

**РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
НЕФТИ И ГАЗА ИМЕНИ И. М. ГУБКИНА**

УДК 622.692.4



Бычкова Ольга Андреевна

**РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ РАСЧЕТА ПАРАМЕТРОВ ТЕЧЕНИЯ СЫРОГО ГАЗА
С МАЛЫМ СОДЕРЖАНИЕМ ЖИДКОСТИ В МОРСКИХ ТРУБОПРОВОДАХ**

**Специальность 25.00.18 - Технология освоения морских месторождений полезных
ископаемых (технические науки)**

**АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание учёной степени
кандидата технических наук**

2 0 0 9 1 1 1 0 0

Москва – 2009

Работа выполнена в Государственном образовательном учреждении высшего профессионального образования «Российский государственный университет нефти и газа имени И. М. Губкина» и Обществе с ограниченной ответственностью "Газпром ВНИИГАЗ"

Научный руководитель: доктор технических наук, профессор
Мирзоев Дилижан Аллахверди оглы

Официальные оппоненты: доктор технических наук, профессор
Григорьев Леонид Иванович

кандидат технических наук
Староконь Иван Викторович

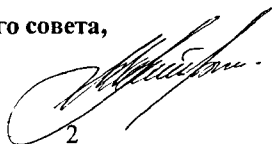
Ведущая организация: ОАО «Гипроспецгаз»

Защита состоится 25 ноября 2009г. в 15 час. 00 мин. на заседании диссертационного совета Д212.200.11 при Российском государственном университете нефти и газа им. И. М. Губкина по адресу: 119991, Москва, ГСП-1, Ленинский проспект, 65.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Российского государственного университета нефти и газа им. И. М. Губкина

Автореферат разослан «21» октября 2009г.

Учёный секретарь диссертационного совета,
доктор технических наук, доцент



И.Е. Литвин

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы

Перспективы освоения месторождений и определения транспортных маршрутов связаны с территориями, расположенными в акватории шельфа.

Для освоения морских месторождений одной из главных задач, с которой связаны вопросы производственной безопасности и значительных финансовых вложений, является транспорт добытого сырья. Наиболее экономичным (за счет снижения капитальных вложений из-за уменьшения необходимого количества и состава оборудования для подготовки продукции, а иногда и вовсе отказа от платформ) для морских месторождений является многофазный транспорт, позволяющий перекачать добытую смесь по трубе до береговой инфраструктуры. Однако многофазный поток требует тщательного контроля, анализа и управления. Это связано с неустановившейся природой различных процессов в потоке, зависящих как от внутренних, так внешних факторов.

Несмотря на то, что за последние 70 лет было разработано множество теорий и экспериментальных зависимостей для расчета термобарических и расходных параметров для всех структур течения двухфазных потоков, ни одна из них не является универсальной и не дает точных результатов. Что касается вопросов транспортировки сырого газа с малым содержанием жидкости, то они относятся к наименее изученным в истории исследований многофазных течений, и информация по этим системам весьма ограничена.

Принимая во внимание вышесказанное и тот факт, что на шельфе РФ открыто множество газовых месторождений с малым содержанием конденсата и пластовой воды (Штокмановское, Северо-Каменномыское, Каменномыское-море, Семаковское и др.), точное проектирование гидравлических режимов в газопроводах от этих месторождений становится **важной и актуальной задачей**.

Цель работы

Целью диссертационной работы является разработка методики расчёта основных параметров транспортировки сырого газа с малым содержанием жидкости в протяженных морских трубопроводах.

Основные задачи исследования

Поставленная цель достигается путем решения следующих основных задач:

- Выбор критерия для оценки возможности накопления жидкости в трубопроводе сырого газа.
- Разработка методики расчета параметров течения сырого газа с малым содержанием жидкости в морских газопроводах.
- Апробация разработанного алгоритма на примере транспортной системы Штокмановского, Северо-Каменномыского месторождений и месторождения Каменномыское-море.

Научная новизна

Научная новизна результатов исследований состоит в разработке алгоритма, позволяющего оценить существование условий для накопления жидкости при течении сырого газа с малым ее содержанием в морском трубопроводе путем построения критериальной зависимости выносной скорости газа от давления, в основе которой лежат подходы Стина-Уоллиса и Клапчука-Елина. Создана методика определения основных параметров течения и определения границ существования расслоено-волнового режима течения сырого газа в морском трубопроводе для условий малого содержания жидкости в потоке, основанная на усовершенствовании методики Тайтела-Даклера и учета в ней коэффициента гидравлического сопротивления на поверхности раздела фаз.

Защищаемые положения

1. Алгоритм для оценки возможности накопления жидкости в морском трубопроводе сырого газа, основанный на вычислении выносной скорости газа и построении критериальной зависимости выносной скорости газа от давления, полученной из соответствующих зависимостей Стина-Уоллиса и Клапчука-Елина.

2. Методика, позволяющая рассчитать параметры течения сырого газа (толщину слоя жидкости в сечении трубы, истинное содержание жидкости, потери давления) и определять границы существования раслоенно-волнового режима течения двухфазного потока в морских трубопроводах с учетом заданного закона гидравлического сопротивления на границе газ-жидкость и особенностей режимов течения газожидкостной смеси с малым содержанием жидкости.

Практическая ценность результатов работы

В настоящее время ведутся активные работы по разработке проектов обустройства месторождений Баренцева и Карского морей, Обской и Тазовской губ, в частности Штокмановского газоконденсатного месторождения, Северо-Каменномысского газового месторождения и т.д. Результаты исследований данной работы использованы при разработке «Корректировки проекта разработки Штокмановского газоконденсатного месторождения», «Проекта разработки месторождения Каменномысское-море», «Проекта разработки Северо-Каменномысского месторождения», «Инвестиционного замысла освоения ресурсов Обской и Тазовской губ», «Корректировки «Программы освоения углеводородных ресурсов шельфа РФ на период до 2030 года».

