



УДК 532.529.5

МОДЕЛИРОВАНИЕ РАСХОДОВ ФАЗ ВОДО–НЕФТЯНОЙ СМЕСИ В ВОСХОДЯЩИХ ПОТОКАХ

А. М. ИЛЬЯСОВ

Институт механики УНЦ РАН, Уфа

Аннотация. В работе моделируется установившееся течение водо–нефтяной дисперсной смеси в нефтедобывающей скважине. На базе уравнений механики многофазных систем предложена модель для прогнозирования расходов фаз в восходящем потоке. Для стабилизированных, почти вертикальных течений получено хорошее совпадение с экспериментальными данными.

Ключевые слова: дисперсная система, изотермическое течение, моделирование, нефтедобывающая скважина, объемный расход, расходное содержание, скорость скольжения

1 Введение

В связи с интенсивным развитием нефтяной промышленности примерно со второй половины XX века начались исследования совместного течения нефти и воды в трубах. Примерами таких течений являются течения в нефтепроводах и нефтедобывающих скважинах. В работе [1] исследовалось горизонтальное расслоенное ламинарное движение воды и тяжелой нефти. Падение давления в ламинарно–турбулентном расслоенном нефте–водяном потоке исследовалось в работе [2]. Экспериментальное исследование локального распределения скоростей и перепада давления в ламинарном и ламинарно–турбулентном режимах в двухслойном течении нефти и воды было выполнено в работе [3]. Моделирование расслоенного потока на основе двухжидкостной модели представлено в работе [4]. Экспериментальное исследование перехода расслоенного нефте–водяного потока в дисперсное течение проведено в работе [5]. В работах [6, 7] исследовалась линейная устойчивость расслоенного режима течения на основании двухжидкостной модели, а также изучалась устойчивость стационарных решений. В работе [7] был получен критерий устойчивости расслоенного течения. Экспериментальное исследование дисперсного течения воды

и нефти в наклонной трубе проведено в работе [8]. В более поздней работе [9] было выполнено детальное исследование течения нефте–водяной смеси при различных углах наклона трубы и расходах смеси. Здесь измерялись локальные и средние объемные содержания фаз, а также скорости скольжения фаз. Было обнаружено, что даже при умеренных углах наклона трубы от вертикали возникают глобальные круговые движения воды и нефти, которые приводят к увеличению средней скорости скольжения нефти относительно воды по сравнению с восходящим вертикальным потоком. Горизонтальное течение нефте–водяной смеси исследовалось в работе [10]. В относительно недавней работе [11] экспериментально исследовались различные режимы совместного течения воды и нефти. В работе были получены карты режимов течения в координатах расходное содержание воды — средняя скорость смеси, а также построены диаграммы зависимости градиента давления от расходного содержания воды и режима течения при различных температурах нефте–водяной смеси.

Особую значимость приобретает знание расходных характеристик фаз при течении в стволе нефтедобывающей скважины. Так как нефть поступает в скважину из пласта через перфорированные отверстия, то расходы фаз изменяются от одного перфорированного участка скважины к другому. Поэтому возникает необходимость контролировать фазовые расходы на любом участке ствола скважины. Далее предложена модель для прогнозирования характеристик двухфазного дисперсного течения несжимаемых несмешивающихся жидкостей.

2 Математическая модель

2.1 Оценка характерных времен процесса

Оценим сначала характерные расстояния на которых течение несущей и дисперсной фаз в скважине устанавливается. Используем для этого одномерные нестационарные уравнения механики многофазных сред [12].

