

Казахский национальный исследовательский технический университет  
имени К.И.Сатпаева

УДК 621.643/.644(043)

На правах рукописи

**ИМАНСАКИПОВА НУРГУЛЬ БЕКЕТОВНА**

**Снижение эффектов гидравлических нагрузок по профилю трассы  
нефтепроводов**

6D070800 – Нефтегазовое дело

Диссертация на соискание академической степени доктора философии  
PhD

Научный консультант:

Иргибаев Т.И.

к.т.н., лектор

Зарубежный научный консультант:

Самигуллин Г.Х.

д.т.н., доцент

**Республика Казахстан  
Алматы, 2021**

## СОДЕРЖАНИЕ

	ВВЕДЕНИЕ	6
1	Анализ современного состояния проблемы снижения эффектов гидравлических нагрузок в магистральном нефтепроводе. Постановка задач исследования	11
1.1	Магистральный нефтепровод	11
1.1.1	Характеристики трубопроводов	11
1.1.2	Проблемы транспортировки	13
1.1.3	Анализ факторов, влияющих на интенсивность гидравлических нагрузок нефтепроводов	14
1.2	Теория и математическое моделирование неустановившегося течения жидкости в трубопроводах	20
1.2.1	Расчет нестационарного течения жидкости методом характеристик	25
1.2.2	Начальные и краевые условия. Условия сопряжения	29
1.3	Защита нефтепроводов от перегрузок по давлению	33
1.4	Образование газовоздушных скоплений и их влияние на эффективность работы нефтепровода	38
	Выводы. Постановка задач	41
2	Теоретические исследования неустановившегося потока жидкости, процессов образования и устойчивости газовоздушных скоплений в рельефном нефтепроводе	43
2.1	Ограниченность теории неустановившегося течения жидкости в трубопроводе	43
2.1.1	Создание математической модели неустановившегося потока жидкости в условиях проявления гидравлических нагрузок большой интенсивности	44
2.1.2	Расчет математической модели с помощью метода характеристик	49
2.1.3	Результаты моделирования	50
2.2	Физическая модель влияния поверхностных и граничных эффектов на процесс образования и устойчивости газовоздушных скоплений	54
2.2.1	Ограниченность результатов теоретических исследований процессов образования и устойчивости газовоздушных скоплений	54
2.2.2	Влияние контакта жидкость-газ-твердое тело на процесс образования и устойчивость газовоздушных скоплений	56
2.2.3	Условие равновесия газовоздушных скоплений на стенках нефтепровода	60
	Выводы	62
3	Экспериментальные исследования неустановившегося потока жидкости и разработка технических решений по снижению гидравлических нагрузок	63

3.1.1	Лабораторный стенд для исследования гидравлического удара	63
3.1.2	Конструктивные изменения в технологической схеме для решения поставленных задач	66
3.1.3	Методика и планирование эксперимента	68
3.1.4	Результаты экспериментальных исследований неуставившегося течения жидкости	70
3.2	Разработка системы сглаживания волн давления в магистральном нефтепроводе	76
	Выводы	79
4	Обеспечение промышленной и экологической безопасности эксплуатации магистральных нефтепроводов. Оценка экономической эффективности	80
4.1	Основные методы оценки риска при проектировании и эксплуатации магистральных нефтепроводов	80
4.2	Разработка методики экспертной оценки и ранжирования участков магистрального нефтепровода по уровню риска	87
4.3	Оценка экономической эффективности	95
	Выводы по главе	96
	<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ</b>	97
	<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ</b>	100
	<b>ПРИЛОЖЕНИЯ</b>	108

## **Нормативные ссылки**

В настоящей диссертации использованы ссылки на следующие стандарты:  
Закон Республики Казахстан «О науке» от 18.02.2011 г. № 407-IV ЗРК;  
ГОСО РК 5.04.034-2011: Государственный общеобязательный стандарт образования Республики Казахстан. Послевузовское образование. Докторантура. Основные положения (изменения от 23 августа 2012 г. № 1080);  
Правила присуждения ученых степеней от 31 марта 2011 года № 127; межгосударственные стандарты:  
ГОСТ 7.32-2001 (изменения от 2006 г.). Отчет о научно-исследовательской работе. Структура и правила оформления; ГОСТ 7.1-2003. Библиографическая запись. Библиографическое описание. Общие требования и правила составления.

## Обозначения и сокращения

МТ – магистральный трубопровод  
МН – магистральный нефтепровод  
ПС – перекачивающая станция  
НПС – нефтеперекачивающая станция  
САР - система автоматического регулирования давления  
УЗА – узел запорной арматуры  
СМР - строительно-монтажные работы  
КИП и А – контрольно-измерительные приборы и автоматика  
БО – бальные оценки  
ТЭО – технико-экономическое обоснование  
ГИС – геоинформационная система  
ПО – программное обеспечение  
ЛЭП – линия электропередач  
ПК – километровая отметка трасс МТ  
ЧС – чрезвычайная ситуация  
КТК - Каспийский трубопроводный консорциум

## Введение

### **Оценка современного состояния решаемой научно-технологической проблемы**

Более 50% в мире, а в Казахстане, в отсутствие на территории морской составляющей, свыше 80% нефти транспортируется посредством магистральных трубопроводов, особенностью которых является большая протяженность. Магистральный трубопровод представляет собой объединение последовательно чередующихся, разнородных технологических элементов, функционально интегрированных в единую систему для обеспечения необходимых условий транспортирования.

Поскольку плотность и скорость транспортируемой нефти в трубопроводе значительны, то поток жидкости с движущейся массой, определяемой диаметром и протяженностью нефтепровода, порядка десятки тысяч тонн обладает колоссальной инерцией. Поэтому технологические операции, такие как пуск и остановка работы трубопровода, включение и отключение перекачивающей станции, полное или частичное закрытие задвижки, разрыв трубопровода и др. санкционированные и аварийные ситуации могут привести к гидравлическим нагрузкам в виде скачкообразного роста давления в трубопроводе, измеряемого десятками атмосфер и проявляющихся в виде гидравлического удара.