Апробация работы

Основные положения диссертационной работы обсуждались на:

- Международной конференции «Нефть и газ Арктического шельфа-2006» (2006 г., Мурманск);
- Международной конференции «Освоение шельфа арктических морей России RAO/CIS Offshore 2007» (2007 г., Санкт-Петербург), где получен «Диплом» конференции RAO-07;

▪ Международной научно-практической конференция «Газотранспортные системы: настоящее и будущее (GTS - 2007)» (2007 г., Москва);

▪ на Международной конференции «Освоение ресурсов нефти и газа российского шельфа: Арктика и Дальний Восток ROOGD-2008» (2008 г., Москва);

▪ заседании секции «Освоение морских нефтегазовых месторождений» Ученого совета ООО «ВНИИГАЗ», Протокол № 3 от 9 апреля 2007 года;

▪ совместных заседаниях секций «Техника и технология разработки морских месторождений» Научно-технического совета ОАО «Газпром» и секции «Освоение морских нефтегазовых месторождений» Ученого совета ООО «ВНИИГАЗ», от 4 октября 2006 года, 26 ноября 2008 года.

Объем и структура диссертационной работы

Диссертационная работа содержит введение, три главы, основные результаты с выводами, список использованной литературы из 57 наименований. Содержание изложено на 101 странице машинописного текста и включает 38 рисунков и 23 таблицы.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность рассматриваемой проблемы; сформулированы цель и основные задачи исследования; охарактеризованы научная новизна и основные защищаемые положения, а также отражена практическая значимость результатов исследования.

В первой главе проведен анализ развития теоретических исследований по движению газожидкостных смесей в трубах от простейших эмпирических зависимостей начала XX века (Тимерина, Костерина, Вильде, Мартинелли, Арманда, Телетова, Франкля и др.) и упрощенных стационарных моделей (Лоренца, Меликова, Гибсона, Лейбензона, Поэтманна-Карпентера, Баксендела-Томаса, Фэнчера-Брауна и др) до сложных механистических (Уоллиса, Хасана-Кабира, Ансари и др., Петаласа-Азиза, ВНИИГАЗ'а и др.) и современных динамических моделей (OLGA, TACITE, TUFF). Во второй части главы показано современное стояние применения технологии многофазного транспорта в мировой практике, а также приведены конкретные примеры по реализации проектов трубопроводных систем, транспортирующих сырой газ с малым содержанием жидкости (Brent, Yacheng, Frigg, Troll, Viking, Kvitebjorn, Mensa и др.), которые могут послужить аналогами при проектировании подобных месторождений на российском шельфе, таких как Штокмановское, месторождения Обской и Тазовской губ, Карского моря.

Во второй главе описываются особенности течения сырого газа с малым содержанием жидкости (менее 56 см^3 на 1 м^3 газа или 10 баррелей на 1 млн. кубических стандартных футов газа):

▪ Результаты сравнения фактических и расчетных потерь давления для существующих трубопроводов с содержаниями жидкости от 5.6 до $45 \text{ см}^3/\text{м}^3$, показывают, что для потоков сырого газа с малым содержанием жидкой фазы разность между расчётными и фактическими значениями потерь давления

минимальна при использовании гидравлических зависимостей AGA для сухого газа, а использование методик Беггса-Брилла и Даклера для расчёта двухфазного течения транспортируемой продукции приводит к большим погрешностям в оценке гидравлических потерь для широкого интервала значений производительности газопроводов.

Отмеченная близость расчётных и фактических потерь давления при использовании гидравлических зависимостей для сухого газа может быть объяснена тем, что при малом содержании жидкой фазы и при типичных расходных и термобарических параметрах трубопроводной транспортировки сырого газа на большие расстояния доминирующими структурами двухфазных потоков являются дисперсная и расслоенная структуры (Рисунок 1), у которых коэффициент гидравлического сопротивления близки к значениям коэффициента гидравлического сопротивления для чисто газового потока.

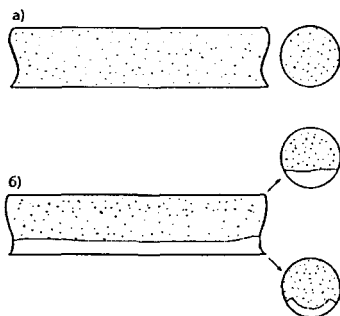


Рисунок 1 - Структуры течения двухфазных потоков сырого газа с малым содержанием жидкости, характерных для протяжённых рельефных газопроводов: а - дисперсное течение; б - расслоенное течение с сегментной (наверху) и серповидной (внизу) поверхностью раздела

Далее в свете доминирования расслоенного режима в трубопроводе сырого газа с малым содержанием жидкости рассматриваются опыты Стина-Уоллиса и Клапчука-Елина по оценке условий для накопления жидкости в полости трубопровода. Названные авторы получили экспериментальные отношения для определения критической скорости газа V_G , выше которой начинается интенсивный срыв капель с поверхности жидких скоплений и формирование дисперсного облака в газожидкостном потоке.

Формула Стина-Уоллиса выглядит следующим образом:

$$V_G = 0.246 \frac{\sigma}{\mu_G} \sqrt{\frac{\rho_L}{\rho_G}} \quad (1)$$

Формула Клапчука-Елина имеет вид:

$$V_G = 5.5 \left(\frac{g\sigma}{\rho_L - \rho_G} \right)^{0.25} \sqrt{\frac{\rho_L}{\rho_G}} \quad (2)$$

где: μ_G - вязкость газовой фазы, сП;
 σ - поверхностное натяжение, Н/м;
 ρ_G - плотность газовой фазы, кг/м³;
 ρ_L - плотность жидкой фазы, кг/м³.

Алгоритм оценки условий для накопления жидкости в полости трубопровода:

1. По формулам (1) и (2) рассчитывается скорость газа V_G для заданного диапазона давлений. При этом плотности жидкой фазы ρ_L , плотности ρ_G и вязкости μ_G газовой фазы, а также поверхностное натяжение σ рассчитываются для заданного состава газа при заданной температуре сырого газа в программном продукте PVTsim (Calsep).