Для несущей фазы получим характерное время установления движения $t_1^{(v)} = \frac{D}{2C_W v_1}$, где D — внутренний диаметр трубы, а C_W — коэффициент пристенного трения. Для течений в скважинах объемный расход смеси $Q_t \sim 135 \text{ м}^3/\text{сут}$, что соответствует диаметру $D = 0.1 \text{ м}$ и скорости $v_1 \sim 0.2 \text{ м/с}$. Тогда, полагая плотность воды $\rho_1^0 = 1000 \text{ кг/м}^3$ и динамическую вязкость воды $\mu = 10^{-3} \text{ Па}\cdot\text{с}$, для числа Рейнольдса несущей фазы получим $Re_1 = \frac{\rho_1^0 v_1 D}{\mu_1} \sim 2 \cdot 10^4$. Для этого диапазона чисел Рейнольдса

Re_1 справедлива формула Блазиуса [12]: $C_W = \frac{0.3164}{4\sqrt[4]{Re_1}}$, откуда получим

$C_W \sim 0.005$. Тогда характерное время установления течения дисперсионной фазы будет $t_1^{(v)} \sim 50$ с. Отсюда характерное расстояние, на котором движение несущей фазы устанавливается, будет равно $L_1^{(v)} = t_1^{(v)} v_1 \sim 10$ м.

Для оценки характерного времени установления течения дисперсной фазы рассмотрим ползущее течение относительно несущей фазы. Для больших чисел $Re_{12} = \frac{2a\rho_1^0 w_{12}}{\mu_1}$ характерное время будет еще меньше. Здесь a — характерный радиус дисперсных частиц. Тогда для характерного времени $t_2^{(v)}$ получим $t_2^{(v)} = \frac{2a^2\rho_2^0}{9\mu_1}$. Полагая $a = 0.003$ м и $\rho_2^0 = 800$ кг/м³, получим $t_2^{(v)} \sim 2$ с. Отсюда, полагая $v_2 = 0.3$ м/с, получим характерное расстояние установления течения дисперсной фазы $L_2^{(v)} = t_2^{(v)} v_2 \sim 1$ м.

Обозначим $L^{(v)} = \max(L_1^{(v)}, L_2^{(v)})$. Длина труб после перфорированных участков может достигать нескольких десятков метров и больше, поэтому, полагая $L = 100$ м, получим $L^{(v)} \sim 10$ м $< L \sim 100$ м, т. е. в большей части трубы на данном участке скважины течение можно считать установившимся.

Теперь оценим расстояние от перфорированного участка, на котором температура фаз выравнивается и, следовательно, можно считать, что дальше этой зоны течение является изотермическим. Из уравнения теплопроводности легко получить характерное время выравнивания (охлаждения) температуры капель нефти до температуры несущей фазы (воды) $t^{(T)} = \frac{a_{oil}^2}{\chi_{oil}}$, где a_{oil} — характерный размер капель нефти, а $\chi_{oil} = \frac{k_{oil}}{c_{oil}\rho_{oil}}$ — коэффициент температуропроводности нефти. Здесь ρ_{oil} , k_{oil} , c_{oil} , соответственно плотность, коэффициент теплопроводности и удельная теплоемкость нефти.

Возьмем для оценок вещество керосин. Принимая пластовую температуру равной $t = 50^\circ$ С, для керосина при этой температуре будем иметь [13]: $\rho_{oil} = 825$ кг/м³, $k_{oil} = 0.11$ Дж/(с·м·К), $c_{oil} = 2000$ Дж/(кг·К), откуда $\chi_{oil} \sim 10^{-5}$ м²/с. Далее, принимая размер капель нефти $a_{oil} = 0.003$ м, получим характерное время выравнивания температуры дисперсной фазы $t^{(T)} \sim 1$ с. И, наконец, положив, что характерная скорость движения капель $v_2 = 3 \cdot 10^{-1}$ м/с, оценим характерное расстояние на котором температуры несущей и дисперсной фазы выравниваются: $L^{(T)} = v_* t^{(T)} \sim 0.3$ м. Таким образом, на расстояниях $L > L^{(T)}$ течение можно считать изотермическим.

Обычно, согласно вышесказанному, $L \gg L^{(T)}$ и, поэтому, при описании совместного течения воды и нефти в скважинах, можно использовать изотермическое приближение.

