

УДК 621.6.052.6

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ РЕЖИМА ТЕЧЕНИЯ ПОТОКА  
ГАЗОЖИДКОСТНОЙ СМЕСИ В ТРУБОПРОВОДАХ  
НА УСТАНОВКАХ ПУТЕВОГО СБРОСА ВОДЫ  
АРЛАНСКОЙ ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ОАО «АНК «БАШНЕФТЬ»**

Борис А.А.<sup>1</sup>, Лягов А.В.

*Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа  
e-mail: <sup>1</sup>borisanat@rambler.ru*

***Аннотация.** Рассматривается существующая в настоящее время в ОАО «АНК «Башнефть» система сбора продукции скважин с организацией сброса воды на установках путевого сброса воды. Рассмотрены особенности эксплуатации оборудования при перекачке газожидкостной смеси в системе сбора нефти Арланской группы месторождений ОАО АНК «Башнефть». Отмечены факторы, оказывающие негативное воздействие на работу насосов, применяемых на установках путевого сброса воды. Проанализированы возможные режимы течения газожидкостной смеси. Предложены методы расчета режимов течения газожидкостной смеси в трубопроводе для установок путевого сброса воды Арланской группы месторождений. Представлены результаты прогнозирования градиента давления в трубопроводе и выполнен расчет градиента давления по методу Беггза и Брилла, применительно к рассматриваемому оборудованию.*

***Ключевые слова:** газожидкостная смесь, перекачка газожидкостной смеси, система сбора нефти и газа, мультифазный винтовой насос, давление, градиент давления*

Разработка Арланского месторождения была начата в середине прошлого века. На сегодняшний день Арланская группа месторождений вошла в позднюю стадию разработки, характеризующейся высокой степенью обводненности и высоким газовым фактором.

С увеличением обводненности и гидронасыщенности нефти возникли проблемы, влияющие на технологический режим и экономическую эффективность промыслового сбора и подготовки нефти:

– значительно увеличились затраты на транспортировку попутной воды до установки подготовки нефти (УПН);

– повышение обводненности привело к росту загруженности УПН.

Для выхода из сложившейся ситуации были внедрены установки путевого сброса воды (УПСВ). В состав УПСВ входит трубный водоотделитель (ТВО) и насосная станция (рис. 1).

В настоящее время в ОАО «АНК «Башнефть» реализована система сбора продукции скважин с организацией сброса воды и поддержания пластового давления (ППД) с использованием воды водоносных горизонтов и промышленной сточной воды, сбрасываемой с установок. Результаты проведения анализа режимов работы УПСВ, системы сбора и транспорта высокообводненной продукции скважин месторождений ОАО «АНК «Башнефть». (НГДУ «Арланнефть», «Туймаза-

нефть», «Чекмагушнефть», «Уфанефть», «Краснохолмскнефть», «Ишимбайнефть»), классификации и унификации технологических схем, технико-экономической оценки и исследования влияния режима работы установок сброса воды на содержание нефтепродуктов подробно рассмотрены в работе [1]. Схема обустройства месторождений с организацией многофазного транспорта продукции скважин по одному трубопроводу на установку подготовки нефти рассмотрена в работе [2], однако в этих работах не рассмотрены проблемы, возникающие при перекачке газожидкостной смеси мультифазными насосами.

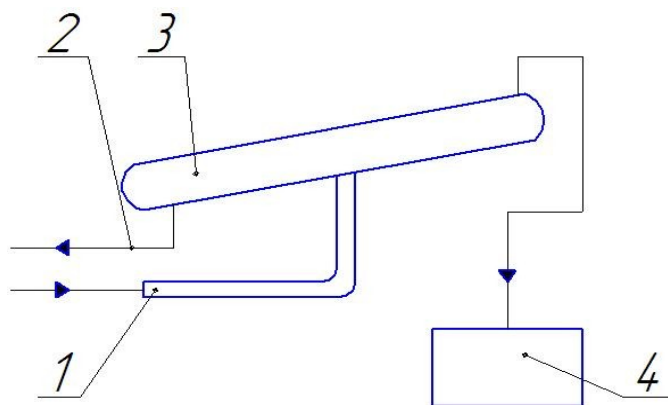


Рис. 1. – Принципиальная схема УПСВ:

1 – успокоительный коллектор; 2 – выход пластовой воды на блочную насосную станцию;  
3 – трубный водоотделитель; 4 – насосная станция

При совместном сборе и транспортировании нефти и газа на центральные пункты сбора и подготовки нефти эффективность работы отдельных элементов и установки в целом, в значительной степени зависит от характера движения газонефтяной смеси в подводящем трубопроводе. Структура потока определяет пульсации давления и связанные с ними вибрации трубопроводов и аппаратов. Максимальная эффективность оборудования достигается при равномерном движении смеси. Однако обычно в подводящем трубопроводе наблюдается периодическое движение газовых и жидкостных пробок, что вызывает значительную пульсацию давления и неравномерную подачу газонефтяной смеси на установки [3, 4, 5].

