

## МЕТОД РАСЧЕТА РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ ГАЗОЖИДКОСТНОЙ СМЕСИ ПО ГЛУБИНЕ ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ

Р. И. СМЕРНОВ<sup>1</sup>, О. В. БУТУРЛИМОВ<sup>2</sup>, Д. В. КАЗУНИН<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Университет ИТМО, 197101, Санкт-Петербург, Россия  
E-mail: sri7@mail.ru

<sup>2</sup>Санкт-Петербургский государственный университет, 199034, Санкт-Петербург, Россия

<sup>3</sup>ЗАО „Транзас Технологии“, 199178, Санкт-Петербург, Россия

Рассмотрены известные методики расчета распределения давления, плотности, температуры и вязкости газожидкостной смеси по высоте подъемных труб в добывающей скважине; предложен метод, используемый в тренажерном комплексе, предназначенном для подготовки специалистов по освоению континентального шельфа.

**Ключевые слова:** распределение давления, распределение вязкости, распределение плотности газожидкостной смеси в скважине, добыча, тренажерный комплекс.

Для эффективного обучения и переподготовки кадров в нефтегазовой отрасли необходимы полномасштабные тренажерные комплексы, оснащенные физическими устройствами, максимально приближенными к реальным системам управления. В частности, ЗАО „Транзас Технологии“ (Санкт-Петербург) разработан тренажер морской ледостойкой стационарной платформы „Приразломная“ (рис. 1), имитирующий работу технологического оборудования, позволяющего выполнять бурение скважин, добычу нефти и газа, хранение и прямую отгрузку нефти на танкеры [1].



Рис. 1

Основную функцию в любом тренажерном комплексе выполняет математическая модель, позволяющая производить вычисления и обмениваться данными с интерфейсом. В настоящей статье предложен реализованный в математической модели тренажера метод расчета в режиме реального времени распределения давления, плотности, вязкости и температуры газожидкостной смеси по глубине добывающей скважины. Данные о распределении параметров являются необходимыми для подбора оборудования как добывающих скважин, так и предназначенных для поддержания пластового давления.

**Постановка задачи.** При добыче нефти из скважин знание характера распределения давления по длине подъемных труб позволяет выбрать наиболее рациональный способ извлечения продукта и определить оптимальный режим работы скважины. Кривые распределения давления в эксплуатационной колонне при заданном параметре расхода жидкости используются при выборе электроцентробежного насоса, а также для определения места расстановки пусковых клапанов и требуемого минимального расхода газа, обеспечивающего движение смеси до устья скважины при газлифтной добыче.

**Методики расчета распределения давления в скважине.** При теоретическом представлении газожидкостного потока используются гомогенная модель течения и модель течения со скольжением (относительной скоростью) фаз. Практические методы расчета газожидкостного потока можно классифицировать по особенностям модели, положенной в их основу.

*Методы, основанные на гомогенной модели течения.* Жидкость и газ рассматриваются как одна гомогенная смесь, обладающая усредненной плотностью без учета относительной скорости движения фаз и находящаяся в состоянии термодинамического равновесия. Необратимые потери давления, обусловленные трением и относительной скоростью, рассчитываются, по аналогии с однофазным потоком, на основе экспериментально полученной зависимости. К этому классу относится расчетный метод Поэтмана — Карпендера для газожидкостных потоков в вертикальных трубах круглого сечения. При течении высоковязких газожидкостных потоков область использования данного метода может быть расширена на основе результатов исследований, выполненных В. А. Сахаровым [2].

*Методы, основанные на модели течения со скольжением.* Общая особенность этих методов — конкретизация структуры потока на основе определяющих область его формирования параметров; определение необратимых потерь давления, обусловленных трением, скольжением и ускорением; учет влияния относительной скорости фаз. В нефтепромысловой практике используются метод Крылова и Лутошкина, метод Баксендела, метод, разработанный во ВНИИгаза [2].