Импульс, возникающий при гидравлических ударах, распространяются с большой скоростью в виде волны давления (скорость ударной волны выше скорости звука в среде) от места остановки жидкости вверх и вниз по потоку. Скачкообразное увеличение давления способно вывести из строя оборудование, разорвать трубу и привести к аварийной ситуации с тяжелыми экологическими последствиями для окружающей среды. Наряду с внутренними причинами, связанными с техническими изменениями режима работы транспортной системы, влияющих на проявление гидравлических нагрузок и их интенсивность, снижение пропускной способности трубопровода, большую роль играют такие внешние факторы, как рельеф местности, по которой проложен нефтепровод и температура окружающей среды.

С изменением температуры окружающей среды на внутренних стенках нефтепровода, особенно при перекачке тяжелой нефти, откладывается значительное количество парафина.

В точках перегибах нефтепровода, расположенных на возвышенностях или впадинах, возникают газовоздушные скопления.

Большинство магистральных нефтепроводов Казахстана проложены в условиях неоднородности рельефа местности. В связи с этим, особый научный и практический интерес представляет исследование процесса образования газовоздушных скоплений и их влияние на эффективность транспортировки.

Классическая теория неустановившегося течения жидкости неприемлема к расчету переходных процессов в магистральных нефтепроводах. Это объясняется тем, что классическая теория содержит одно хотя и не часто

формулируемое ограничение об отсутствии в жидкости фазовых переходов. Это предполагает, что ни при каких условиях жидкость не переходит в парогазовую фазу, даже при снижении давления до упругости насыщенных паров. Между тем, при распространении в трубопроводе волн разрежения и рельефной неоднородности трассы, это условие нарушается во многих сечениях трубопровода и, прежде всего, в вершинах ее профиля.

Нет объяснений экспериментально выявленным фактам, таким как вынос газоздушного скопления целиком, а не послойно, существование высокочастотных и низкочастотных пульсации давления, определяемых газовыми скоплениями, неоднозначно трактуются причины и условия образования и устойчивости газоздушных скоплений.

Таким образом, анализ состояния изученности процессов образования газоздушных скоплений и их влияния на гидравлические нагрузки в нефтепроводе, показывает на необходимость новых подходов для решения проблем, вызванных этими явлениями.

Согласно многочисленным отечественным и зарубежным работам, посвященным неустановившемуся течению реальной жидкости в трубопроводах, математическое моделирование - практически основной способ исследования нестационарных процессов.

В то же время, известные математические модели ограничены в своих возможностях, так как они не в полной мере отражают все факторы влияния на режим течения жидкости в этих условиях, что не позволяет исследовать различные аспекты поведения таких сложных взаимосвязанных систем. В связи с этим, в работе предлагается инновационная математическая модель.

Обеспечение безопасности эксплуатации и устойчивости работы магистрального нефтепровода является основной задачей всех существующих транспортных систем. Одним из успешных и эффективных способов решения задачи является методы, основанные на анализе и оценки факторов риска и их уровня для принятия управленческих решений по предотвращению проявления кризисных ситуаций на основе их прогноза. В основном все известные методы ориентированы на анализе уровня риска как на этапе проектирования, так и в процессе эксплуатации. В то же время, они не позволяют провести оценку рисков ряда неучтенных или трудно прогнозируемых факторов, осложняющих работу нефтепроводных систем и проявляющихся в процессе работы магистрального нефтепровода в условиях гидравлических нагрузок повышенной интенсивности.

В настоящее время, для защиты технологического оборудования магистральных нефтепроводов от волн повышенного давления, существуют различные системы, методы и устройства: уравнивательные резервуары, которые широко используются в трубопроводных системах низкого давления для защиты от гидравлических нагрузок; воздушный колпак, позволяющий сглаживать волны различного давления за счет преобразования высокочастотных колебаний давления в низкочастотные с пониженной амплитудой; система автоматического регулирования, осуществляющая

сглаживание волн давления дросселированием потока посредством регулирующих заслонок и т. д. Несмотря на ряд достоинств по борьбе с гидравлическими нагрузками они имеют ряд существенных недостатков, которые проявляются при сглаживании волн давления большой интенсивности и длительности, требующих устранения для повышения эффективности транспортирования нефти.

Таким образом, анализ современного состояния проблемы позволяет сделать следующий вывод об актуальности и необходимости проведения научных исследований, направленных на снижение эффектов гидравлических нагрузок в магистральном нефтепроводе по профилю трассы, имеющих большую научную и практическую значимость.

#### **Основание и исходные данные для разработки темы**

Основанием для разработки темы диссертации является отсутствие универсальных методов снижения гидравлических нагрузок и научных основ для создания физической модели образования, устойчивости газовоздушных скоплений, изменения плотности транспортируемой жидкости в рельефном трубопроводе.

В качестве исходных для разработки темы исследования выбраны эксплуатационные данные магистрального нефтепровода Каспийского трубопроводного консорциума (КТК).

#### **Обоснование необходимости проведения данной научно-исследовательской работы по теме**

Обеспечение устойчивости работы, промышленной и экологической безопасности эксплуатации магистрального нефтепровода на основе снижения гидравлических нагрузок техногенного происхождения. Это предопределяет необходимость проведения научно-исследовательских работ по теме диссертации и решение поставленных задач.

#### **Сведения о планируемом научно-техническом уровне разработки**

Высокий научно-технический уровень и практическая значимость определяются высокой эффективностью разработки для снижения гидравлических нагрузок в магистральном нефтепроводе по профилю трассы и принятия обоснованных управленческих решений по предотвращению рисков ситуаций или минимизации их последствий. Это явилось результатом решения поставленных задач на основе междисциплинарного подхода с использованием современных научных достижений в области механики жидкости и газа, физической химии и молекулярной физики.

#### **Патентные исследования**

Патентные исследования в работе проводились на основе анализа существующих систем, методов и устройств по защите оборудования нефтеперекачивающей станции от волн повышенного давления. В качестве основных систем рассмотрены: уравнивательные резервуары, которые широко используются в трубопроводных системах низкого давления для защиты от гидравлических нагрузок; воздушный колпак, позволяющий сглаживать волны различного давления за счет преобразования высокочастотных колебаний

давления в низкочастотные с пониженной амплитудой; система автоматического регулирования, осуществляющая сглаживание волн давления дросселированием потока посредством регулирующих заслонок и т. д.