2.2 Основные уравнения

Нестратифицированные режимы течения многофазных потоков можно описать, применяя подход, основанный на теории взаимопроникающих сред [12]. Поскольку, в общем случае, вид приведенных тензоров напряжений фаз и напряжений на межфазных границах неизвестен, то для описания движения произвольной двухфазной смеси можно применить гидравлическое или квазиодномерное приближение, в котором рассматриваются осредненные по сечению трубы параметры течения.

Согласно сделанным выше оценкам, будем считать течение установившимся и изотермическим. Предположим, кроме того, что нет процессов дробления, слипания и столкновения дисперсных частиц, и двухфазная смесь является моодисперсной. С учетом этих предположений уравнения механики двухфазной двухскоростной среды с несжимаемыми фазами в канале постоянного сечения будут иметь вид [12]:

$$\frac{d(\alpha_1 v_1)}{dx} = 0, \quad (1)$$

$$\frac{d(\alpha_2 v_2)}{dx} = 0, \quad (2)$$

$$\frac{d(\alpha_1 \rho_1^0 v_1^2 S)}{dx} = -\alpha_1 S \frac{dp}{dx} - F_{12} - \varphi_1 F_W - \alpha_1 \rho_1^0 S g \sin \theta, \quad (3)$$

$$\frac{d(\alpha_2 \rho_2^0 v_2^2 S)}{dx} = -\alpha_2 S \frac{dp}{dx} + F_{12} - \varphi_2 F_W - \alpha_2 \rho_2^0 S g \sin \theta, \quad (4)$$

$$\alpha_1 + \alpha_2 = 1. \quad (5)$$

Индекс 1 относится к несущей фазе, а 2 — к дисперсной; v_i , α_i , ρ_i^0 — соответственно скорости, объемные содержания и истинные плотности фаз; p — давление в двухфазной системе; F_W , F_{12} — соответственно силы пристенного и межфазного трения на единицу длины трубы; S — площадь сечения трубы; θ — угол наклона канала к горизонту; g — ускорение силы тяжести; φ_i — доля пристенного трения, приходящаяся на каждую фазу.

2.3 Пристенное трение

Трение о стенку трубы F_W определим следующим образом [12]:

$$F_W = \pi D \frac{C_W \rho v^2}{2}, \quad \text{где } \rho = \rho_1^0 \alpha_1 + \rho_2^0 \alpha_2 \text{ — средняя плотность двухфазной смеси, а } v = \frac{\rho_1 v_1 + \rho_2 v_2}{\rho} = \frac{\alpha_1 \rho_1^0 v_1 + \alpha_2 \rho_2^0 v_2}{\rho_1^0 \alpha_1 + \rho_2^0 \alpha_2} \text{ — среднемассовая скорость}$$

потока; D — диаметр трубы; C_W — коэффициент пристенного трения, который зависит от режима течения и определяется следующими соотношениями

$$\begin{cases} C_W = \frac{64}{Re}; & Re < 2000; \\ C_W = \frac{0.3164}{4\sqrt[4]{Re}}; & 2000 < Re < 100000; \\ C_W = \left[3.48 + 4 \lg \left(\frac{D}{2\Delta} \right) \right]^{-2}; & Re > 100000, \end{cases} \quad (6)$$

где Δ — осредненная высота внутренних шероховатостей трубы, а число Рейнольдса потока вычисляется по формуле $Re = \frac{\rho v D}{\mu}$, где $\mu = \frac{\alpha_1 \mu_1 v_1 + \alpha_2 \mu_2 v_2}{v_1 \alpha_1 + v_2 \alpha_2}$ — среднерасходная вязкость двухфазной смеси.