2. По полученным данным строятся графики зависимости критической скорости газа V_G от давления P , которые станут основой для построения критериальной кривой, определяющей границу течения многофазного потока в режиме, не позволяющем жидкости накапливаться в полости трубопровода.

3. Если полученные кривые пересекаются, то для получения критериальной кривой, с помощью которой оцениваются условия для накопления жидкой фазы в полости трубопровода, необходимо объединить эти две кривые в одну путем соединения верхних половин кривых, что позволяет нам получить некий запас значений приведенных скоростей газа для задаваемых условий. В противном случае выбираем кривую с большими значениями скоростей газа с целью получения более надежных результатов.

Далее в главе рассматривается методика расчётов основных параметров трубопроводного течения сырого газа с малым содержанием жидкости, в основе которой лежат следующие положения:

- Режим течения сырого газа с малым содержанием жидкости в трубопроводе расслоенный. Вся жидкая фаза двухфазного потока переносится в виде слоя вдоль нижней образующей труб. При такой постановке не учитывается перенос части жидкой фазы в газовом потоке в диспергированном виде.

- Раздельное сплошное движение газовой и жидкой компонент двухфазного потока подчиняется раздельным уравнениям сохранения импульса.

- На границе раздела фаз действует сдвиговое напряжение, зависящее в основном от толщины слоя жидкости. Кроме того, оно зависит от плотности, скорости и вязкости газовой фазы. Сдвиговое напряжение вызывает замедление движения газового потока и ускорение слоя жидкости.

- Геометрия слоя жидкости принята в виде симметричного кольцевого сегмента на нижней образующей трубы (Рисунок 1, б). Выбор такой геометрии поверхности раздела фаз объясняется, в основном, соображениями упрощения расчётных соотношений и не приводит к значительным погрешностям при определении величины истинного содержания жидкости при рассматриваемых в работе объёмах жидкости.

На основе предлагаемой модели можно:

- рассчитывать толщину слоя жидкости в сечении трубы;
- рассчитывать величину истинного содержания жидкости;
- рассчитывать потери давления при транспортировке сырого газа;

▪ определять границы существования раслоенно-волнового режима течения двухфазного потока.

Реализуется предложенная механистическая модель с помощью подхода Тайтла-Даклера, основанного на решении обыкновенных дифференциальных уравнений балансов количества движения отдельно для жидкой фазы (3) и газовой фазы (4) при условиях, когда заведомо имеет место раслоенная структура течения двухфазного потока:

$$-A_L \left(\frac{dP}{dx} \right) - \tau_{wL} S_L + \tau_i S_i + \rho_L A_L \sin \alpha = 0, \quad (3)$$

$$-A_G \left(\frac{dP}{dx} \right) - \tau_{wG} S_G - \tau_i S_i + \rho_G A_G \sin \alpha = 0. \quad (4)$$

Уравнение сохранения массы с учётом фазовых переходов в транспортируемом продукте имеет следующий вид:

$$\varphi \rho_L u_L + (1 - \varphi) \rho_G u_G = \text{const}. \quad (5)$$

Исключая из уравнений (3) и (4) градиент давления, получаем:

$$\tau_{wG} \frac{S_G}{A_G} - \tau_{wL} \frac{S_L}{A_L} + \tau_i S_i \left(\frac{1}{A_G} + \frac{1}{A_L} \right) + (\rho_L - \rho_G) g \sin \alpha = 0. \quad (6)$$

Касательные напряжения на стенках трубы вычисляются традиционным способом:

$$\tau_{wL} = \lambda_L \frac{\rho_L u_L^2}{8}, \quad \tau_{wG} = \lambda_G \frac{\rho_G u_G^2}{8}, \quad \tau_i = \lambda_i \frac{\rho_G (u_L - u_i)^2}{8}. \quad (7)$$

Коэффициенты гидравлического сопротивления вычисляются по степенным формулам, которые следуют из предположения Никуралдзе о степенном характере изменения профиля продольной скорости потока при турбулентном течении:

$$\lambda_L = C_L \left(\frac{D_L u_L}{\nu_L} \right)^{-n}, \quad \lambda_G = C_G \left(\frac{D_G u_G}{\nu_G} \right)^{-m}. \quad (8)$$

Уравнение (6) с учётом уравнений (7), (8) и неравенства коэффициентов гидравлического сопротивления на поверхности раздела газ-жидкость и на границе газ-стенка трубы, имеет вид:

$$X^2 \left[(\bar{u}_L \bar{D}_L)^{-n} \bar{u}_L^2 \frac{\bar{S}_L}{\bar{\lambda}_L} \right] - \left[(\bar{u}_G \bar{D}_G)^{-m} \bar{u}_G^2 \left(\frac{\bar{S}_G}{\bar{\lambda}_G} + \chi_{iG} \frac{\bar{S}_i}{\bar{\lambda}_L} + \chi_{iG} \frac{\bar{S}_i}{\bar{\lambda}_G} \right) \right] - 4Y = 0. \quad (9)$$

Для приведения переменных к безразмерной форме необходимо отнести их к: D для длины; D^2 для площади; u_L^S и u_G^S для скорости жидкой и газовой фаз соответственно, где u_L^S и u_G^S - относительные скорости жидкой и газовой фаз при условии, что соответственно жидкость и газ заполняют весь периметр трубы S , м/с. Для обозначения безразмерных величин используется символ (\sim) .