### **Выводы по патентным исследованиям**

Несмотря на ряд достоинств, охваченных патентными исследованиями систем, методов и устройств по защите технологического оборудования магистральных нефтепроводов от волн повышенного давления они имеют ряд существенных недостатков, связанных с технологическими режимами транспортирования нефти. Наиболее эффективными и экономически оправданными системами снижения гидравлических нагрузок является системы сглаживания волн давления. В качестве аналога выбраны три системы защищенные патентами. Предлагаемая в работе система сглаживания волн давления на встречных потоках показала патентоспособность и на нее оформлена заявление на патент.

### **Сведения о метрологическом обеспечении диссертаций**

Лабораторные исследования в работе проводились на базе кафедры «Транспорт и хранение нефти и газа», Санкт-Петербургского Горного университета. Результаты лабораторных исследований на стенде «Изучение явления гидравлического удара» подтверждены использованием современной измерительной техники, имеющий класс точности 0,25-0,5. Приборы проходят ежегодную метрологическую поверку.

### **Актуальность темы**

Работа магистрального нефтепровода сопровождается различными эксплуатационными проблемами, которые сводятся к проявлениям гидравлических нагрузок и снижению пропускной способности. Скачкообразное увеличение давления способно вывести из строя оборудование, разорвать трубу и привести к аварийной ситуации с тяжелыми экологическими последствиями для окружающей среды. Поэтому решение проблемы снижения эффектов гидравлических нагрузок по профилю трассы нефтепроводов актуально и имеет большое практическое значение.

**Новизна темы диссертации.** Впервые рассматривается снижение проявления гидравлических нагрузок в рельефном нефтепроводе в условиях образования устойчивых газовоздушных скоплений и изменения плотности текущей жидкости вследствие барометрического эффекта.

### **Цели и задачи исследований, их место в выполнении диссертации в целом**

Целью работы является обеспечение устойчивости работы магистрального нефтепровода при возникновении гидравлических нагрузок на основе прогноза проявлений рискованных ситуаций и принятия превентивных мер по их предотвращению.

Для достижения поставленной цели были определены следующие задачи:

- создание математической модели неустановившегося потока жидкости в условиях проявления гидравлических нагрузок большой интенсивности;

- создание физической модели влияния поверхностных и граничных эффектов контакта жидкость-газ-твердое тело на процесс образования и устойчивости газовоздушных скоплений в вершинах рельефного нефтепровода;
- экспериментальная проверка теоретических выводов и результатов математического моделирования
- разработка эффективной системы сглаживания волн давления в магистральном нефтепроводе;
- разработка методики экспертной оценки и ранжирования участков магистрального нефтепровода по уровню трудно прогнозируемых факторов риска.

**Объектами исследования являются** магистральный нефтепровод Каспийского трубопроводного консорциума (КТК).

**Предметом исследования** являются гидравлические нагрузки различной интенсивности в магистральном нефтепроводе.

**Положение выносимые на защиту:**

- математическая модель неустановившегося потока жидкости в условиях проявления гидравлических нагрузок большой интенсивности;
- физическая модель влияния поверхностных и граничных эффектов контакта жидкость-газ-твердое тело на процесс образования и устойчивости газовоздушных скоплений в вершинах рельефного нефтепровода;
- эффективная система сглаживания волн давления в магистральном нефтепроводе;
- методика экспертной оценки и ранжирования участков магистрального нефтепровода по уровню трудно прогнозируемых факторов риска.

# 1 Анализ современного состояния проблемы снижения эффектов гидравлических нагрузок в магистральном нефтепроводе. Постановка задач исследования.

## 1.1 Магистральный нефтепровод

Более 50% нефтепродуктов в мире, а в Казахстане - 80%, транспортируется посредством магистральных трубопроводов, особенностью которых является большая территориальная протяженность, увеличивающаяся с каждым годом. Рост протяженности трубопроводов и одновременное повышение сложности управления основными технологическими объектами усугубляют последствия любых нарушений производственного процесса.

### 1.1.1 Особенности трубопроводного транспорта

Трубопроводы, перекачивающие продукцию на значительные расстояния, называются магистральными. Магистральные трубопроводы в зависимости от перекачиваемой жидкости соответственно называются: нефтепроводами — при перекачке нефти; нефтепродуктопроводами — при перекачке жидких нефтепродуктов, например, бензина, керосина, дизельного топлива, мазута.

Магистральный трубопровод состоит из следующих звеньев: 1) трубопровода; 2) одной или нескольких насосных станций; 3) средств связи.

Магистральный трубопровод характеризуется следующими показателями: длиной, диаметром, пропускной способностью и числом перекачивающих станций. Состав сооружений магистрального нефтепровода приведен на рисунке 1.1