В публикациях, посвященных вопросам выполнения гидродинамических расчетов газожидкостной смеси, предлагается воспользоваться целым набором формул, рекомендуемых для того или иного режима течения среды, меняющегося как по времени, так и в пространстве. Авторами-исследователями данной проблемы описан ряд различных режимов. Эти режимы могут сменять один другого, изменяя состояние перекачиваемой среды: от жидкости с легкими пузырьками до аэрозоли – потока газа с взвешенными жидкими частицами [4, 6]. Особенно сильно от режима потока зависит изменение градиента давления, именно поэтому очень важно для определения градиента давления правильно определить режим потока.

Движение двухфазного газожидкостного потока при совместном транспорте нефти и газа по герметизированной однетрубной системе сбора коренным образом отличается от движения однофазного потока и характеризуется различными структурными формами. Под структурой течения газожидкостной смеси принято понимать взаимное расположение или распределение газовой и жидкой фаз в процессе их совместного движения по трубопроводу. Наличие двух фаз приводит не только к многообразию структурных форм течения, но и изменяет его природу, делая до известной степени условными такие традиционные понятия в теории однофазных потоков, как ламинарный и турбулентный потоки. При движении газожидкостных смесей в трубопроводе решающее значение приобретает взаимодействие фаз на границе раздела газа и жидкости, распределение фаз по сечению потока. В отличие от однофазных потоков на границе раздела фаз проявляются принципиально новые силы межфазного взаимодействия и контакта. Большинство исследователей, изучающих расслоенное течение в трубах, приходит к выводу, что исследования поверхности раздела является неотъемлемой частью многогранной проблемы изучения расслоенного течения смеси в трубах [7, 8].

Авторами работы [7] предложены основные характерные формы движения газожидкостных смесей в трубопроводах, а также их зависимость от режимных, физико-химических и конструктивных параметров: скорости движения смеси, количественного соотношения и физических свойств жидкой и газовой фаз, от диаметра и угла наклона трубопровода. Все разнообразие структурных форм движения газожидкостных смесей может быть определено через два основных параметра: критерий Фруда и объемное газосодержание:

$$Fr = \frac{v_c^2}{gD}; \quad (1)$$

$$\beta = \frac{q_g}{q_g + q_{жк}}; \quad (2)$$

$$v_c = 4 \frac{(q_g + q_{жк})}{\pi D^2}; \quad (3)$$

где  $v_c$  – среднерасходная скорость смеси;

$D$  – диаметр трубопровода;

$\beta$  – объемное газосодержание;

$q_g$  – объемный расход газа;

$q_{жк}$  – объемный расход жидкости.

В результате анализа и обобщения большого количества экспериментальных данных применительно к движению углеводородных систем в трубопроводах Бакером выделено семь различных форм потока и составлена диаграмма (рис. 2) для определения границ их существования и изменения в зависимости от указанных выше параметров, которая обычно используется для расчета трубопроводов.

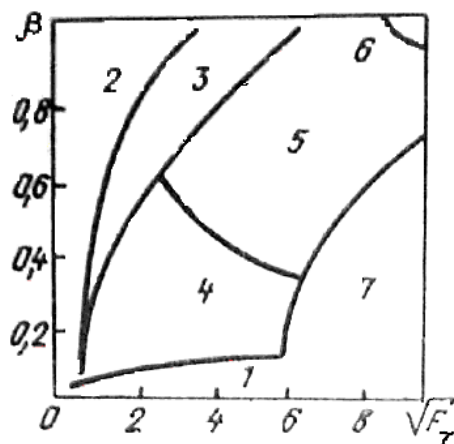


Рис. 2. Диаграмма режимов течения газожидкостных смесей в трубах (по Бакеру)

Для определения фактических режимов течения жидкости на установках путевого сброса воды арланской группы месторождений были собраны и обработаны данные по УПС-1, УПС-3, УПС-4, УПС-5, УПС-11, УПС-12 ООО «НГДУ Арланнефть» ОАО «АНК «Башнефть». Исходные данные для расчета представлены в табл. 1.

Таблица 1. Данные для расчета режима течения газожидкостной смеси по трубопроводу

Исходные данные	УПС-1	УПС-3	УПС-4	УПС-5	УПС-11	УПС-12
диаметр трубопровода, м	0,22	0,22	0,27	0,22	0,33	0,38
количество перекачиваемой жидкости в сут, м <sup>3</sup>	716	498	712	855	443	643
содержание воды, %	54,55	52,21	29,39	58,46	44,68	22,16
плотность нефти, кг/м <sup>3</sup>	890	890	890	890	890	890
газовый фактор, м <sup>3</sup> на 1 т нефти	8,3	9	9	8,3	9	9

При указанных режимах работы, режим течения жидкости в приемном трубопроводе мультифазного насоса после трубного водоотделителя (ТВО) характеризуется второй областью на диаграмме Бакера, то есть газовые пузыри образуют газовые скопления больших размеров и даже непрерывную газовую фазу, что соответствует расслоенному течению жидкости и газа. Таким образом, расчеты подтверждают фактически наблюдающееся во время эксплуатации прохождение газовых пробок через насос и объясняют появление газовых пробок в трубопроводе перед насосом.