В таблице приведены среднее квадратическое отклонение (СКО) погрешности измерений для каждого из методов и область их применения в зависимости от дебита скважины ( $Q_{ж}$ ), газового фактора ( $R_{г}$ ), диаметра подъемника ( $d$ ) и вязкости жидкости ( $\mu_{ж}$ ) [2].

Метод расчета	$Q_{ж}$ , м <sup>3</sup> /сутки	$R_{г}$ , м <sup>3</sup> /т	$d$ , м	$\mu_{ж}$ , мПа·с	СКО, %
Поэтмана — Карпендера (В. А. Сахаров)	9,5—238,5	5,6—910	0,0507—0,0762	1—12	±8,39
Баксендела	230—2240	50—230	0,0380—0,0782	—	±6,73
Крылова — Лутошкина	8—540	0—400	0,0381—0,0762	1—15,2	±6,61
ВНИИгаза	—	—	0,015—0,106	1—250	±6,55

Важным показателем эффективности тренажерного комплекса является высокая скорость вычисления параметров модели на каждом шаге. Сравнительный анализ методов расчета показал, что метод Сахарова обладает наибольшим быстродействием. Погрешность метода не выходит за пределы допустимой погрешности тренажерного комплекса в целом (для имитационного моделирования — 10 %).

При разработке метода расчета распределения параметров смеси по глубине добывающей скважины принятый за основу метод Сахарова был дополнен вычислениями температуры по критерию Стантона, динамической вязкости по зависимости, предложенной И. И. Дунюшкиным [3, 4], и расчетом физических свойств нефти в процессе ее однократного разгазирования.

**Алгоритм расчета параметров.** Рассмотрим более подробно алгоритм, предложенный Сахаровым. При восходящем движении газожидкостной смеси в подъемных трубах давление и температура смеси уменьшаются, что приводит к изменению плотности, вязкости, газосодержания и других параметров газожидкостной смеси и соответственно к изменению

составляющих уравнения движения. Для элементарного подъемника малой длины, в пределах которой можно принимать параметры смеси неизменными, справедливо уравнение [2]

$$\Delta p = \Delta p_{\text{см}} + \Delta p_{\text{тр}} + \Delta p_{\text{ин}}, \quad (1)$$

где  $\Delta p$  — общая потеря давления;  $\Delta p_{\text{см}}$  — потери давления, обусловленные гидростатическим столбом смеси;  $\Delta p_{\text{тр}}$  — потери на трение;  $\Delta p_{\text{ин}}$  — потери на инерционное сопротивление.

Распределение давления можно рассчитать также следующим образом:

$$\frac{dp}{dl} = \left( \frac{dp}{dl} \right)_{\text{см}} + \left( \frac{dp}{dl} \right)_{\text{тр}} + \left( \frac{dp}{dl} \right)_{\text{ин}}, \quad (2)$$

где  $l$  — длина участка подъемной трубы.

Для реального длинного подъемника необходимо проинтегрировать уравнение (2). Интегрирование в пределах длины  $L$  подъемных труб практически невозможно в связи с изменением термодинамических условий потока, поэтому расчет сводится к численному суммированию всех приращений давления  $\Delta p_i$  на каждом участке  $l$  подъемных труб:

$$p_1 + p_2 = \sum_{i=1}^n \Delta p_i,$$

где  $p_1$  и  $p_2$  — давление на забое и устье скважины соответственно;  $n = L/l$  — число участков (шагов) изменения длины, чем больше шагов, тем точнее расчет.

Целесообразно вести расчет по принципу „сверху вниз“, т.е. от устья скважины к забою:

$$p_1 = p_2 + \sum_{i=1}^n \Delta p_i.$$

В качестве начальных условий при расчете используются давление и температура на устье, расчет ведется по шагам изменения давления  $\Delta p$ , при этом вычисляется приращение длины  $L_i$  между двумя сечениями труб, давление смеси на концах которых составляет  $p_{i-1}$  и  $p_i$ , т.е.

$$L_i = \frac{1}{dp/dt} \Delta p.$$

Параметры смеси определяются при средних арифметических значениях давления  $\bar{p}_i = (p_{i-1} + p_i) / 2$  и температуры  $\bar{T}_i = (T_{i-1} + T_i) / 2$ .