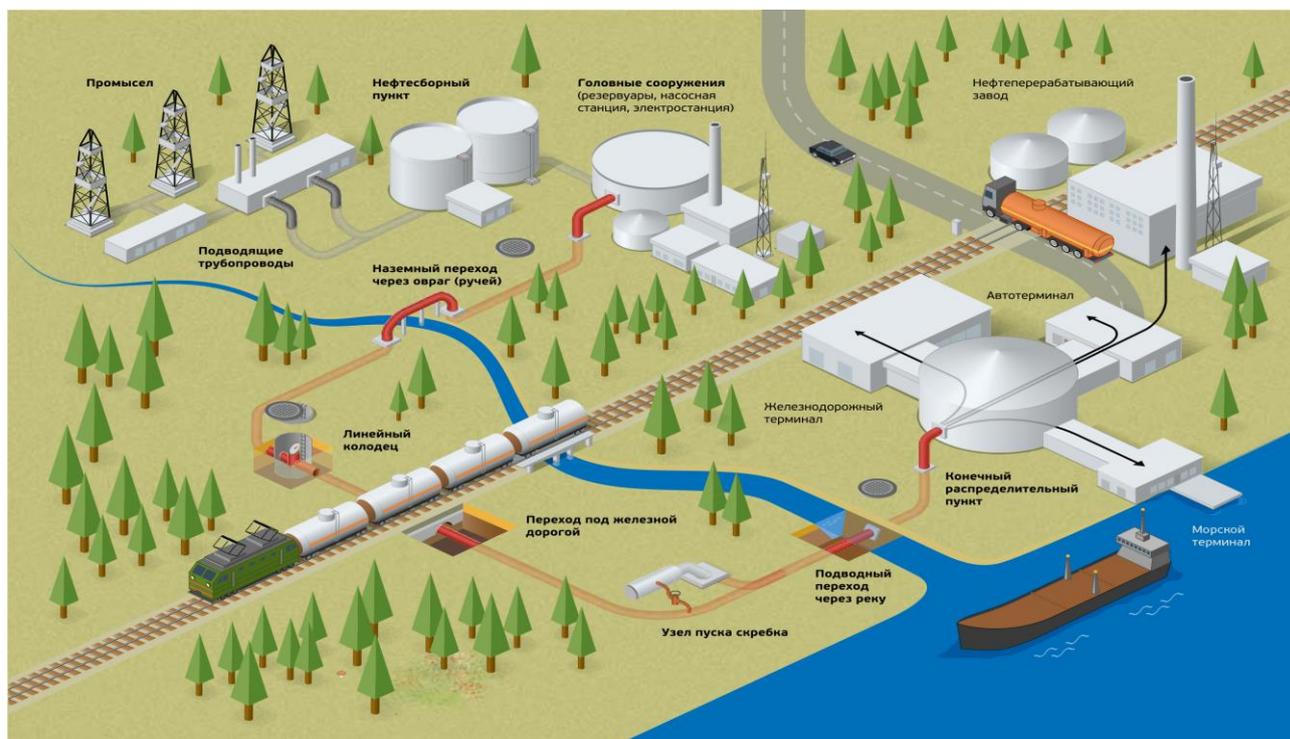


Рисунок 1.1- Состав сооружений магистрального нефтепровода

Современные магистральные трубопроводы, протяженность которых достигает более 1000 км, представляют собой самостоятельные транспортные предприятия, оборудованные комплексом головных, промежуточных перекачивающих (насосных) станций большой мощности, а также наливными станциями со всеми необходимыми производственными и вспомогательными сооружениями. Пропускная способность их достигает 50 млн. т нефти в год и более. Сооружают такие трубопроводы преимущественно из стальных труб условным диаметром 500, 700, 800, 1000, 1200 и 1400 мм. Для перекачки нефти и нефтепродуктов, как правило, создается давление 5,0 - 6,5 МПа [1].

К основным технологическим элементам, составляющим комплекс магистрального нефтепровода, относятся [2, 3, 4]:

- линейная часть, т.е. собственно трубопровод с отводами, линейными задвижками, переходами через естественные и искусственные препятствия и другими сооружениями;

- нефтеперекачивающие станции с подводными высоковольтными линиями электропередач;

- нефтебазы и наливные пункты, предназначенные для перевалки нефти на другие виды транспорта;

- линии связи, обеспечивающие как различные виды связи по нефтепроводу, так и телеуправление его объектами.

Основной составной частью магистрального трубопровода является собственно трубопровод. Глубину заложения трубопровода определяют в зависимости от климатических и геологических условий, а также с учетом специфических условий, связанных с необходимостью поддержания температуры перекачиваемого продукта. На трассе с интервалом 10 - 30 км, в зависимости от рельефа, устанавливают линейные задвижки для перекрытия участков трубопровода в случае аварии. Промежуточные насосные станции размещают по трассе трубопровода согласно гидравлическому расчету. Перегоны между станциями составляют 60 - 200 км [5].

Гидравлический расчет промысловых и магистральных трубопроводов, как правило, производится исходя из условия стационарного движения жидкости. На практике движение продукта в различных трубопроводах во многих случаях является неустановившимся, то есть переменным во времени. Давление и расход меняется как по длине, так и во времени. Причины вызывающие неустановившееся движение продуктов в трубопроводах, могут быть различными. К ним относятся переменное потребление, включение и отключение насосных агрегатов, перекрытие запорных устройств, появление аварийных утечек из трубопровода и других. Реальную среду внутри магистрального трубопровода рассматривают как динамическую систему, для которой применимы законы сохранения количества движения и энергии [6].

Таким образом, трубопроводная система дальнего транспорта является сложной динамической системой, которая состоит из большого числа элементов, различным образом включенных в технологический процесс

перекачки. Некоторые из них имеют нелинейные характеристики, что оказывает существенное влияние на контроль и управление основными параметрами перекачки. Следовательно, учет их динамических свойств необходим при создании математической модели и построении на ее основе системы управления транспортированием нефти.

### **1.1.2 Проблемы транспортировки**

Поскольку транспортировка нефтепродуктов осуществляется не только на большие расстояния, но и в большом объеме, исключительно важную роль играют требования к надежности трубопроводных систем [7, 8, 9]. Отказы трубопроводов, сопровождающиеся потерями значительного количества нефти, носят устойчивый характер и неизбежно приводят к изменению режима их работы. Подкачка нефти на начальных участках магистральных трубопроводов и отборы потребителями по трассе и на конечных участках являются другой причиной изменения давления и расхода по всей длине трубопроводов и во времени. Практика показывает [10], что значительную часть времени трубопроводы работают в неустановившемся режиме движения жидкости. Определение причин, вызывающих изменение режима работы трубопроводной системы, и выявление закономерностей этих изменений определяют выбор ее параметров.

Выход из строя оборудования, разрушение труб линейных участков могут привести не только к экономическому ущербу от недопоставки продукта, затрат на ремонт и длительного простоя нефтепровода, но и к авариям с тяжелыми последствиями для окружающей среды [11]. Кроме того, участки магистрального трубопровода одновременно могут находиться в разных специфических географических условиях [12], например, в горных районах или под водой, что создает дополнительные сложности при эксплуатации, в частности, изменение противодействия на отдельных участках трубопровода приводит к изменению его производительности. Поэтому при расчетах и проектировании одной из основных задач является обеспечение пропускной способности трубопровода при оптимальных энергозатратах на перекачивание нефтепродуктов.