В уравнениях (3) и (4) предполагается

$$\begin{cases} \varphi_1 = 1, & \varphi_2 = 0 & \text{при} & \alpha_1 > 0.5; \\ \varphi_1 = 0, & \varphi_2 = 1 & \text{при} & \alpha_1 < 0.5. \end{cases}$$

2.4 Межфазное трение

Пусть N — число дисперсных частиц в некотором объеме двухфазной смеси; a — средний радиус дисперсных частиц. Тогда предположение о монодисперсности смеси позволяет нам написать $\alpha_2 = \frac{4\pi a^3 n}{3}$, где n — концентрация дисперсных частиц.

Известно [12], что при медленных ползущих течениях, когда $Re_{12} = \frac{2a\rho_1^0 w_{12}}{\mu_1} < 1$, где $w_{12} = v_2 - v_1$ — скорость скольжения фаз, на изолированную дисперсную частицу действует стоксова сила $f_\mu^0 = 6\pi\mu_1 a w_{12}$.

Для монодисперсной смеси и произвольных чисел Рейнольдса Re_{12} эту силу можно представить в общем виде $f_\mu^0 = K_\mu^0 \frac{\mu_1}{a^2} w_{12} \frac{\alpha_2}{n}$, где $K_\mu^0 = \frac{3}{16} Re_{12} C_\mu^0$ — структурный коэффициент. При $Re_{12} < 1$ имеем $C_\mu^0 = \frac{24}{Re_{12}}$ и для силы трения f_μ^0 получаем формулу Стокса [12].

Для всех значений чисел Рейнольдса, согласно [12], можно написать $C_\mu^0 = \frac{24}{Re_{12}} + \frac{4}{\sqrt{Re_{12}}} + 0.4$. Тогда при любых Re_{12} силу f_μ , приходящуюся

на N дисперсных частиц в единице объема среды в присутствии несущей фазы, можно представить в виде:

$$f_\mu = \alpha_1 n f_\mu^0 = \frac{3}{16} C_\mu Re_{12} \frac{\mu_1}{a^2} w_{12} \alpha_1 \alpha_2,$$

где $C_\mu = C_\mu^0 \Psi_\alpha$, а Ψ_α — функция, учитывающая стесненность дисперсной фазы.

Наконец, осреднив эту силу по сечению, запишем силу межфазного трения на единицу длины трубы:

$$F_{12} = \frac{3}{16} \alpha_1 \alpha_2 \Psi_\alpha (24 + 4\sqrt{Re_{12}} + 0.4Re_{12}) \frac{\mu_1}{a^2} w_{12} S. \quad (7)$$

2.5 Инверсия фаз

В данной модели будем считать, что фаза 1 является несущей, пока $\alpha_1 > 0.5$, в противном случае будем считать, что несущей фазой является фаза 2. Таким образом, будем считать, что в (7) выполняется

$$\begin{cases} \Psi_\alpha = (1 - \alpha_2)^{-m}; & a = a_{oil}; & Re_{12} = \frac{2a\rho_1^0 w_{12}}{\mu_1}; \\ \Psi_\alpha = (1 - \alpha_1)^{-m}; & a = a_{water}; & Re_{12} = \frac{2a\rho_2^0 w_{12}}{\mu_2}. \end{cases} \quad (8)$$

Теперь, когда мы определили пристенное и межфазное трение согласно уравнениям (6)–(8), система уравнений (1)–(5) стала замкнутой.

3 Результаты расчетов и сравнение с экспериментом

Моделировалось течение нефте–водяной смеси в стволе наклонной скважины между перфорированными участками. Решалась задача Коши для системы уравнений (1)–(5) при различных начальных данных. Были получены стационарные (для стабилизированных потоков) решения для объемных содержаний фаз в зависимости от расходного содержания воды (при фиксированном общем расходе) — Рис. 1–3, и общего расхода смеси (при фиксированных расходных содержаниях фаз) — Рис. 4.