Из проведенных расчетов можно, сделать вывод, что необходимо принять меры по уменьшению величины объемного газосодержания, до значений, соответствующих режиму 1 (по диаграмме Бакера) с пузырьковой структурой течения, которая устойчива в широком диапазоне значений числа Фруда, либо эмульсионного режима 7. Рабочий режим насосных агрегатов, эксплуатирующихся в системе УПСВ Арланской группы месторождений, представлен в табл. 2. Состав и физико-химические свойства перекачиваемой жидкости представлены в табл. 3 [9 - 12].

Таблица 2. Рабочий режим насосных агрегатов, эксплуатирующихся в системе УПСВ Арланской группы месторождений

Тип насосного агрегата	Подача насоса, м <sup>3</sup> /ч	Число оборотов агрегата, об/мин	Давление на жидкости на входе в насос, МПа	Давление жидкости на выходе из насоса, МПа	Средняя температура подшипников, °С
A3 2BB 63/25-50/25	40 - 55	850 - 1500	0,3 - 0,5	1,2 - 1,5	25 - 55
A5 2BB 50/25-40/20	30 - 45	850 - 1500	0,3 - 0,6	1,2 - 1,6	25 - 55
A5 2BB- 25/25-16/20	14 - 20	850 - 1500	0,4 - 0,6	1,2 - 1,6	25 - 55

Таблица 3. Состав и физико-химические свойства перекачиваемой жидкости

Показатели	Единицы измерения	Величина
Плотность	кг/м <sup>3</sup>	885 - 895
Вязкость кинематическая при 20 °С	сСт	39 - 45
Содержание воды	%	До 95
Содержание асфальтенов	%	6 - 11
Содержание смол	%	36 - 39
Содержание парафинов	%	3,5 - 6
Содержание солей	мг/л	1000 - 4000
Газовый фактор	м <sup>3</sup> /т	9,0

В основе всех расчетов, позволяющих вычислять основные характеристики потока и находить распределения давления и температуры потока в трубах, лежат законы сохранения массы, импульса и энергии.

Закон сохранения массы означает, что для заданного контрольного объема разность масс на входе и выходе равна массе вещества накопления. Для трубы постоянного сечения уравнение массы имеет вид:

$$\frac{\partial p}{\partial t} + \frac{\partial pv}{\partial L} = 0. \quad (4)$$

В установившемся потоке накопления массы не происходит, поэтому уравнение сохранения массы имеет вид:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = 0. \quad (5)$$

Таким образом, установившийся поток характеризуется постоянным значением  $pv$ .

В соответствии со вторым законом Ньютона для потока флюидов в трубах разность импульсов на входе и выходе заданного участка трубы должна быть равна сумме всех сил, действующих на частицы объема, и импульса накопления. Сохранение линейного импульса можно выразить уравнением:

$$\frac{\partial}{\partial t}(pv) + \frac{\partial}{\partial L}(pv^2) = -\frac{\partial p}{\partial L} - \tau \frac{\pi d}{A} - \rho g \sin \theta; \quad (6)$$

Предполагая, что поток является установившимся, и, объединяя уравнения (5) и (6), скорость накопления линейного импульса можно оценить по формуле:

$$pv \frac{dv}{dL} = -\frac{dp}{dL} - \tau \frac{\pi d}{A} - \rho g \sin \theta. \quad (7)$$

Решая данное уравнение относительно градиента давления, получим [13]:

$$\frac{dp}{dL} = -\tau \frac{\pi d}{A} - \rho g \sin \theta - pv \frac{dv}{dL}; \quad (8)$$

Данное уравнение называют уравнением градиента давления или уравнением равновесия механической энергии. Из уравнения (8) видно, что градиент давления для установившегося потока определяется суммой трех составляющих.

Первая составляющая уравнения обуславливается трением на стенке трубы, вторая составляющая характеризует градиент давления, вызванный перепадом высот, последняя составляющая обусловлена изменениями скорости:

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_{\text{ОБЩ}} = \left(\frac{dp}{dL}\right)_{\text{трения}} + \left(\frac{dp}{dL}\right)_{\text{гравит.}} + \left(\frac{dp}{dL}\right)_{\text{уск.}} \quad (9)$$

Для оценки значения касательного напряжения или потерь давления на трение необходимо рассчитать безразмерный коэффициент трения как отношение силы касательного напряжения к кинетической энергии флюида в расчете на единицу объема.

Чтобы рассчитать градиент давления по трению, необходимо сначала установить значение самого коэффициента трения. Для этого определяем число Рейнольдса ( $N_{Re}$ ) и, исходя из его значения делаем вывод, турбулентным или ламинарным является поток.