В работе [13] предлагается классификация причин, вызывающих изменения производительности нефтепроводов, согласно которой причины можно разделить на две группы: внутренние (технологические) и внешние.

К внутренним причинам относят переключения насосных агрегатов при изменении режима работы системы, подключение/отключение путевых отборов, манипуляции с регулирующими органами нефтепровода [14]. Эти возмущения приводят к колебаниям расхода, затухающим в течение значительного промежутка времени.

К внешним факторам, способствующим снижению пропускной способности трубопровода, относят следующие:

- магистральные трубопроводы прокладываются в различных природно-

климатических и гидрогеологических условиях, пересекают множество естественных и искусственных препятствий [15, 16];

- в связи с изменением реологических свойств почвы, почвенно-климатических условий меняются устойчивость нефтепроводов и их проектная геометрия;

- с изменением температуры окружающей среды на внутренних стенках нефтепровода, особенно при перекачке тяжелой нефти, откладывается значительное количество парафина [17, 18];

- в точках перегиба нефтепровода, расположенных на возвышенностях или впадинах, могут возникать газовоздушные или водяные подушки [19,20].

Снижение несущей способности за счёт износа труб заставляет эксплуатировать магистральные трубопроводы в щадящих режимах при пониженных давлениях. В режимах плановой или вынужденной недогрузки объектов магистрального транспорта нефти и нефтепродуктов задача экономии энергоресурсов значительно осложняется на некоторых участках, содержащих парафиноасфальтосмолистые вещества, нефтяной газ, воду и т. д. возникают условия аккумуляции таких внутритрубных образований, как водные и газовые скопления, отложений смол, парафинов, ила, песка и грата. Кроме того, в зависимости от условий транспорта указанные компоненты могут находиться в гомогенной смеси или образовывать гетерогенную систему, что приводит к снижению пропускной способности трубопровода.

### **1.1.3 Анализ факторов, влияющих на интенсивность гидравлических нагрузок нефтепроводов**

Одной из основных разновидностей гидравлических нагрузок в трубопроводе является гидравлический удар, являющийся потенциальным источником возникновения кризисных ситуаций.

Под гидравлическим ударом понимается кратковременное, резкое и сильное повышение давления в трубопроводе при внезапном торможении движущегося по нему потока жидкости. Явление гидравлического удара известно с давних времён, но теоретически это явление было впервые обосновано в конце прошлого века Н.Е Жуковским (1898г.), установившим, что гидравлический удар является сложным физическим процессом [21]. Автор устанавливает выражение для предельно возможного значения напора при гидравлическом ударе (прямой удар), носящее название формулы Жуковского и выражающее замечательный факт независимости величины напора при прямом ударе в начале трубопровода от его длины:

$$\Delta P = \rho \cdot c \cdot \Delta v \quad (1.1)$$

где  $\rho$  – плотность перекачиваемой жидкости,  $c$  – скорость ударной волны,  $\Delta v$  – изменение скорости потока жидкости.

Согласно опытам, проф. Н.Е Жуковского скорость распространения ударной волны снижается с увеличением диаметра трубы, уменьшением толщины её стенок и коэффициента упругости материала труб:

$$c = \frac{1}{\sqrt{\frac{\rho}{E_0} + \rho \cdot \frac{D}{E\delta}}} \quad (1.2)$$

где  $E_0$  – модуль объемной упругости жидкости,  $E$  – модуль упругости материала трубы;  $D$  – диаметр трубопровода,  $\delta$  – толщина стенки трубопровода.

Позднее в 1903 году была опубликована работа итальянского ученого Л.Аллиеви [22,23]. Независимо от Н.Е.Жуковского автор получил решение дифференциальных уравнений неустановившегося движения жидкости в виде рекуррентных (цепных) уравнений, связывающих скорости и давления в конечном сечении трубы за последующие друг за другом моменты времени. Необходимо отметить, что в своих исследованиях ученые пользовались различными методами: Н.Е.Жуковский следовал методу Римана, а Л.Аллиеви – методу Даламбера.

По-особому гидравлический удар проявляется в трубопроводах при большой скорости потока, когда движущаяся жидкость встречает на своём пути жёсткое препятствие, которым, как правило, оказывается заслонка или заглушка. В результате жидкость останавливается, а её кинетическая энергия превращается в потенциальную энергию упругого сжатия жидкости и деформации материала трубопровода. Всё это приводит к тому, что давление в месте остановки стремительно возрастает, тем больше, чем выше была скорость жидкости и чем меньше её сжимаемость, а также чем выше жёсткость трубы. С уменьшением коэффициента упругости материала труб давление падает [24].

Для магистральных нефтепроводов явление *гидравлического удара* обусловлено эксплуатационными процессами, когда при остановке насосных станций (аварийных отключениях электропитания), при переключении режимов перекачки, перекрытии запорной арматуры, при ошибочных действиях обслуживающего персонала возникают переходные (нестационарные процессы). В ходе этих процессов и могут формироваться волны роста давления – волны сжатия и уменьшения давления – волны разгрузки. Волны сжатия, распространяясь вдоль трубопровода, могут привести к перегрузкам по давлению, к разрыву трубы или образованию опасных дефектов. Волны разгрузки могут стать причиной недопустимого понижения давления, способного нарушить сплошной поток, что вызовет ряд негативных процессов: усиление ударных волн, повышение механических нагрузок на элементы системы [25].

Одной из причин возникновения опасных скачков давления в магистральных нефтепроводах [26,27], работающих по принципу «из насоса в

насос», являются отключения перекачивающей станции. Внезапное отключение одновременно сопровождается постепенной остановкой роторов насосов, что равнозначно частичному перекрытию сечения трубы, вызывающий гидравлический удар. При этом на входе остановленной перекачивающей станции возникает волна повышенного давления, которая движется со скоростью звука в перекачиваемой жидкости в сторону предшествующей станции. В результате может произойти срабатывание защиты по нагнетанию на предшествующей станции, что приведёт к ее остановке.