В представленной модели для функции стесненности использовалось значение показателя степени $m = 2.5$, как для прямой (несущая фаза вода), так и для обратной эмульсии (несущая фаза нефть). Этот показатель

соответствует формуле Эйнштейна [12] для вязкости слабоконцентрированной суспензии. Действительно, вязкость суспензии можно представить в виде $\mu = \mu_1 \Psi_\alpha = \mu_1 (1 - \alpha_2)^{-2.5}$. Если $\alpha_2 \rightarrow 0$, то с точностью до слагаемых второго порядка малости можно написать $\mu = \mu_1 (1 + 2.5\alpha_2)$, т.е. получаем формулу Эйнштейна.

Для того, чтобы удовлетворить экспериментальным данным, для прямой эмульсии размер частиц нефти принимался равным $a_{oil} = 0.003$ м, а для обратной эмульсии размер капель воды брался равным $a_{water} = 0.007$ м. Длина канала принималась равной $L = 10$ м и была достаточной для стабилизации потока. Указанные параметры модели были фиксированы при всех расчетах. Диаметры труб и физические свойства жидкостей варьировались и их значения указаны на Рис. 1–4.

На Рис. 1 показано сравнение результатов численного моделирования с экспериментальными данными, представленными в работе [9], для восходящего потока воды и керосина с углом наклона трубы $\theta = 85^\circ$ от горизонтали для двух различных объемных расходов смеси. Из рисунка видно, что максимальное расхождение модельных решений (непрерывные линии) с экспериментальными данными (символы) не превышает 5%, что примерно совпадает с погрешностью эксперимента ($\pm 2\%$).

На Рис. 2 показано сравнение результатов численного моделирования с экспериментальными данными, представленными в работе [9] для угла наклона трубы от $\theta = 85^\circ$ от горизонтали для двух различных объемных расходов смеси. Из Рис. 2 видно, что для данного угла наклона трубы модель хорошо описывает течения с общим расходом смеси $Q_t = 40$ м³/час (≈ 960 м³/сутки). Для меньших расходов смеси $Q_t = 6.7$ м³/час (≈ 161 м³/сутки) представленная модель неплохо описывает течения с расходным содержанием воды (обводненностью) $\beta \geq 0.7$.

Как показывает анализ Рис. 3 для еще больших углов наклона трубы от вертикали (т. е. для почти горизонтальных каналов) данная модель не работает. Это связано, согласно работе [9], с тем, что в этом случае происходит расслоение двухфазной системы с преимущественным течением капель нефти в верхней части трубы и возникновением вихревых движений воды и нефти. В результате средняя скорость скольжения нефти относительно воды увеличивается по сравнению с движением в вертикальной трубе. Представленная модель двухфазной дисперсной смеси не описывает правильно картины течения в этом случае, поскольку не учитывает глобальных круговых движений водо–нефтяной смеси.

Целая серия типичных расчетов для вертикального восходящего потока по полученной модели показана на Рис. 4. Диаграмма выражает интегральные зависимости стационарного объемного содержания воды α_W от объемного расхода смеси Q_t (м³/сут) в зависимости от расходного содержания воды β как от параметра.

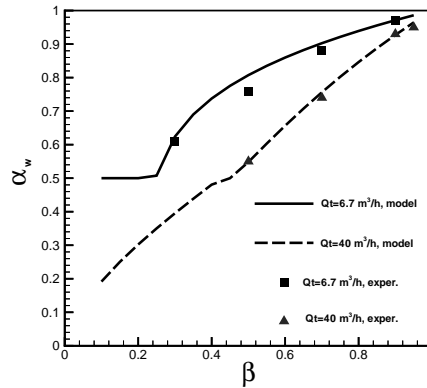


Рис. 1. Зависимость стационарного объемного содержания воды α_w от расходного содержания воды β для двух различных объемных расходов смеси Q_t . Наклон трубы от вертикали составляет 5° . Плотности керосина и воды $\rho_k^0 = 825 \text{ кг/м}^3$, $\rho_w^0 = 1000 \text{ кг/м}^3$. Динамическая вязкость керосина $\mu_k = 0.0015 \text{ Па}\cdot\text{с}$. Внутренний диаметр трубы равен $D = 0.2 \text{ м}$. Сравнение с экспериментальными данными, взятыми из работы [9]

