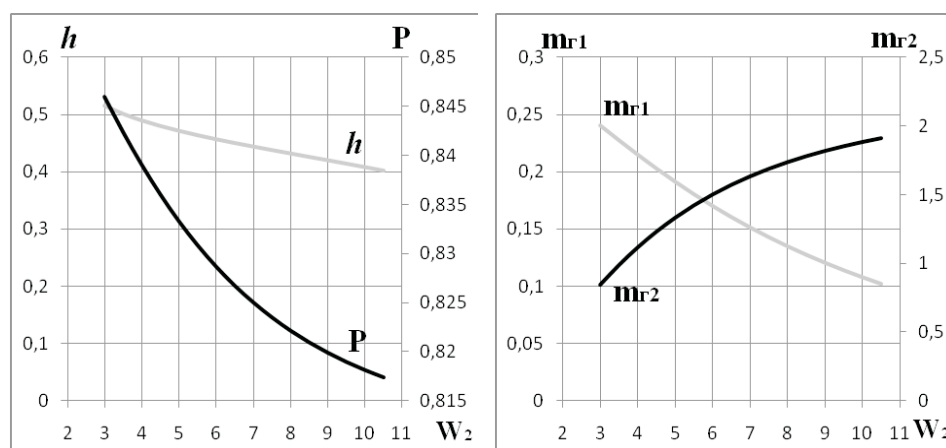


Рис. 5. Зависимость уровня жидкости в сепараторе (h), давления в сепараторе (P), массового расхода газа в газовой (mr_1) и жидкостной (mr_2) линиях от значения гидропроводности жидкостной линии

Графики переходной реакции системы на изменение гидропроводности газовой линии представлены на рис. 6, а графики переходной реакции системы на изменение гидропроводностей жидкостной линии представлены на рис. 7.

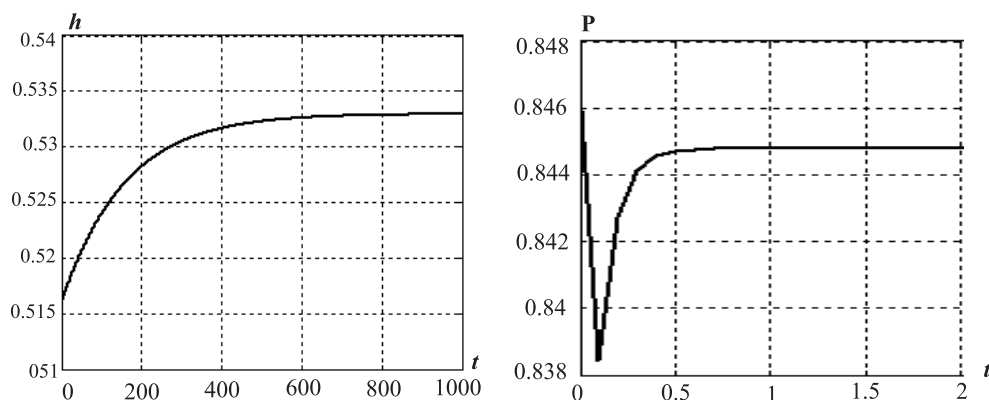


Рис. 6. Переходной процесс изменения уровня жидкости в сепараторе (h) и давления в сепараторе (P) при увеличении значения гидропроводности газовой линии от 0,2 до 0,25

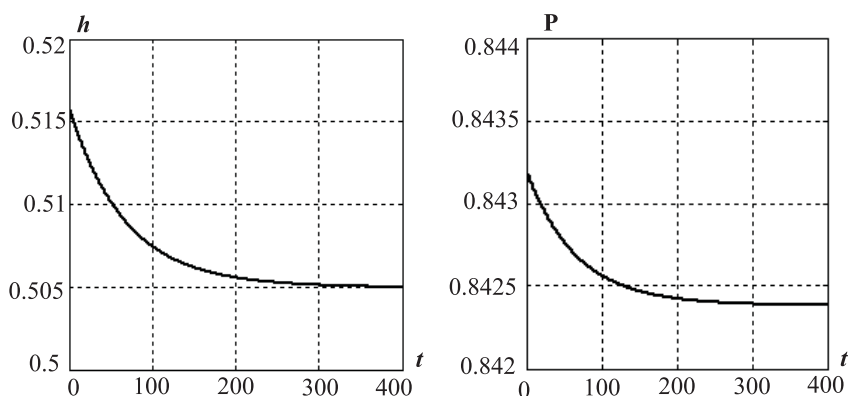


Рис. 7. Переходной процесс изменения уровня жидкости в сепараторе (h) и давления в сепараторе (P) при увеличении значения гидропроводности жидкостной линии от 3,0 до 3,5

Выводы

1. Результаты вычислительного анализа свидетельствуют о качественном соответствии реальной работающей системы и результатов моделирования.
2. Отличительной особенностью предлагаемой модели является одновременный учет взаимовлияния двух переменных состояний по уровню и давлению, что важно при синтезе законов автостабилизации по данным переменным.
3. Для более точного приближения результатов вычислительного анализа к данным измерений реальных процессов необходима разработка соответствующих алгоритмов параметрической идентификации и специально спланированных экспериментов в реальных условиях.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. М: Недра, 1989. С. 319.
2. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2003. 816 с.
3. Горский В.П. Проблемы измерения попутного нефтяного газа. СКБ «Промавтоматика». www.skbra.ru/publish/doklad__11__ntk.pdf. 2008.
4. Абрамов Г.С., Барычев А.В. Практическая расходомерия в нефтяной промышленности. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2002. 460 с.