Потери давления на скольжение и трение смеси рассчитываются на основе гомогенной модели и характеризуются экспериментально определяемым коэффициентом, позволяющим согласовать результаты расчета с данными фактических измерений [2]. Уравнение (1), с учетом принятых допущений, преобразуется к виду

$$\frac{\Delta p}{L} = \rho_{\beta} g + \lambda \frac{\rho_{\beta} w_{\text{см}}^2}{2d} = \rho_{\beta} g \left( 1 + \frac{w_{\text{см}}^2}{2dg} \right),$$

где  $\rho_{\beta} = \rho(1-\beta) + \rho_{\text{г}}\beta$  — „расходная“ плотность смеси, здесь  $\rho$  — плотность газонасыщенной нефти,  $\beta$  — объемное расходное газосодержание,  $\rho_{\text{г}}$  — плотность газа;  $\lambda = \lambda_{\text{ск}} + \lambda_{\text{тр}}$  — коэффициент суммарных потерь давления на скольжение  $\lambda_{\text{ск}}$  и трение  $\lambda_{\text{тр}}$ ;  $w_{\text{см}}$  — скорость подъема смеси.

На основе информации, полученной при исследовании скважин отечественных месторождений, Сахаровым установлено, что [2]

$$\lambda = \frac{1 + 0,13\text{Ku}}{1 + 1,13\text{Ku}} \frac{\rho - \rho_{\text{г}}}{\rho} \frac{2\beta}{\text{Fr}_{\text{см}}} + 0,11 \left( \frac{68}{\text{Re}_{\text{см}}} + 2 \frac{\varepsilon_{\text{ш}}}{d} \right)^{0,25},$$

где  $Re_{см} = w_{см} d \rho / \mu_{ж}$  — критерий Рейнольдса для смеси;  $\varepsilon_{ш}$  — эквивалентная шероховатость внутренней поверхности трубы;  $Ku$  — критерий Кутателадзе;  $Fr_{см}$  — критерий Фруда для смеси.

На рис. 2 представлены кривые распределения давления, полученные по предложенной методике и методике Поэтмана — Карпентера для скважин со схожими параметрами (здесь  $h$  — высота подъемника, отсчитываемая от забоя к устью).

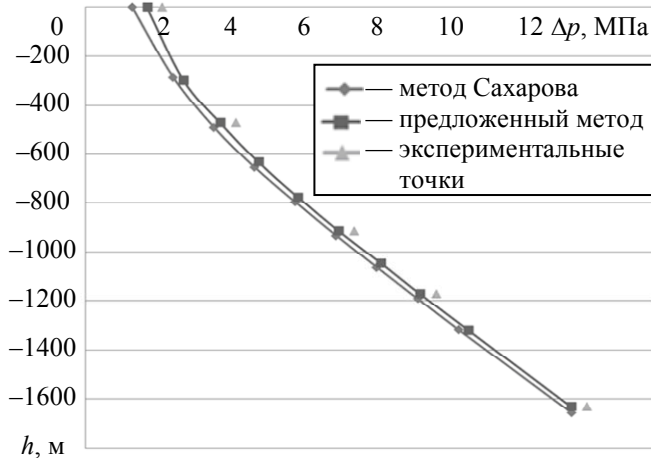


Рис. 2

Температуру смеси в любой точке по длине подъемных труб можно рассчитать по интерполяционной формуле (рис. 3)[2]:

$$T = T_2 + (T_1 - T_2) \frac{p - p_2}{p_1 - p_2},$$

где  $T_1$  и  $T_2$  — температура на забое и устье соответственно.