В случае, ламинарного потока значение коэффициента трения определяется аналитически. Точность прогнозирования характеристик турбулентного потока напрямую зависит от результатов экспериментального исследования профилей скорости и градиента давления. Эмпирически доказано, что и профиль скорости, и градиент давления зависят от шероховатости стенок трубы [13].

Шероховатость стенок зависит от материала трубы, типа производства, возраста трубы и условий эксплуатации. Характер выступов и углублений стенки трубы варьируется от ширины, длины, формы и типа трубы. Абсолютная шероховатость трубы  $\varepsilon$  – это средняя высота плотно расположенных выступающих зерен трубы, равномерно распределенных и отсортированных по величине в условиях такого же градиента давления, что в реальной трубе. При анализе размерностей предполагается, что параметры течения зависят не от абсолютных размеров зерен, а от отношения шероховатости к внутреннему диаметру трубы  $\varepsilon/d$ .

Выбранный для определения градиента давления метод Беггза и Брилла [13], с нашей точки зрения, наиболее точно отражает исследуемые режимы течения газожидкостной смеси и относится к такой категории при которой учитывается и эффект проскальзывания, и режим течения. После того как устанавливается режим потока, подбираются приемлемые корреляции для объемного газосодержания жидкости и коэффициента трения. Для каждого режима течения существует свой метод расчета составляющей градиента давления по ускорению. Применяемая корреляция Беггза и Брилла учитывает угол наклона трубопровода, поэтому может быть также применена для расчета градиента давления в трубопроводах, проложенных по пересеченной местности. Испытания проводились с использованием акриловых труб диаметрами 25 и 38 мм и длиной 27,4 м. Угол наклона трубы варьировался. На основании 584 испытаний были построены необходимые корреляции. На рис. 3, схематически представлены полученные режимы потока по Беггзу и Брилли.

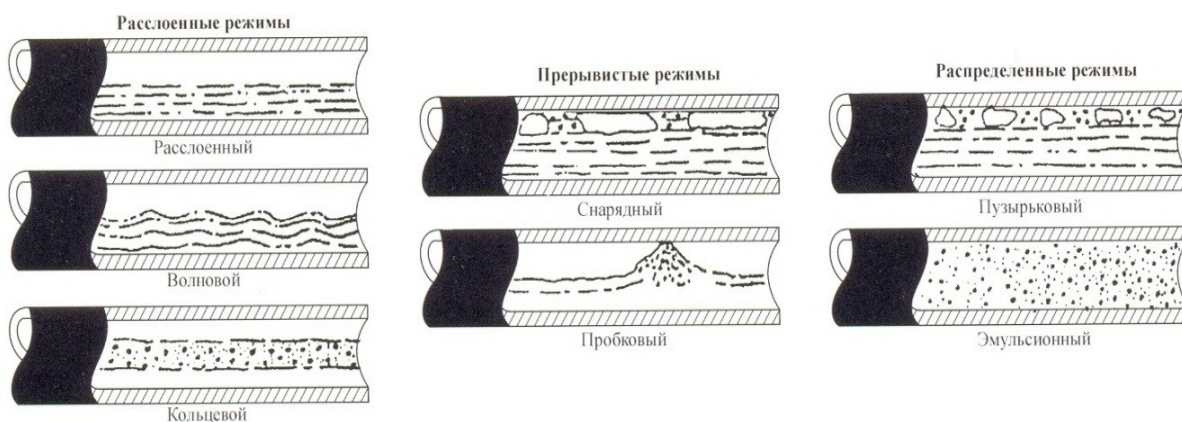


Рис. 3. Горизонтальные режимы потока по Беггзу и Брилли

Градиент давления в наклонной трубе Беггз и Брилл предложили рассчитывать по формуле:

$$\frac{dp}{dL} = \frac{fp_n v_m^2 + \rho_s g \sin \theta}{1 - E_k}, \quad (10)$$

$$E_k = \frac{v_s v_{sg} \rho_n}{p}; \quad \rho_s = \rho_L H_L + \rho_g [1 - H_L]; \quad \rho_n = \rho_L \lambda_L + \rho_g [1 - \lambda_L]; \quad (11)$$

где  $E_k$  – безразмерная кинетическая энергия;

$f$  – коэффициент трения;

$v_m$  – общая скорость смеси;

$\rho_n$  – плотность многофазной смеси;

$\rho_s$  – плотность смеси;

$\rho_L$  – плотность жидкой фазы;

$\rho_g$  – плотность газа;

$H_L$  – объемное содержание жидкости (при наличии проскальзывания фаз);

$\lambda_L$  – объемное содержание жидкости (при отсутствии проскальзывания фаз);

$\theta$  – угол наклона трубопровода;

$v_s$  – приведенная скорость смеси;

$v_{sg}$  – приведенная скорость газа.

Произведем расчет градиента давления в приемной линии мультифазных насосов, установленных на УПС-1 арланской группы месторождений.