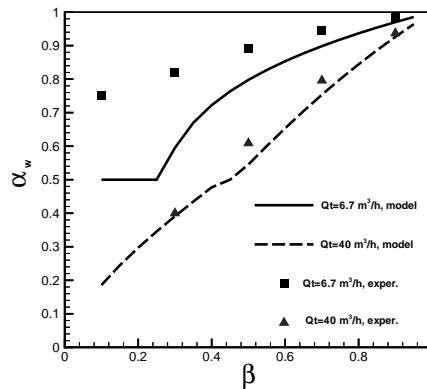


Рис. 2. Зависимость стационарного объемного содержания воды α_w от расходного содержания воды β для двух различных объемных расходов смеси Q_t . Наклон трубы от вертикали составляет 25° . Плотности керосина и воды $\rho_k^0 = 825 \text{ кг/м}^3$, $\rho_w^0 = 1000 \text{ кг/м}^3$. Динамическая вязкость керосина $\mu_k = 0.0015 \text{ Па}\cdot\text{с}$. Внутренний диаметр трубы равен $D = 0.2 \text{ м}$. Сравнение с экспериментальными данными, взятыми из работы [9]

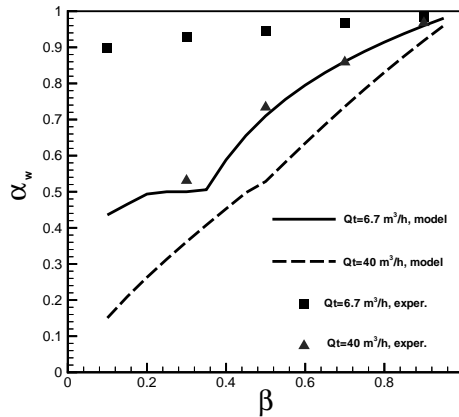


Рис. 3. Зависимость стационарного объемного содержания воды α_w от расходного содержания воды β для двух различных объемных расходов смеси Q_t . Наклон трубы от вертикали составляет 65° . Плотности керосина и воды $\rho_k^0 = 825 \text{ кг/м}^3$, $\rho_w^0 = 1000 \text{ кг/м}^3$. Динамическая вязкость керосина $\mu_k = 0.0015 \text{ Па}\cdot\text{с}$. Внутренний диаметр трубы равен $D = 0.2 \text{ м}$. Сравнение с экспериментальными данными, взятыми из работы [9]

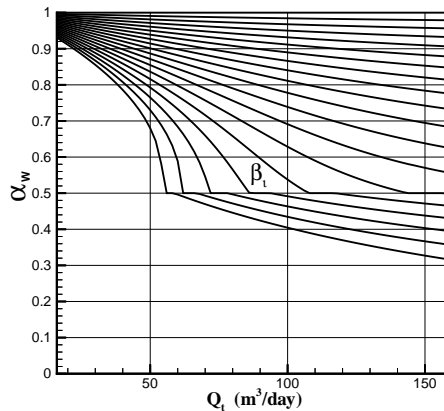


Рис. 4. Зависимость стационарного объемного содержания воды α_w от объемного расхода смеси $Q_t \text{ м}^3/\text{сут}$ для различных расходных содержаний воды β . Плотности нефти и воды $\rho_o^0 = 851 \text{ кг/м}^3$, $\rho_w^0 = 1000 \text{ кг/м}^3$. Динамическая вязкость нефти $\mu_o = 0.0172 \text{ Па}\cdot\text{с}$. Внутренний диаметр трубы равен $D = 0.152 \text{ м}$. Вертикальная труба. Типичный расчет

4 Заключение

Полученная модель может быть использована для расчета объемных расходов нефти и воды в стволе нефтескважины между перфорированными участками при малых углах наклона скважины от вертикали ($5 - 10^\circ$).