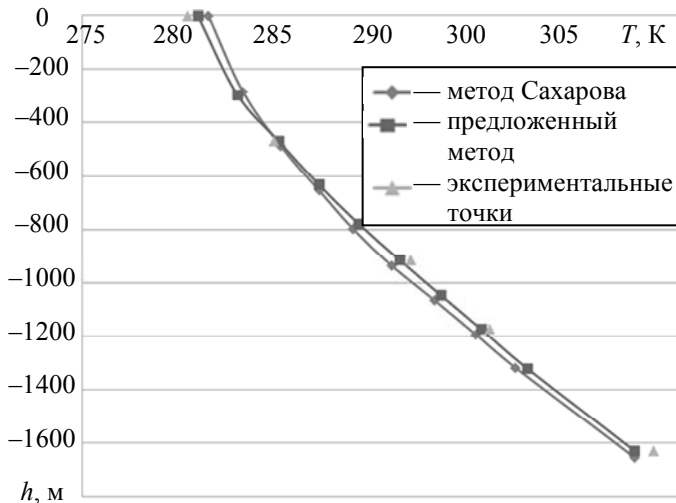


Рис. 3

При известном значении  $T_1$  для определения температуры  $T_2$  используется зависимость [3]

$$T_2 = T_{пл} \left( 1 - St \frac{h}{d} \cos \alpha \right),$$

где  $T_{пл}$  — температура флюида в пласте;  $St$  — безразмерный коэффициент Стантона;  $\alpha$  — угол отклонения скважины от вертикали.

Для расчета динамической вязкости смеси как функции от температуры используется следующая зависимость [4]:

$$\mu_T = \frac{1}{C_1} (C_1 \mu_{T_0})^\chi, \quad \chi = \frac{1}{1 + C_0(T - T_0) \lg(C_1 \mu_{T_0})},$$

где  $\mu_T, \mu_{T_0}$  — динамическая вязкость дегазированной нефти при исходной температуре  $T$  и температуре  $T_0$  при нормальных условиях;  $C_0, C_1$  — коэффициенты, значения которых зависят от  $\mu_{T_0}$  и  $\mu_T$ .

Для расчета плотности газожидкостной смеси применяется метод, характеризующий ее движение в подъемнике, разгазирование нефти рассматривается как однократный процесс при переменных термодинамических условиях [1]. При расчете используются следующие исходные данные: плотность дегазированной нефти ( $\rho_{н.д}$ ); динамическая вязкость дегазированной нефти; относительная по воздуху плотность газа ( $\rho_{г.о}$ ); температура пласта; давление в пласте; давление насыщения нефти ( $\rho_{н}$ ) при температуре пласта.

Определяется приведенный к нормальным условиям удельный объем выделившегося газа:

$$V_{г.в}(p, T) = R_T S(p) m(T) [D(T)(1 + S(p)) - 1],$$

где

$$S(p) = \frac{1 + \lg p}{1 + \lg p_{н}} - 1; \quad m(T) = 1 + 0,029(T - 293)(\rho_{н.д} \rho_{г.о} \cdot 10^{-3} - 0,7966),$$

$$D(T) = 10^{-3} \rho_{н.д} \rho_{г.о} (4,5 - 0,0305(T - 293)) - 4,785.$$

Затем рассчитывается остаточная газонасыщенность нефти в процессе ее разгазирования

$$V_{г.р}(p, T) = R_T m(T) - V_{г.в}(p, T)$$

и определяется относительная плотность выделившегося газа

$$\rho_{г.в}(p, T) = a[\rho_{г.о} - 0,0036(1 + S(p))(105,7 + uS(p))],$$

где  $a = 1 + 0,0054(T - 293)$ ;  $u = 10^{-3} \rho_{н.д} R_T - 186$ .