1. *Прогнозирование режима потока.* Определим площадь сечения трубы  $A_p$ :

$$A_p = \frac{\pi D^2}{4} = 0,03765 \text{ м}^2; \quad (12)$$

Скорости отдельных фаз, как правило, отличаются между собой. Фазовые скорости оказываются практически равными лишь в тех случаях, когда наблюдается высокотурбулентный рассеянный пузырьковый режим потока. В условиях установившегося режима течения проскальзывание приводит к непропорциональному распределению медленной фазы. Важными корреляционными параметрами являются приведенные скорости, которые рассчитываются на единицу поперечного сечения трубы.

Определим скорость газожидкостной смеси  $v_c$ :

$$v_L = \frac{q_L}{A_p} = 0,22045 \text{ м/с}; \quad (13)$$

$$v_g = \frac{q_g}{A_p} = 0,73838 \text{ м/с}; \quad (14)$$

$$v_c = v_L + v_g = 0,95883 \text{ м/с}, \quad (15)$$

где  $v_L$  и  $v_g$  – скорости жидкой и газовой фазы потока соответственно.

Для расчета границ переходных режимов потока и объемного содержания жидкости без учета эффекта проскальзывания Беггз и Брилл использовали число Фруда для смеси.



Переходные границы режимов потока вычислялись по следующим формулам:

$$\lambda_L = \frac{q_L}{q_L + q_g} = 0,23 ; \quad (16)$$

$$L_1 = 316 \lambda_L^{0,302} = 202,735 ; \quad (17)$$

$$L_2 = 0,000925 \lambda_L^{-2,468} = 0,0348 ; \quad (18)$$

$$L_3 = 0,10 \lambda_L^{-1,452} = 0,845 ; \quad (19)$$

$$L_4 = 0,10 \lambda_L^{-1,452} = 0,845 . \quad (20)$$

Ниже приведены неравенства, в соответствии с которыми определяется режим потока в горизонтальной трубе.

Разделенный режим:  $\lambda_L < 0,01$  и  $Fr < L_1$  или  $\lambda_L \geq 0,01$  и  $Fr < L_2$  .

Переходный режим:  $\lambda_L \geq 0,01$  и  $L_2 \leq Fr < L_3$  .

Прерывистый режим:  $0,01 \leq \lambda_L < 0,4$  и  $L_3 < Fr \leq L_1$

или  $0,01 \leq \lambda_L < 0,4$  и  $L_3 < Fr \leq L_1$  .

Распределенный режим:  $\lambda_L < 0,4$  и  $Fr \geq L_1$  или  $\lambda_L \geq 0,4$  и  $Fr > L_4$

Определим число Фруда:

$$Fr = \frac{v_c^2}{gD} = \frac{0,95883^2}{9,8 \cdot 0,219} = 0,4284 . \quad (21)$$

Исходя из проведенных расчетов, делаем вывод, что режим течения является переходным.

2. *Прогнозирование объемного содержания жидкости.* Существуют разные соотношения для определения объемного содержания жидкости в потоке для трех режимов течения в горизонтальных каналах.

Объемное содержание жидкости для всех режимов потока рассчитывается по одним и тем же уравнениям. Однако для каждого режима необходимо использовать свои эмпирические коэффициенты.

$$H_L = \frac{a\lambda_L^b}{Fr^c} , \quad (22)$$

при ограничении  $H_L \geq \lambda_L$  .

Таким образом, предполагаемый режим потока соответствует переходной зоне, поэтому необходимо интерполировать значения объемного содержания жидкости для расслоенного и прерывистого режима потоков.

Определим объемное содержание жидкости для расслоенного режима потока:

$$\lambda_L < 0,4 \text{ и } Fr \geq L_1 .$$

Определим объемное содержание жидкости для прерывистого режима потока:

$$H_{L_{\text{прерыв.}}} = \frac{a\lambda_L^b}{Fr^c} = 0,3952 .$$

Произведем интерполяцию:

$$A = \frac{L_3 - Fr}{L_3 - L_2} = 0,5142 ; \quad (23)$$

$$H_{L_{перех.}} = AH_{L_{раздел.}} + (1 - A)H_{L_{прерыв.}} = 0,4581 ; \quad (24)$$

3. *Прогнозирование коэффициента трения.* Коэффициент трения для двухфазного потока предлагается вычислять по формуле:

$$\lambda_L < 0,4 \text{ и } Fr \geq L_1 ; \quad (25)$$

Значение нормирующего коэффициента трения  $f_n$ , определяют по кривой для гладкой трубы на диаграмме Мууди (рис. 4).

Существует множество уравнений, с помощью которых определяют физические свойства смеси газа и жидкости. В общем случае все уравнения классифицируются на те, которые учитывают эффект проскальзывания, и те, которые не учитывают его, в зависимости от того, какой в них используется объемный весовой коэффициент  $H_L$  и  $\lambda_L$ .

$$\mu_n = \mu_L \lambda_L + \mu_g (1 - \lambda_L) = 0,0002354 \text{ Па} \cdot \text{с} = 0,2354 \text{ сП} ; \quad (26)$$

Определяем число Рейнольдса:

$$N_{Re} = \frac{\rho_L v_m d}{\mu_n} = 8,4743 \cdot 10^5 ; \quad (27)$$

$$\frac{\varepsilon}{d} = 8,35 \cdot 10^{-5} .$$

Используя результаты вычислений определяем коэффициент трения. Коэффициент трения, определенный по диаграмме Мууди (рис. 4) равен  $f_n = 0,14$ .