В уравнении (6):

$$X^2 = \frac{|(dP/dx)_L|}{|(dP/dx)_G|}, \quad (10)$$

$$Y = \frac{(\rho_L - \rho_G)g \sin \alpha}{|(dP/dx)_G|}, \quad (11)$$

$$\tilde{S}_L = \pi - \cos^{-1}(2\tilde{h}_L - 1), \quad \tilde{S}_G = \cos^{-1}(2\tilde{h}_L - 1), \quad \tilde{S}_i = \sqrt{1 - (2\tilde{h}_L - 1)^2}, \quad (12)$$

$$\tilde{A}_L = 0.25 \left(\pi - \cos^{-1}(2\tilde{h}_L - 1) + (2\tilde{h}_L - 1) \sqrt{1 - (2\tilde{h}_L - 1)^2} \right), \quad (13)$$

$$\tilde{A}_G = 0.25 \left(\cos^{-1}(2\tilde{h}_L - 1) - (2\tilde{h}_L - 1) \sqrt{1 - (2\tilde{h}_L - 1)^2} \right), \quad (14)$$

$$\tilde{u}_G = \frac{\tilde{A}}{\tilde{A}_G}, \quad \tilde{u}_L = \frac{\tilde{A}}{\tilde{A}_L}, \quad (15)$$

$$\chi_{iG} = \frac{\lambda_i}{\lambda_G}, \quad (16)$$

$$D_G = \frac{4\tilde{A}_G}{S_G + S_i}, \quad D_L = \frac{4\tilde{A}_L}{S_L + S_i}. \quad (17)$$

Коэффициент гидравлического сопротивления на поверхности раздела фаз с учетом экспериментальных исследований Хамерсма и Харта по определению влияния толщины плёнки жидкости рассчитываем по формуле Эка (1973):

$$\lambda_i = \frac{0.25}{\left(\text{Log} \left(\frac{15}{\text{Re}_G} + 0.619\tilde{h}_L \right) \right)^2}. \quad (18)$$

Коэффициент гидравлического сопротивления для газовой фазы λ_G определяется по формуле Колбрука-Уайта. Напомним, что Тайтель и Даклер решали уравнение (6) при условии $\chi_{iG} = 1$.

В (3) - (18) используются следующие обозначения:

A_L и A_G - площадь поперечного сечения, занимаемая соответственно жидкостью и газом, м²;

S_L , S_G и S_i - части периметра трубы, занимаемые соответственно жидкостью, газом и границей раздела фаз, м;

τ_{wL} , τ_{wG} и τ_i - касательные напряжения соответственно между стенкой трубы и жидкостью, между стенкой трубы и газом и на поверхности раздела жидкости и газа, Н/м²;

ρ_L и ρ_G - плотность жидкости и газа соответственно, кг/м³;

α - угол наклона рассматриваемого участка газопровода, град;

λ_L , λ_G и λ_i - коэффициенты гидравлического сопротивления жидкости, газа и на поверхности раздела жидкости и газа соответственно;

u_L и u_G - скорости жидкости и газа соответственно, м/с;

D_L и D_G - гидравлические диаметры жидкости и газа соответственно, м;

C_L и C_G - параметрические коэффициенты;

n , m - показатели степени;

X и Y - комплексы Локкарта-Мартинелли;

$(dP/dX)_G$ и $(dP/dX)_L$ - дифференциальные потери давления на трение, рассчитанные для газовой (жидкой) фазы при условии её перекачки в однофазном состоянии на участке трубопровода диаметра D с весовым расходом, равным весовому расходу газа (жидкости) в исходном двухфазном потоке.

При выводе (6) использовалось предположение о том, что $u_L \ll u_G$.

Типичные значения показателей степеней n и m для условий магистрального транспорта сырого газа составляют 0.25 и 0.1 соответственно.

Все величины, входящие в уравнение Тайтеля-Даклера (6), кроме комплексов X и Y , определяются приведенной величиной высоты слоя жидкой фазы $\tilde{h}_L = h_L/D$, где h_L - геометрическая высота слоя жидкой фазы, м.

Значение истинного содержания жидкой фазы определяется по классической формуле:

$$\varphi = \frac{\tilde{A}_L}{\tilde{A}_L + \tilde{A}_G} \quad (19)$$

Нами разработан следующий алгоритм расчёта относительной толщины слоя жидкой фазы в газопроводе сырого газа, доли смоченной поверхности труб, истинного содержания жидкости:

1. Трасса газопровода делится на расчётные участки, характеризующиеся углами их наклона к горизонтали.

2. Термобарические и расходные параметры транспортировки сырого газа на каждом расчётном участке оцениваются с помощью гидравлических опций Беггса-Брилла или Мукерджи-Брилла, которые входят в состав известных программных комплексов PipePhase и PipeSim или программы OLGA 5.

3. На каждом расчётном участке по полученным на шаге 2 локальным значениям термобарических и расходных параметров рассчитываются значения X и Y .

4. С помощью уравнения (6) рассчитываются значения относительной высоты жидкой фазы, площади внутренней поверхности трубы и истинного содержания жидкой фазы на рассматриваемом расчётном участке. Решение осуществляется перебором величин \tilde{h}_L ; поиск искомого значения \tilde{h}_L завершается при условии, что левая часть уравнения (6) становится меньше заранее заданной малой величины. Кроме того, рассчитывается истинное содержание жидкости и градиент давления на рассматриваемом участке с помощью уравнений (19) и (4) соответственно.

5. Кроме того, на каждом расчётном участке газопровода проверяется предположение о расслоенно-волновой структуре течения сырого газа:

- нижняя граница (переход в дисперсный режим) определяется с помощью значения отношения коэффициентов гидравлического сопротивления на поверхности раздела фаз и газовой фазы χ_{IG} с помощью уравнения (16). Если $\chi_{IG} < 1$, то режим течения дисперсный, если же $\chi_{IG} > 1$, то режим течения расслоенный;

- верхняя граница (переход в кольцевой или пробковый режимы) определяется с помощью модифицированного критерия устойчивости Кельвина-

Гельмгольца для определения границы перехода расслоено-волнового течения в кольцевое и пробковое, которое было получено Тайтелем и Даклером:

$$Fr_M \leq Fr_{rev}, \quad (20)$$

где:

$$Fr_M = \sqrt{\frac{\rho_G}{\rho_L - \rho_G}} \frac{u_G^s}{\sqrt{Dg \cos \alpha}}, \quad (21)$$

$$Fr_{rev} = \frac{C}{\sqrt{u_G \frac{\sqrt{1 - (2\tilde{h}_L - 1)^2}}{\tilde{A}_G}}}, \quad (22)$$

$$C = 1 - \tilde{h}_L. \quad (23)$$

Выполнение условия (20) говорит о расслоено-волновой структуре потока на рассматриваемом участке трубопровода. Если критерии покажут выход за границы расслоено-волнового режима, то варьированием угла наклона трубопровода α можно добиться возвращения к стабильному расслоенному течению флюида. Таким образом осуществляется подбор оптимальных углов наклона участков трубопровода вдоль всей трассы

Описанный алгоритм реализован с помощью алгоритмического языка Фортран.