Одновременно с возникновением ударной волны остановка предшествующей станции приводит к образованию волны пониженного давления, которая также распространяется со скоростью звука, но уже в сторону последующей станции. Достигнув её, она может вызвать срабатывание системы защиты станции по давлению на всасывании, после чего остановится и последующая станция. Таким образом, если не принять мер по уменьшению величины ударного давления, внезапная остановка одной перекачивающей станции может привести к остановке всего трубопровода, работающего по системе «из насоса в насос». На рисунке 1.2 представлена динамика изменения давления на входе  $P_{вх}$  и в коллекторе  $P_{кол}$  перед заслонками регулятора давления станции во время запуска одного из ее основных насосов. Из рисунка видно, что в момент пуска  $P_{вх} = P_{кол}$ , а затем они очень быстро выходят на новые стационарные значения. После этого волна повышенного давления распространяется вдоль по потоку, а волна пониженного давления – в сторону предшествующей станции [28, 29].

При пуске заполненного нефтью трубопровода картина переходного процесса аналогична, но значительно сложнее. При включении насоса на головной нефтеперекачивающей станции вдоль по потоку распространяется волна повышенного давления. После запуска насосов промежуточной станции волна повышенного давления распространяется вдоль по потоку уже от неё. В это же время в сторону головной нефтеперекачивающей станции направляется волна пониженного давления. Аналогичные процессы будут происходить на всех последующих перегонах между станциями.

Необходимо отметить, что по мере включения новых нефтеперекачивающих станций изменяется производительность нефтепровода, что также вносит изменения в эпюру распределения давления по его длине.

При перекрытии задвижки в конечном сечении трубопровода жидкость перед ней останавливается, и кинетическая энергия потока переходит в потенциальную. Слева от фронта ударной волны сохраняется распределение давления, существовавшее при стационарном режиме перекачки. Величина ударного давления суммируется с ним. В некотором сечении трубопровода эта сумма может превысить допустимую величину, результатом которой будет разрыв трубопровода.

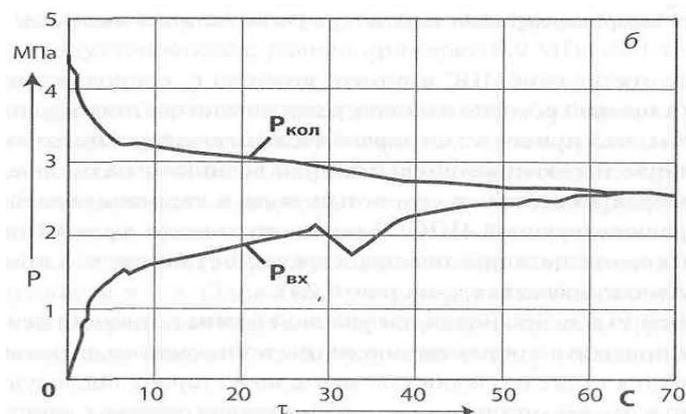
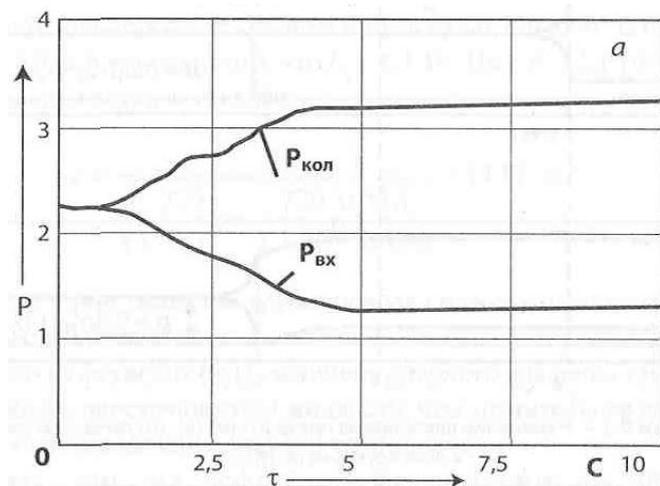


Рисунок 1.2 – Изменение давления на входе ( $P_{вх}$ ) и выходе ( $P_{кол}$ ) перекачивающей станции;

а – пуск; б – остановка перекачивающей станции

Опасные перегрузки будут иметь место и справа от фронта ударной волны. Дело в том, что течение жидкости здесь практически прекращается, и потому потери напора на трение малы. В результате давление в конечном сечении трубопровода ненамного меньше, чем на фронте ударной волны. К моменту её подхода к предшествующей нефтеперекачивающей станции перед закрывшейся задвижкой давление может стать близким к начальному.

Классическая теория неустановившихся течений жидкости предполагает, что ни при каких условиях в потоке нефти не происходит разрыва сплошности, т.е. образования парогазовых полостей. В реальности при распространении в трубопроводе волны разрежения в некоторых сечениях (прежде всего в вершинах профиля) давление может снизиться до давления насыщенных паров, что приводят к вскипанию нефти.

Например, при отключении промежуточной нефтеперекачивающей станции вдоль по потоку распространяется волна разрежения. Наименьшие величины давлений в трубопроводе будут иметь место на вершинах профиля.

Образующиеся при этом разрывы сплошности потока способны увеличиваться и переходить в стационарные самотечные участки или, наоборот, сжиматься и даже исчезать совсем.

Аналогичная ситуация возможна при закрытии задвижки. В этом случае в направлении, обратном направлению перекачки, распространяется волна повышенного давления. Однако при отражении этой волны от открытой поверхности жидкости в резервуаре или от парогазовой полости образуется волна разряжения, которая движется в сторону закрытой задвижки и снижает давление жидкости. Такое понижение давления может стать причиной разрывов сплошности потока.

Похожее развитие событий может иметь место при включении отвода от магистральной части нефтепродуктопровода к промежуточной нефтебазе. В этом случае от места врезки отвода вверх и вниз по потоку распространяются волны разряжения, способные вызвать разрывы сплошности потока и образование самотечных участков.