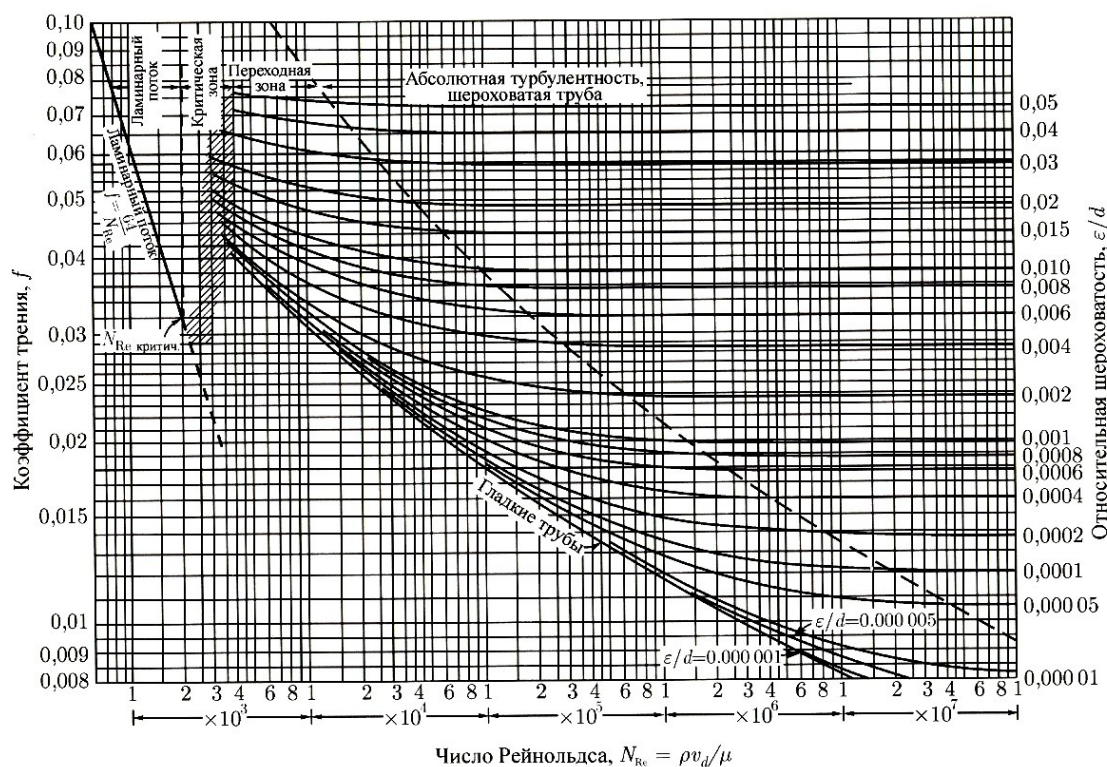


Рис. 4. Диаграмма Мууди

Беггз и Брилл ввели поправку для отношения коэффициента трения двухфазного потока к нормирующему коэффициенту трения с учетом экспериментальных данных:

$$\frac{f}{f_n} = e^s, \quad (28)$$

$$\text{где: } s = \frac{\ln(y)}{-0,0523 + 3,182 \ln(y) - 0,8725 (\ln(y))^2 + 0,01853 (\ln(y))^4}, \quad (29)$$

$$y = \frac{\lambda_L}{H_L^2} = 1,096, \quad (30)$$

где  $s$  и  $y$  – безразмерные коэффициенты.

Если значение  $y$  близко к  $2,63 \cdot 10^{-4}$  или  $1,016$ , график функции  $s$ , построенный по уравнению (27) будет содержать разрывы. Маловероятно, что разрывы будут наблюдаться при меньших значениях  $y$ . Тем не менее, для  $y = 1,0$  значение  $s$  необходимо принять равным нулю, чтобы свести корреляцию к масштабу однофазного потока. При условии, когда  $1 < y < 1,2$ , Беггз и Брилл предложили следующее соотношение для  $s$ :

$$s = \ln(2,2y - 1,2) = 0,1916. \quad (31)$$

Определяем коэффициент трения:

$$f = f_n e^s = 0,1696. \quad (32)$$

4. *Прогнозирование градиента давления.* Величина градиента давления, получившаяся в результате расчетов равна:

$$\frac{dP}{dZ} = 520,7 \text{ кг}/(\text{м}^2 \cdot \text{м}) = 0,05207 \text{ бар}/\text{м} = 0,005207 \text{ МПа}/\text{м}. \quad (33)$$



Рис. 5. Стенд для проведения испытаний мультифазных насосов

Для оценки достоверности проведенных расчетов на специальном стенде (рис. 5) был проведен ряд испытаний по определению режимов течения смеси. В результате проведенной работы была установлена хорошая сходимость результатов математического расчета и стендовых испытаний.