В третьей главе приводятся примеры расчета выносной скорости газа и определения условий для срыва капель с поверхности жидкой пленки, а также параметров течения сырого газа на примере трубопроводных систем Штокмановского (ШГКМ), Северо-Каменномысского месторождений (С-КГМ) и месторождения Каменномысское-море (К-МГМ).

Так как условия для С-КГМ и К-МГМ практически одинаковы, то в работе представлен расчет только для транспортной системы Северо-Каменномысского месторождения.

В начале главы подробно приведены исходные данные для расчета:

- профили трасс газопроводов сырого газа;
- составы транспортируемых флюидов (два состава для ШГКМ с содержаниями жидкости 8.93 и 23.1 г/м³ и сеноманский газ С-КГМ с содержанием жидкости менее 1 г/м³);
- производительность трубопроводов (23.1 млрд. м³/год для ШГКМ и 15.3 млрд. м³/год для С-КГМ);
- характеристики труб (диаметры 42", шероховатость 25 мкм, толщины стенок 37 мм для ШГКМ и 14 мм для С-КГМ, условия окружающей среды);
- граничные условия для расчета в программе (выходные давления 60 атм для ШГКМ и 28 атм для С-КГМ и входные температуры 40 С для ШГКМ и 20 С для С-КГМ).

Согласно описанным в главе 2 алгоритмам, сначала строятся кривые Стинга-Уоллиса и Клапчука-Елина в заданном диапазоне давлений (Рисунок 2, Рисунок 3, Рисунок 4).

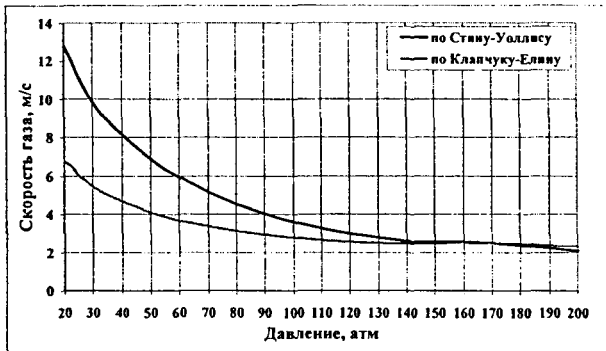


Рисунок 2- Зависимость скорости газа от давления для сырого газа для сырого газа ШГКМ с содержанием жидкости 8.93 г/м³

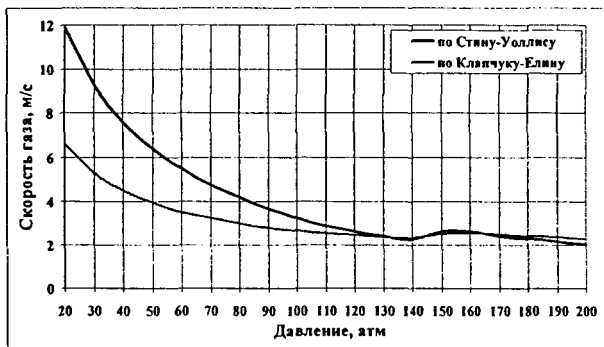


Рисунок 3- Зависимость скорости газа от давления для сырого газа для сырого газа ШГКМ с содержанием жидкости 23.1 г/м³

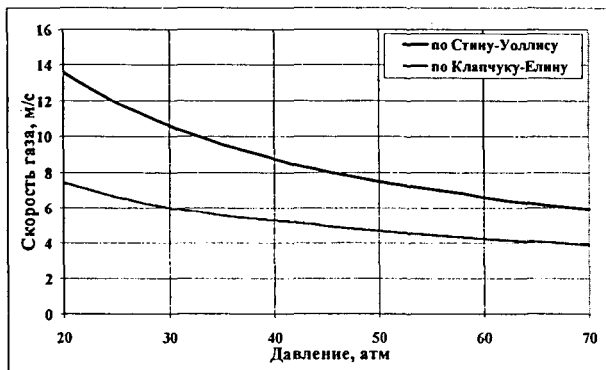


Рисунок 4- Зависимость скорости газа от давления для сырого газа С-КГМ с содержанием жидкости менее 1 г/м³

Строится критериальная кривая Клапчука-Стина путем соединения верхних половин полученных кривых Стина-Уоллиса и Клапчука-Елина, если они пересекаются (Рисунок 5, Рисунок 6). В противном случае (Рисунок 7) выбираем кривую с большими значениями скоростей газа с целью получения более надежных результатов. Таким образом, мы считаем, что в области скоростей газа, лежащих выше данных кривых, жидкость не будет накапливаться в полости газопровода.

Здесь следует заметить, что поверхностное натяжение оказывает существенное влияние на результаты расчетов. При расчете свойств смеси при определенных термобарических параметрах программа PVTsim рассчитывает три различных поверхностных натяжения: на границе газ-конденсат, на границе конденсат-вода и на границе вода-стенка трубы.