Исследователи этого явления М.В. Лурье и Л.В. Полянская [30,31] отмечают, что оно относится и к трубопроводам, транспортирующим так называемые «нестабильные» жидкости – газовый конденсат и широкую фракцию легких углеводородов (ШФЛУ), упругость насыщенных паров которых составляет от 0.3 до 3 МПа. Любое резкое снижение давления паров в подобных трубопроводах приводит к образованию множественных парогазовых полостей, при исчезновении которых в трубе возникают мощные гидравлические удары.

М.В. Лурье и Л.В. Полянская, изучившие опасные источники волн гидравлического удара в рельефных нефте и нефтепродуктопроводах считают, что, классическая теория неустановившихся течений жидкости в трубах, начало которой положили работы Картевега, Резаля, Чарного и других авторов, в большинстве случаев оказывается неприменимой к расчету переходных процессов в магистральных трубопроводах, транспортирующих нефть, нефтепродукты и углеводородные жидкости.

По мнению ученых, это объясняется тем, что классическая теория содержит одно существенное, хотя и не часто формулируемое ограничение об отсутствии в жидкости фазовых переходов. «Молчаливо» предполагается, что ни при каких условиях жидкость (нефть или нефтепродукт) не переходит в парогазовую фазу даже при снижении давления до упругости насыщенных паров. Между тем, при распространении в трубопроводе волны разряжения - это условие нарушается во многих сечениях трубопровода и прежде всего в вершинах его профиля. Когда давление в волне разряжения снижается до значения, равного упругости насыщенных паров, жидкость вскипает, её столб разрывается, и сечение трубы заполняется не полностью [32].

Этот факт не объясняется классической теорией И.А.Чарного [33-35], разработанной в 1953 году. Для подтверждения этого М.В. Лурье и Л.В. Полянская приводят три примера.

Первый связан с перекачивающей станцией и распространением волны разряжения. Он показывает, что при отключении перекачивающей станции вниз по трубопроводу распространяется волна разряжения. Давление в такой волне снижается, в результате в вершинах профиля трубы могут образовываться пустоты, которой способны разрастаться и переходить в стационарные самотечные участки или, наоборот, сжиматься и даже исчезать. На основе классической теории рассчитать такие процессы невозможно.

Второй пример связан с закрытием задвижки и наблюдениями за его последствиями на лабораторных установках. При закрытии задвижки вверх по потоку распространяется волна сжатия, давление в которой возрастает. Однако при отражении этой волны от открытой поверхности резервуара или парогазовой полости внутри самого трубопровода возникает волна разряжения, которая распространяется в обратном направлении и снижает давление в жидкости. В результате в некоторых вершинах профиля трубы, возникают пустоты, и движение жидкости некоторое время происходит по неполному сечению.

Если давление в трубе невысокое, то снижение его может вызвать разрыв потока и образование парогазовых полостей. В результате, на лабораторных установках жидкость перед задвижкой буквально вскипала от резкого снижения давления. Расчёт таких процессов на основе классической теории также невозможен.

Наконец, третий пример связан с трубопроводом, транспортирующим «нестабильные» жидкости с отводом от нефтеродуктопровода к промежуточной нефтебазе. По наблюдениям цитируемых авторов, при включении отвода от нефтеродуктопровода к промежуточной нефтебазе от места врезки отвода вверх и вниз по потоку распространяются волны разряжения, которые могут разорвать столб жидкости во многих сечениях профиля трубопровода и превратить напорное течение в безнапорное, характеризующееся парогазовыми полостями и самотечными участками. Такие явления также не поддаются расчёту в рамках указанной классической теории. По их мнению, отмеченное явление относится также к трубопроводам, транспортирующим газовый конденсат и нефть. В этом месте учеными описывается природа (условия и причины возникновения) гидравлического удара.

Критический разбор классической теории приводит исследователей гидравлических нагрузок трубопроводной системе к тому, что данная теория, очевидно, имеет ограниченную область применения и нуждается в совершенствовании, поскольку расчёт нестационарных процессов на её основе невозможен в трубопроводах, в которых изначально существовали пустоты или самотечные участки, что связано с профильным ударом.

Непосредственно связанное с «профильным ударом» возникновение или исчезновение в трубопроводе пустот небезопасно и может представлять угрозу для целостности трубопровода. Природа «профильного удара» как источника возникновения в трубопроводе мощных гидроударных волн были исследованы

М.В. Лурье и Л.В. Полянской. Учеными было выявлено, что всегда, когда задвижка, установленная перед участком существенного подъёма трубопровода, закрывалась, возникающее в прилегающей к ней области разряжение сменялось серией мощных гидравлических ударов. Аналогичные явления наблюдались в трубопроводе при отключении перекачивающей станции или отдельных агрегатов на ней.

Между тем, эффект гидроудара, как гидравлической нагрузки, не обязательно распространяется по всей трубе. При возникновении кавитации, каждое схлопывание кавитационного пузырька сопровождается микро-гидроударом. Такому виду гидравлической нагрузки не под силу разрушить всю трубу, однако их длительное разрушительное действие в зоне кавитации может превысить ущерб от мощных, но относительно редких гидроударов.

Силу гидроудара снижает более плавное перекрытие потока и уменьшение рабочей скорости движения жидкости в трубе. Гидроудары подразделяются на «*сильные*», когда образуется область вакуума в зоне отрыва, и «*слабые*», когда мощности удара для этого не хватает. При этом необходимо помнить, что речь идёт именно о мощности удара, а не о его энергии, поскольку здесь определяющую роль играет резкость остановки. С особенностями «*сильных*» и «*слабых*» гидроударов связаны последствия в состоянии трубопроводов от перенесённых гидравлических нагрузок.

## **1.2 Теория и математическое моделирование течения жидкости в трубопроводах**

Согласно многочисленным отечественным и зарубежным исследованиям неустановившегося движения реальной жидкости по трубам, математическое моделирование течения - практически основной способ исследования нестационарных процессов. Математическое моделирование является наиболее эффективным методом, когда непосредственные исследования объекта или процесса невозможны [36]. Математические модели являются эффективным средством разработки и исследования сложных объектов, используются для экспериментального исследования и определения рациональных режимов их эксплуатации.