Таким образом, в статье проанализирована существующая в настоящее время в ОАО «АНК «Башнефть» система сбора продукции скважин с организацией сброса воды на установках путевого сброса воды. Определены режимы течения газожидкостной смеси в трубопроводе. Предложены зависимости для прогнозирования градиента давления в трубопроводе и выполнен расчет градиента давления по методу Беггза и Брилла в приемной линии мультифазных насосов, установленных на УПС-1 Арланской группы месторождений, что позволит смоделировать и затем создать в трубопроводе известными технико-технологическими решениями (смесители, отводы, инжектирование и т.д.) необходимый режим течения газожидкостной смеси, добиться оптимального безаварийного режима эксплуатации оборудования.

### Литература

1. Гизбрехт Д.Ю., Пивоварова С.Ф., Князев В.Н., Гайсин Д.К. Стратегическое развитие систем сбора и транспорта высокообводненной продукции скважин ОАО «АНК «Башнефть» // Нефтяное хозяйство. 2010. № 2. С. 102 - 105.
2. Гизбрехт Д.Ю., Мерзляков В.Ф., Гарифуллин И.Ш. Современные подходы к обустройству месторождений Республики Башкортостан, повышающие рентабельность добычи нефти и газа // Нефтяное хозяйство. 2007. № 4. С. 71 - 74.
3. Гужов А.И. Совместный сбор и транспорт нефти и газа. М.: Недра, 1973. 280 с.
4. Далецкий В.М., Пономарев Г.В. Экспериментальное изучение совместного течения газа и жидкости в трубах с помощью малоинерционных датчиков // тр. КуйбышевНИИ НП. 1970. Вып. 44. 46с.
5. Бажайкин С.Г., Ильясова Е.З., Мухаметшин Г.Р. Опыт эксплуатации многофазных насосных станций // Проблемы и методы обеспечения надежности и безопасности систем транспорта нефти, нефтепродуктов и газа. Проблемы и методы рационального использования нефтяного попутного газа: мат. науч.-практ. конф. (26 мая 2010 г.) Уфа, 2010. 395 с.
6. Кейлин Г.Н., Заровная Л.П., Рольфинг Г. Использование многофазных насосов в системах нефтесборных трубопроводов // Нефтегазовые технологии. 2001. № 2. С. 26 - 29.
7. Овчинников А.А. и др. Способы гашения пульсаций в трубопроводе при однотрубной системе транспорта продукции нефтяных скважин. М., 1986. 44 с. (Машины и нефтяное оборудование: Обзор.информ. / ВНИИОЭНГ).

8. Смирнов А.С. Сбор и подготовка нефтяного газа на промысле. М.: Недра, 1971. 256 с.
9. Технологический регламент установки путевого сброса воды УПСВ-12 / ОАО АНК «Башнефть» филиал «Башнефть-Янаул», «Арланское управление добычи нефти и газа». Нефтекамск, 2005. 27 с.
10. Технологический регламент установки путевого сброса воды УПС-1 / ОАО АНК «Башнефть» филиал «Башнефть-Янаул», «Арланское управление добычи нефти и газа». Нефтекамск, 2005. 26 с. (3.1-5)
11. Технологический регламент установки путевого сброса воды УПСВ-3 / ОАО АНК «Башнефть» филиал «Башнефть-Янаул», «Арланское управление добычи нефти и газа». Нефтекамск, 2005. 19 с. (3.1-6)
12. Технологический регламент установки путевого сброса воды УПСВ-4 / ОАО АНК «Башнефть» филиал «Башнефть-Янаул», «Арланское управление добычи нефти и газа». Нефтекамск, 2005. 22 с. (3.1-7)
13. Брилл Дж.П., Мукерджи Х. Многофазный поток в скважинах. М., Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. 384 с.

**THE DETERMINATION OF CURRENT GAS-LIQUID MIX STREAM MODE AT THE PIPELINE IN OIL AND PETROLEUM GAS GATHERING SYSTEM OF JSC ANK «BASHNEFT» ON ARLAN GROUP OF OILFIELDS.**

A.A. Boris<sup>1</sup>, A.V. Lyagov

*Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia*

*e-mail: <sup>1</sup>borisanat@rambler.ru*

**Abstract.** *In the article JSC “ANK “Bashneft” gathering system of oil wells production with the water dump on preliminary sewage disposal plant operation is considered. Features of exploitation of equipment in JSC ANK «Bashneft» oil and petroleum gas gathering and transportation system on Arlan group of oilfields are presented. Factors negatively influencing work of the multiphase screw pumps in structure of preliminary sewage disposal plant operation are marked. The possible current modes of gas-liquid mix are analyzed. The calculation methods of current modes of gas-liquid mixture, the results of forecasting and the calculation of a gradient of pressure in structure of preliminary sewage disposal plant operation are defined by Beggs and Brill method for the considered equipment are presented.*

**Keywords:** *gas-liquid mixture, gas-liquid mix pumping, oil and petroleum gas gathering system, multiphase screw pump, pressure, pressure gradient*

**References**

1. Gizbrekht D.Yu., Pivovarova S.F., Knyazev V.N., Gaisin D.K. Strategicheskoe razvitie sistem sbora i transporta vysokoobvodnennoi produktsii skvazhin OAO «ANK «Bashneft'» (Strategic development of systems of BASHNEFT ANK OAO wells highly watered production gathering and transportation), *Neftyanoe khozyaistvo - Oil Industry*, 2010, Issue 2, pp. 102 - 105.