Принимая во внимание, что зависимости Стина-Уоллиса и Клапчука-Елина получены на основании экспериментов, где в качестве жидкой фазы выступала вода, то в наших расчетах также берется поверхностное натяжение для воды. Как показали расчеты, присутствие конденсата существенно влияет на значение поверхностного натяжения и меняет характер кривых Стина-Уоллиса и Клапчука-Елина. Этому явлению при проектировании необходимо уделить особое внимание.

Далее проводится моделирование процесса течения сырого газа по трубопроводу. В результате компьютерного моделирования процесса транспортировки сырого газа получаем зависимости скорости газа от давления по длине трубопроводов для различной загрузки трубопровода от 100% до 50% с интервалом в 10% и сравниваем их с соответствующими критериальными кривыми (Рисунок 5, Рисунок 6, Рисунок 7).

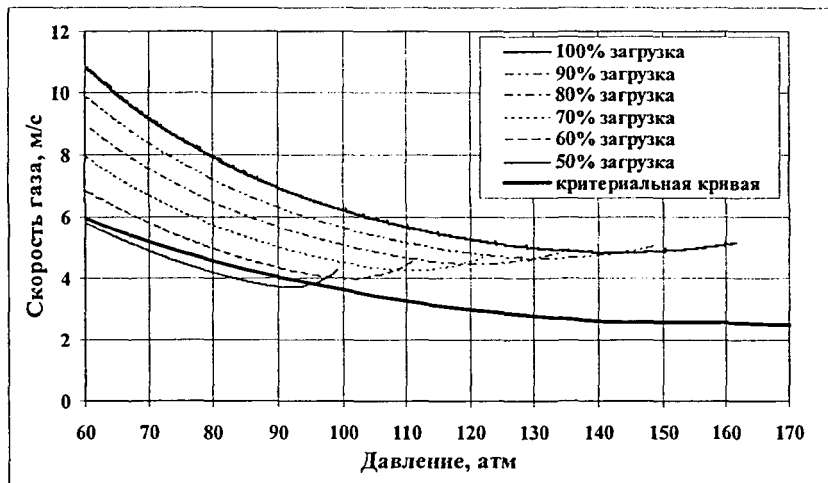


Рисунок 5- Сравнение критериальной кривой со скоростями газа для трубопровода сырого газа ШГКМ с содержанием жидкости 8.93 г/м^3

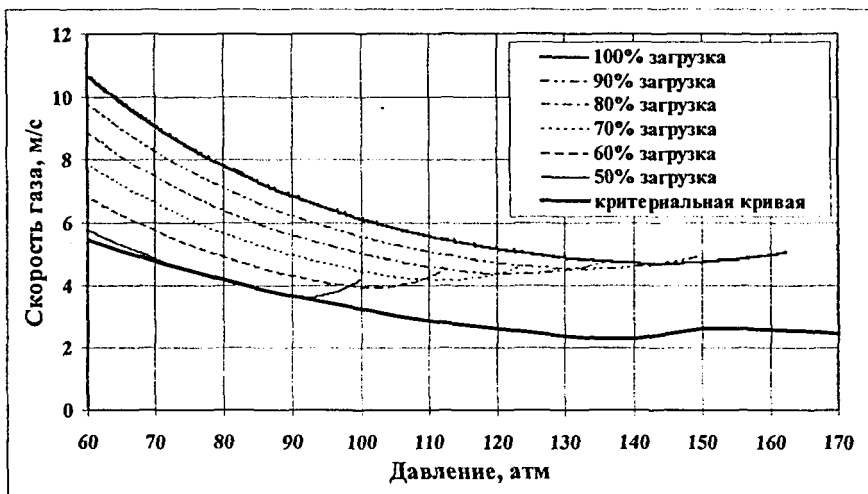


Рисунок 6- Сравнение критерияльной кривой со скоростями газа для трубопровода сырого газа ШГКМ с содержанием жидкости 23.1 г/м³

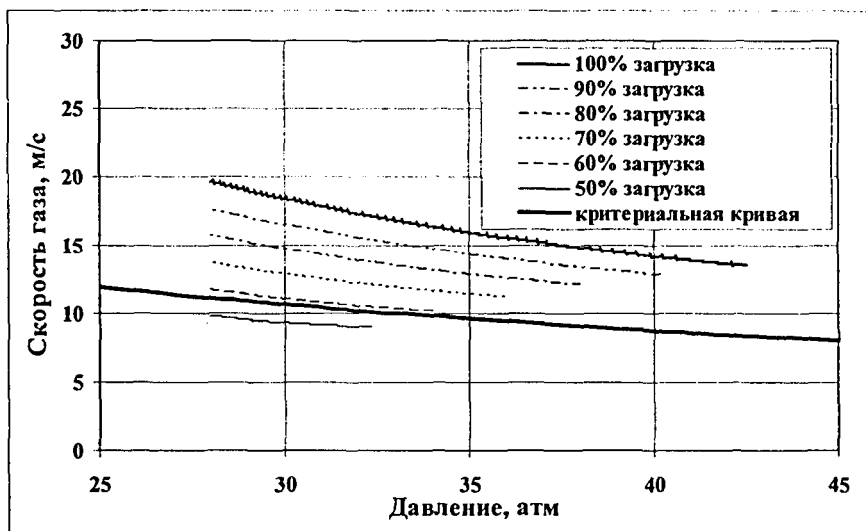


Рисунок 7- Сравнение критерияльной кривой со скоростями газа для трубопровода сырого газа С-КГМ с содержанием жидкости менее 1 г/м³

Результаты сравнения показывают, что для обеспечения уноса жидкости из полости трубы трубопроводы необходимо загружать минимум на 60% от проектного уровня загрузки, то есть производительность должна быть не менее 40.6 млн. м³/сут. для трубопровода от Штокмановского месторождения и 27.9

млн. м³/сут. для трубопровода от Северо-Каменномысского месторождения, а давление на входе в трубопровод нужно держать на уровне 110 атм и 34 атм соответственно. При меньших значениях расхода сырого газа режимы эксплуатации газопровода отличаются существенной нестабильностью, что будет приводить к технологическим осложнениям в их работе и отрицательно сказываться на качестве подготовки и обработки газа.