Далее определяется относительная плотность растворенного газа, остающегося в объеме нефти при заданных условиях разгазирования [1]:

$$\rho_{г.р}(p, T) = R_T \left[ am(T) \rho_{г.о} - \frac{\rho_{г.в}(p, T) V_{г.в}(p, T)}{R_T} \right] / V_{г.р}(p, T).$$

Рассчитываются объемный коэффициент  $b$  (предварительно определяется удельное приращение объема нефти за счет единичного изменения ее газонасыщенности  $\gamma(T)$ ) и температурный коэффициент объемного расширения  $\Theta$  дегазированной нефти при стандартном давлении:

$$b(p, T) = 1 + 1,0733 \frac{10^{-3} \rho_{н.д} V_{г.р}(p, T) \gamma(T)}{m(T)} + \Theta(T - 293) - 6,5 \cdot 10^{-4} p,$$

где

$$\gamma(T) = 10^{-3} \left[ 4,3 - 3,54 \cdot 10^{-3} \rho_{н.д} + \frac{1,0337 \rho_{г.р}(p, T)}{a} + 5,581 \cdot 10^{-6} \rho_{н.д} (1 - 1,61 \cdot 10^{-6} \rho_{н.д} V_{г.р}(p, T)) V_{г.р}(p, T) \right];$$

$$\Theta = \begin{cases} 10^{-3} (3,083 - 2,638 \cdot 10^{-3} \rho_{н.д}), & \text{если } 780 \leq \rho_{н.д} \leq 860; \\ 10^{-3} (2,513 - 1,975 \cdot 10^{-3} \rho_{н.д}), & \text{если } 860 \leq \rho_{н.д} \leq 960. \end{cases}$$

В результате определяется плотность газонасыщенной нефти (рис. 4):

$$\rho(p, T) = \rho_{н.д} \left[ 1 + 1,293 \cdot 10^{-3} \rho_{г.р}(p, T) V_{г.р}(p, T) / am(T) \right] / b(p, T).$$

Предложенный метод расчета параметров был использован в математической модели внедряемой термодинамической модели тренажерного комплекса. Пересчет распределения давления, плотности, вязкости и температуры осуществляется на каждом шаге работы модели, примерно 1 раз в секунду при обычном режиме работы и 25 раз в секунду — при ускоренном. Форма кривой распределения давления зависит как от характеристик флюида, так и от положения задвижек арматуры на устье, притока в скважину, диаметров эксплуатационной колонны и подъемника [5].

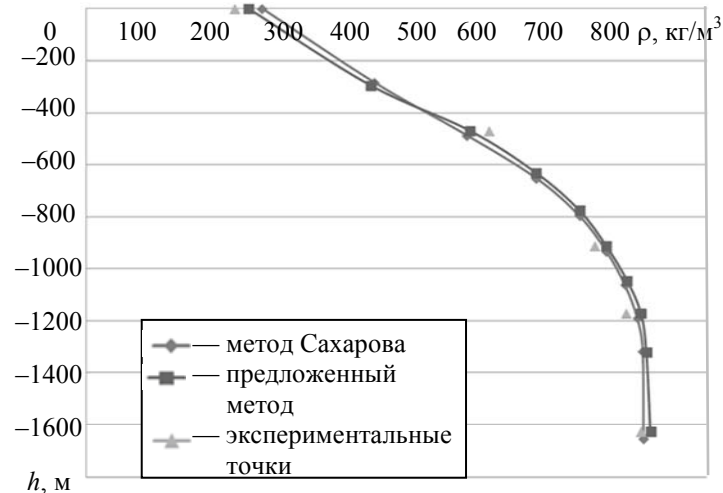


Рис. 4

Данные о распределении параметров газожидкостной смеси по глубине скважины являются исходными для решения большинства задач при добыче нефти. Использование этих данных позволяет вывести скважину на необходимый режим работы и более точно контролировать как стационарный, так и динамический уровень в скважине [5].