2. Gizbrekht D.Yu., Merzlyakov V.F., Garifullin I.Sh. Sovremennyye podkhody k obustroystvu mestorozhdenii Respubliki Bashkortostan, povyshayushchie rentabel'nost' dobychi nefi i gaza (Urrtent approaches to the Republic Bashkortostan deposits construction, increasing profitability of an oil and gas recovery) *Neftyanoe khozyaistvo - Oil Industry*, 2007, Issue 4, pp. 71 - 74.

3. Guzhov A.I. Sovmestnyi sbor i transport nefi i gaza (Joint oil and gas gathering and transport). Moscow, Nedra, 1973. 280 p.

4. Daletskii V.M., Ponomarev G.V. Eksperimental'noe izuchenie sovmestnogo techeniya gaza i zhidkosti v trubakh s pomoshch'yu maloinertsionnykh datchikov (An experimental study of co-flow gas and liquid in the tubes by means quick-response sensors), *Proceedings of KuibyshevNII NP*, 1970, Issue 44. 46 p.

5. Bazhaikin S.G., Il'yasova E.Z., Mukhametshin G.R. Opyt ekspluatatsii mnogofaznykh nasosnykh stantsii. (Experience in multiphase pumping stations operation.), *Problemy i metody obespecheniya nadezhnosti i bezo-pasnosti sistem transporta nefi, nefteproduktov i gaza. Problemy i metody ratsi-onal'nogo ispol'zovaniya neftyanogo poputnogo gaza: mat. nauch.-prakt. konf. (Proceedings of conf. “The problems and*

*methods to ensure reliability and safety of transport of oil and gas” and “Problems and methods of rational use of associated gas”*), 26 may 2010. Ufa, 2010. 395 p.

6. Keilin G.N., Zarovnaya L.P., Rol'fing G. Ispol'zovanie mnogofaznykh nasosov v sistemakh neftesbornykh truboprovodov (The use of multiphase pumps in oil gathering pipelines system), *Neftegazovye tekhnologii*, 2001, Issue 2, pp. 26 - 29.

7. Ovchinnikov A.A. et al. Sposoby gasheniya pul'satsii v truboprovode pri odnotrubnoi sisteme transporta produktsii neftyanykh skvazhin (Methods of pulsation damping in the pipeline for single pipe system of transportation of products of oil wells). Moscow, VNIIOENG, 1986. 44 p. (Review information series “Machines and oil equipment”).

8. Smirnov A.S. Sbor i podgotovka neftyanogo gaza na promysle (Associated gas gathering and preparation at the production field). Moscow, Nedra, 1971. 256 p.

9. Tekhnologicheskii reglament ustanovki putevogo sbrosa vody UPSV-12 (Operating procedure for unit of line water discharge UPSV-12) / OAO ANK “Bashneft”, “Bashneft'-Yanaul” branch, “Arlanskoe upravlenie dobychi nefiti i gaza”, Neftekamsk, 2005. 27 p.

10. Tekhnologicheskii reglament ustanovki putevogo sbrosa vody UPS-1 (Operating procedure for unit of line water discharge UPS-1) / OAO ANK “Bashneft”, “Bashneft'-Yanaul” branch, “Arlanskoe upravlenie dobychi nefiti i gaza”, Neftekamsk, 2005. 26 p. (p. 3.1-5)

11. Tekhnologicheskii reglament ustanovki putevogo sbrosa vody UPSV-3 (Operating procedure for unit of line water discharge UPSV-3) / OAO ANK “Bashneft”, “Bashneft'-Yanaul” branch, “Arlanskoe upravlenie dobychi nefiti i gaza”, Neftekamsk, 2005. 19 p. (p. 3.1-6)

12. Tekhnologicheskii reglament ustanovki putevogo sbrosa vody UPSV-4 (Operating procedure for unit of line water discharge UPSV-4) / OAO ANK “Bashneft”, “Bashneft'-Yanaul” branch, “Arlanskoe upravlenie dobychi nefiti i gaza”, Neftekamsk, 2005. 24 c. (p. 3.1-7)

13. Brill J.P., Mukerdji H. Mnogofazniyi potok v skvajinah. Moscow-Ijevsk: Institute of computer researches. 2006. 384 p. (Transl. from James P. Brill & Hemanta Mukheejee. Multiphase Flow in Wells, 1999. 164 p. SPE Monograph Series Vol. 17).