На основании представленной модели может быть предложена методика оценки фазовых расходов водо–нефтяной смеси в стволе добывающей скважины на участке между перфорациями при малых углах наклона скважины от вертикали:

1. С помощью прибора жидкостного плотностного каротажа определяется средняя плотность водо–нефтяной смеси ρ на интересующем участке скважины между перфорациями.

2. По средней плотности водо–нефтяной смеси ρ и истинным плотностям воды и нефти ρ_W^0 , ρ_O^0 определяется стационарное объемное содержание воды α_W на данном участке скважины $\alpha_W = \frac{\rho - \rho_O^0}{\rho_W^0 - \rho_O^0}$.

3. По общему расходу смеси Q_t и объемному содержанию воды α_W по диаграмме, подобной диаграмме, показанной на Рис. 4, находится расходное содержание воды (обводненность) β на данном участке скважины.

4. По формулам $Q_W = \beta Q_t$, $Q_O = (1 - \beta)Q_t$ находятся объемные расходы воды и нефти на интересующем участке скважины.

Список литературы

- [1] Russel T. W. F., Charles M. E. The effect of the less viscous liquid in the laminar flow of two immiscible liquids // Can. J. Chem. Eng. 1959. V. 37. P. 18–24.
- [2] Charles M. E., Lilleleht L. U. Correlation of pressure gradients for the stratified laminar-turbulent pipe flow of two immiscible liquids // Can. J. Chem. Eng. V. 47. P. 217–224.
- [3] Wang C. C. Co-current stratified flow of immiscible liquids: velocity distributions and pressure gradients in laminar-laminar and laminar-turbulent regimes // Can. J. Chem. Eng. 1981. V. 59. P. 668.
- [4] Brauner N., Moalem Maron D. Two-phase liquid-liquid stratified flow // Physico Thermal Hydrodynamics. 1989. V. 11, No. 4. P. 487–506.
- [5] Guzhov A. I., Grishin A. P., Medredev V. F., Medredeva O. P. Emulsion formation during the flow of Two immiscible liquids in a pipe // Neft Khoz. 1973. No. 8. P. 58–61.

-
- [6] Barnea D., Taitel Y. Structural and interfacial stability of multiple solutions for stratified flow // *Int. J. Multiphase Flow*. 1992. V. 18, No. 6. P. 821–830.
- [7] Barnea D., Taitel Y. Kelvin-Helmholtz stability Criteria for stratified flow: viscous versus non-viscous (inviscid) approaches // *Int. J. Multiphase Flow*. 1993. V. 19, No. 4. P. 639–649.
- [8] Mukerjee H. K., Brill J. P., Beggs H. D. Experimental study of oil-water flow in inclined pipes // *Transactions of the ASME*. 1981. V. 103. P. 56–66.
- [9] Vigneaux P., Chenais P., Hulin J. P. Liquid-liquid flows in an inclined pipe // *AIChE J.* 1988. V. 34, No. 5. P. 781–789.
- [10] Arirachakaran S., Oglesby K. D., Shoham O., Brill J. P. An analysis of oil-water flow phenomena in horizontal pipes // *SPE Proc. Prod. Operation Symp.* 1989. SPE 18836. P. 155–167.
- [11] Nadler M., Mewes D. Flow induced emulsification in the flow of two immiscible liquids in horizontal pipes // *Int. J. Multiphase Flow*. 1997. V. 23, No. 1. P. 55–68.
- [12] Нигматулин Р. И. Динамика многофазных сред. Т 1, 2. М.: Наука, 1987.
- [13] Физические величины: Справочник // под ред. Григорьева И. С., Мейлихова Е. З. М.: Энергоатомиздат, 1991.