Далее проводится расчет толщины слоя жидкости в сечении трубы, величины истинного содержания жидкости для выделенных в окрестности границ секций участков небольшой длины, характеризующихся углами их наклона к горизонтали (Таблица 1, Таблица 2).

Таблица 1 - Результаты расчета толщины слоя жидкости и истинного содержания жидкости для различных участков трассы трубопровода от ШГКМ

Расстояние от начала газопровода, км	Конденсатный фактор = 8.93 г/м ³		Конденсатный фактор = 23.1 г/м ³	
	Толщина слоя жидкости, мм	Истинное содержание жидкости, доли ед.	Толщина слоя жидкости, мм	Истинное содержание жидкости, доли ед.
50	4.1	0.0004	0	0
100	7.5	0.0011	0	0
150	10.8	0.0019	0	0
200	12.0	0.0022	0	0
250	14.5	0.0029	21.2	0.0063
300	15.1	0.0031	27.3	0.0075
350	13.2	0.0025	26.7	0.0073
400	16.3	0.0035	35.3	0.0111
450	19.8	0.0047	37	0.0119
500	19.9	0.0047	37.1	0.0119
550	20.5	0.0049	36.5	0.0116
573	16.7	0.0036	28.5	0.0081

Таблица 2 - Результаты расчета толщины слоя жидкости и истинного содержания жидкости для различных участков трассы трубопровода от С-КГМ

Расстояние от начала газопровода, км	Толщина слоя жидкости, мм	Истинное содержание жидкости, доли ед.
10	4.4149	0.00047
20	4.7473	0.00052
30	5.0070	0.00057
40	5.1836	0.00059
48	5.2978	0.00061
50	5.2979	0.00061

Таким образом, мы видим, что в обоих рассматриваемых трубопроводах от ШГКМ наблюдается накопление жидкой фазы (толщина слоя жидкости для лёгкого состава сырого газа ШГКМ увеличивается от 0 в начале трубопровода до 17 мм в конце, для тяжёлого состава газа ШГКМ - от 0 до 29 мм соответственно). Что касается транспортной системы С-КГМ, то здесь накопление жидкости выражено слабо (толщина слоя жидкости колеблется в пределах от 4 до 5 мм).

Далее определяем нижнюю границу существования расслоенного режима (то есть границу перехода его в дисперсный режим) с помощью критерия χ_{IG} по формуле (16) и верхнюю границу существования расслоенного режима (то есть границу перехода его в кольцевой или пробковый режим) с помощью критерия Кельвина-Гельмгольца по формуле (20) (Таблица 3, Таблица 4).

Таблица 3 - Значения критериев в рассматриваемых сечениях трубопровода от ШГКМ

Расстояние от начала газопровода, км	Конденсатный фактор 8.93 г/м ³			Конденсатный фактор 23.1 г/м ³		
	Fr_M	Fr_{rev}	χ_{IG}	Fr_M	Fr_{rev}	χ_{IG}
50	0.749	2.464	0.74	0	0	0
100	0.736	2.119	0.9	0	0	0
150	0.723	1.992	1.05	0	0	0
200	0.739	1.871	1.1	0	0	0
250	0.751	1.779	1.19	0.729	1.604	1.41
300	0.765	1.761	1.2	0.724	1.495	1.54
350	0.785	1.827	1.14	0.762	1.504	1.56
400	0.812	1.723	1.25	0.789	1.385	1.81
450	0.852	1.636	1.36	0.829	1.365	1.85
500	0.913	1.634	1.37	0.889	1.364	1.86
550	1.011	1.619	1.39	0.988	1.371	1.84
573	1.075	1.713	1.26	1.053	1.475	1.62

Таблица 4- Значения критериев в рассматриваемых сечениях трубопровода от С-КГМ

Расстояние от начала газопровода, км	Fr_M	Fr_{rev}	χ_{IG}
10	0.470	2.444	0.305
20	0.473	2.399	0.306
30	0.478	2.368	0.307
40	0.483	2.346	0.307
48	0.549	2.340	0.307
50	0.507	2.334	0.308

Принятые критерии существования расслоенного режима показывают, что практически вдоль всей трассы газопровода ШГКМ (где выпадает жидкая фаза,

кроме начального участка) наблюдается расслоенная структура течения двухфазного потока с высотой слоя жидкой фазы в интервале от 0 до 17 мм для лёгкого состава сырого газа ШГКМ, от 0 до 29 мм для тяжёлого состава газа ШГКМ. Что касается трубопровода от С-КГМ, то критерий χ_{IG} определяет существующий режим как дисперсный с очень малым слоем жидкой фазы (от 0 до 5 мм).

Здесь следует отметить, что предложенный нами критерий перехода расслоенного режима течения в дисперсный χ_{IG} показывает более точные результаты по сравнению с существующими представлениями о гидравлике сырого газа с малым содержанием жидкости, согласно которым течение на участке газопровода характеризуется чисто дисперсной структурой, если в результате расчётов значение истинного содержания жидкости ϕ составляет 0.005 ± 0.006 и меньше. Данные значения ϕ основаны на обобщении экспериментальных наблюдений, и при установлении границы смены режимов не принималась во внимание незначительная по толщине пленка жидкости. Таким образом, граница перехода дисперсного режима в расслоенный смещается в область меньших истинных содержаний жидкости по сравнению с экспериментальными наблюдениями и допущениями, принятыми при этом.