В заключение выделим наиболее значимые результаты работы:

- проанализированы известные методики расчета распределения давления, плотности, температуры и вязкости газожидкостной смеси по глубине добывающей скважины;
- предложен метод расчета распределения параметров газожидкостной смеси по высоте подъемных труб в добывающей скважине, в основу которого положен метод Сахарова, дополненный вычислениями температуры по критерию Стантона, динамической вязкости по зависимости, предложенной И. И. Дунюшкиным, и расчетом физических свойств нефти в процессе ее однократного разгазирования;
- разработанный метод внедрен в термодинамическую модель тренажера морской ледостойкой стационарной платформы „Приразломная“.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Казунин Д. В. Численное моделирование технологических процессов танкеров и терминалов: Монография. Новороссийск: МГА им. Ф. Ф. Ушакова, 2009. 266 с.
2. Мищенко И. Т., Сахаров В. А., Грон В. Г., Богомольный Г. И. Сборник задач по технологии и технике нефтедобычи: Учеб. пособие для вузов. М.: Недра, 1984. 272 с.
3. Бойко В. С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. М.: Недра, 1996. 426 с.
4. Мищенко И. Т. Расчеты в добыче нефти. М.: Недра, 1993. 244 с.
5. Дунюшкин И. И., Мищенко И. Т., Елисеева Е. И. Расчеты физико-химических свойств пластовой и промысловой нефти и воды. М.: Нефть и газ, 2004. 447 с.

**Сведения об авторах**

- Роман Игоревич Смирнов** — аспирант; Университет ИТМО; кафедра измерительных технологий и компьютерной томографии; E-mail: sri7@mail.ru
- Олег Валерьевич Бутурлимов** — СПбГУ, математико-механический факультет; ст. научный сотрудник; E-mail: oleg.buturlimov@mail.ru
- Дмитрий Владимирович Казунин** — д-р техн. наук, доцент; ЗАО „Транзас Технологии“; зам. генерального директора; E-mail: \_dvk@mail.ru

Рекомендована кафедрой  
измерительных технологий  
и компьютерной томографии  
Университета ИТМО

Поступила в редакцию  
19.05.14 г.

**Ссылка для цитирования:** Смирнов Р. И., Бутурлимов О. В., Казунин Д. В. Метод расчета распределения параметров газожидкостной смеси по глубине добывающей скважины // Изв. вузов. Приборостроение. 2015. Т. 58, № 3. С. 214—220.

**METHOD OF CALCULATING OF GAS-LIQUID MIXTURE PARAMETERS DISTRIBUTION  
IN EXPLOITATION WELL DEPTH**

**R. I. Smirnov<sup>1</sup>, O. V. Buturlimov<sup>2</sup>, D. V. Kazunin<sup>3</sup>**

<sup>1</sup>*ITMO University, 197101, Saint Petersburg, Russia  
E-mail: sri7@mail.ru*

<sup>2</sup>*Saint Petersburg State University, 199034, Saint Petersburg, Russia*

<sup>3</sup>*CJSC “Transas Technology”, 199178, Saint Petersburg, Russia*

The known methods of calculating pressure, density, temperature, and viscosity distributions in gas-liquid mixture along exploitation well lifting pipe are examined. A method now used in the training complex for specialists in continental shelf development is proposed for the application.

**Keywords:** pressure distribution, viscosity distribution, density distribution, exploitation, training complex.

**Data on authors**

- Roman I. Smirnov** — Post-Graduate Student; ITMO University; Department of Measuring Technologies and Computer Tomography; E-mail: sri7@mail.ru
- Oleg V. Buturlimov** — Saint Petersburg State University, Mathematics and Mechanics Faculty; Senior Scientist; E-mail: oleg.buturlimov@mail.ru
- Dmitry V. Kazunin** — Dr. Sci.; CJSC “Transas Technology”; Deputy General Director; E-mail: \_dvk@mail.ru

**Reference for citation:** Smirnov R. I., Buturlimov O. V., Kazunin D. V. Method of calculating of gas-liquid mixture parameters distribution in exploitation well depth // Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedeniy. Priborostroyeniye. 2015. Vol. 58, N 3. P. 214—220 (in Russian).

DOI: 10.17586/0021-3454-2015-58-3-214-220