Таблица 5- Результаты расчета толщины слоя жидкости для различных участков трассы трубопровода сырого газа от ШГКМ с содержанием жидкости 8.93 г/м^3

Расстояние от начала газопровода, км	Без учета коэффициента гидравлического сопротивления на границе раздела фаз		С учетом коэффициента гидравлического сопротивления на границе раздела фаз	
	Толщина слоя жидкости, мм	Истинное содержание жидкости, доли ед.	Толщина слоя жидкости, мм	Истинное содержание жидкости, доли ед.
50	3.75	0.00038	4.13	0.00044
100	7.2	0.001	7.45	0.0011
150	11.03	0.002	10.8	0.0019
200	12.4	0.0023	12.0	0.0022
250	15.4	0.0032	14.5	0.0029
300	16.05	0.0034	15.0	0.0031
350	13.7	0.0027	13.4	0.0025
400	17.6	0.0039	16.3	0.0035
450	21.9	0.0054	19.7	0.0047
500	22.03	0.0055	19.9	0.0047
550	22.9	0.0058	20.5	0.005
573	18.1	0.004	16.7	0.0036

Рассчитанный по формуле (18) коэффициент гидравлического сопротивления на межфазной границе λ_i для типичных условий транспортировки

сырого газа больше коэффициента гидравлического сопротивления на стенке трубы λ_G . Учет λ_i приводит к уменьшению расчётных толщин слоя жидкости и величин истинного содержания жидкости, увеличению скорости течения слоя жидкости. В этом можно убедиться при сравнении результатов расчётов толщины слоя и истинного содержания жидкости без учета и с учетом разницы значений коэффициентов гидравлического сопротивления на межфазной поверхности λ_i и на стенке трубы λ_G (Таблица 5).

Таким образом, за счет использования коэффициента гидравлического сопротивления на межфазной границе λ_i мы получаем более достоверные значения параметров течения сырого газа по сравнению с рассчитанными по методике Тайтеля-Даклера. Это позволяет нам расширить границы существования расслоено-волнового режима течения в сторону больших углов наклона восходящих участков газопровода сырого газа и большего содержания жидкости в смеси.

Факт смещения границ существования расслоено-волнового течения сырого газа по сравнению с рассчитанными по методике Тайтеля-Даклера подтверждается результатами экспериментальных исследований Вуда.

Основные результаты и выводы

1. Анализ результатов теоретических исследований и практического опыта в вопросах транспортировки газожидкостных потоков показывает, что ни одна из существующих на сегодняшний день моделей не является универсальной и не позволяет достаточно точно рассчитывать термобарические и расходные параметры потоков для всех структур течения, характерных для углеводородных систем. Особенно это касается вопросов определения режимов течения и величины содержания жидкости в трубопроводах, по которым транспортируется сырой газ с малым содержанием жидкости, так как такие системы имеют свои особенности и наименее изучены как с эмпирической, так и с теоретической точек зрения.

2. Обоснован выбор выносной скорости газа в качестве критерия, позволяющего оценить существование условий для накопления жидкости в полости трубопровода при транспортировке сырого газа с малым содержанием жидкости.

3. Разработан алгоритм для оценки возможности накопления жидкости в морском трубопроводе сырого газа, основанный на вычислении выносной скорости газа и построении критериальной кривой, полученной из кривых Стинга-Уоллиса и Клапчука-Елина

4. Предложена методика определения толщины слоя жидкости в сечении трубы, величины истинного содержания жидкости в трубопроводе, потерь давления при транспортировке сырого газа, границ существования расслоенно-волнового режима течения для двухфазного потока с малым содержанием жидкости в морском трубопроводе.

5. Данная методика позволила провести расчет названных показателей для газопроводов сырого газа от Штокмановского, Северо-Каменномысского месторождения и месторождения Каменномысское-море.

Перечень опубликованных работ

1. Бычкова, О.А. Некоторые проблемы транспорта газожидкостной смеси Штокман-берег [Электронный ресурс] / О.А. Бычкова // Науч. сб. тр. IV международной конференции «Нефть и газ Арктического шельфа», Мурманск, 15-17 ноября 2006. – 1 эл. опт. диск (CD-ROM).

2. Бычкова, О.А. Оценка рабочих параметров безопасной транспортировки сырого газа по морскому трубопроводу / О.А. Бычкова, Д.А. Мирзоев, В.А. Сулейманов // Технологии ТЭК. – 2007. – № 1. – С. 54-58.

3. Бычкова, О. А. Исследование гидравлического режима транспортировки углеводородного сырья в многофазном состоянии (на примере Штокмановского газоконденсатного месторождения) / О.А. Бычкова // Сб. мат. 7-ой всерос. науч.-тех. конф. «Актуальные проблемы состояния и развития нефтегазового комплекса России», Москва, 29-30 января 2007. – М. : РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2007. – С. 63-64.

4. Бычкова, О.А. Технологические требования к режимам транспортировки сырого газа по протяжённым морским трубопроводам [Электронный ресурс] / О.А. Бычкова, Д.А. Мирзоев, В.А. Сулейманов // Сб. тр. межд. конф. RAO/CIS Offshore, Санкт-Петербург, 11-13 сентября 2007. – 1 эл. опт. диск (CD-ROM).

5. Бычкова, О.А. Технологические требования к режимам транспортировки сырого газа по протяжённым морским трубопроводам / О.А. Бычкова, В.А. Сулейманов // Сб. тез. 2-ой межд. науч.-пр. конф. «Газотранспортные системы: настоящее и будущее (GTS-2007)», Развилка, 6-7 декабря 2007. – М. : ВНИИГАЗ, 2007. – С. 55.

6. Бычкова, О.А. Транспортировка сырого газа по морским трубопроводам: результаты исследования режимов течения / О.А. Бычкова, В.А. Сулейманов // Oil&Gas Journal Russia. – 2009. – № 6. – С. 36-42.

7. Бычкова О. А. Исследование режимов течения сырого газа с малым содержанием жидкости в протяженных морских трубопроводах / О.А. Бычкова, В.А. Сулейманов // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2009. – № 2 (14). – С. 12-15.

Соискатель



Бычкова О.А.

Подписано к печати *15.10.09*
Бумага офсетная
Тираж *100* экз.

Формат 60х90/16
Усл. п. л.
Заказ № *511*

Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина
119991, Москва, Ленинский проспект, 65
Тел. (499) 233-93-49