Вопросам моделирования течений жидкости и связанных с ними процессов в системах трубопроводного транспорта посвящено много работ, в которых рассматриваются различные аспекты построения моделей [37]. Однако до сих пор не создана универсальная модель движения газожидкостных смесей по трубам, позволяющая не только имитировать течение жидкость в нормальных условиях, но и моделировать различные аварийные ситуации, поскольку практически каждый из входных параметров сам представляет собой нелинейную зависимость от многих факторов [38].

Для расчета гидротранспортных систем существует достаточно много методов, среди которых аналитические, вероятностно-статистические, операционные методы, а также методы аналогового, численного и физического

моделирования [39].

При математическом моделировании гетерогенных смесей обычно делается три основных допущения, благодаря которым для исследований можно использовать аппарат непрерывных функций и дифференциального исчисления [40]:

1) размеры неоднородностей (диаметры частиц, капель или их конгломератов) гораздо больше, чем характерные расстояния между молекулами, что позволяет использовать подходы, принятые в механике сплошных сред при описании процессов вблизи поверхности неоднородных включений;

2) размеры неоднородностей во много раз меньше, чем диаметр и линейный размер трубопровода, что позволяет корректно проводить осреднение параметров и использовать уравнения механики сплошной среды для осредненных величин;

3) при формализации задачи принимается допущение о сплошности среды, позволяющее значительно упростить задачу и представить поток в виде непрерывной жидкой и газовой фаз.

Нефть или газ внутри магистрального трубопровода рассматривают как динамическую систему, для которой применимы законы сохранения количества движения и массы.

Многими авторами [41] эффективно применяется моделирование исследуемых процессов в гидротранспортных системах с промежуточными элементами на основе уравнений движения И.А.Чарного, которые позволяют на участке неоднородной системы с распределенными параметрами перейти к замкнутой импульсной системе с сосредоточенными параметрами при условии соответствующей аппроксимации характеристик этих технологических элементов.

Основные уравнения для определения давления и расхода жидкости в линейной части круглых труб, полученные И.А.Чарным [42], имеют вид:

$$\begin{aligned} -\frac{\partial p}{\partial x} &= \frac{\partial(\rho\vartheta)}{\partial t} + \frac{\lambda\rho\vartheta^2}{8R} \\ -\frac{\partial p}{\partial t} &= c^2 \cdot \frac{\partial(\rho\vartheta)}{\partial x} \end{aligned} \quad (1.3)$$

где  $\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления;  $R$  – гидравлический радиус потока,  $\rho\vartheta$  – массовая скорость частиц жидкости;  $p$  – давление жидкости;  $c$  – скорость звука в данной среде.

В линеаризованной постановке система (1.3) принимает вид:

$$-\frac{\partial p}{\partial x} = \frac{\partial(\rho\vartheta)}{\partial t} + 2a(\rho\vartheta)$$

$$-\frac{\partial p}{\partial t} = c^2 \cdot \frac{\partial(\rho g)}{\partial x} \quad (1.4)$$

При дифференцировании первого уравнения по  $x$ , а второго - по  $t$ , исключая массовую скорость в работе получено уравнение относительно давления  $p(x,t)$ :

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = \frac{1}{c^2} \frac{\partial^2 p}{\partial t^2} + \frac{2a}{c^2} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (1.5)$$

где  $2a = \text{const}$ . Для определения коэффициента  $2a$  отрезок параболической кривой заменяют отрезком прямой в некотором интервале  $g_n < g < g_k$ , где  $g_n$  и  $g_k$  – соответственно верхняя и нижняя границы изменения скорости.

Анализ системы (1.3) показывает, что при течении вязкой жидкости в трубах в самом начале процесса влияние трения о стенки трубы на распределение давления и скорости течения жидкости в трубе незначительно и движение жидкости можно рассматривать как волновое. Влияние трения сказывается со временем, в результате через какое-то время течение перестает носить волновой характер, оставаясь неустановившимся. Затем, если граничные условия сохраняются, течение в трубе постепенно становится установившимся.

Указанная математическая модель позволяет учесть источники возмущений потока, не усложняя математическое описание и анализ и не снижая точность расчетов по сравнению с традиционными методами.

В работе [43] авторы предлагают довольно подробный анализ существующих моделей для решения задач неустановившегося движения в трубах и гидроудара, а также различные варианты применения разработанной ими модели, учитывающей волновой характер течения жидкости по трубопроводу. Кроме того, приводится подробная классификация работ по неустановившемуся движению жидкости. В частности, в формировании методов расчета гидравлического удара, который сопутствует всем переходным процессам в гидравлических системах.

Выделяется два направления:

1) экспериментальные и теоретические исследования по выявлению физической сущности особенностей гидроудара в тех или иных условиях, разработке практических методов расчета и исследования по определению скорости распространения ударной волны;

2) исследования по усовершенствованию математической модели неустановившегося течения при различных допущениях относительно гидродинамических характеристик потока и механических характеристик трубы.

В большинстве работ, посвященных моделированию процессов в магистральных нефтепроводах, не учитывается угол наклона трубопровода к горизонту, т.к. эта составляющая достаточно мала и не вносит в модель ощутимых изменений. Однако при моделировании задач оптимального

управления значение угла наклона особенно важно в условиях газоздушных скоплений и поэтому может серьезно влиять на результаты экспериментов.

В работе [44] предлагается целый комплекс моделей: детерминированных, стохастических и адаптивно-обучающихся. Приведенные детерминированные и стохастические модели также основываются на одномерных уравнениях нестационарного движения И.А.Чарного и учитывают изменение условий и ограничений. В качестве недостатка применения детерминированных методов следует указать на большую погрешность расчетов и получение смещенных оценок потери напора.

В работе [45] предлагается обобщенная физико-математическая модель квазиодномерного течения углеводородных сред, в которой учтены особенности и различные внешние воздействия, а именно: нестационарность течения, работа сил трения для каждой фазы и тепловой поток в окружающую среду, изменение площади поперечного сечения труб при наличии внутренних отложений, изменение расхода и т.д. Однако модель пока не адаптирована для использования при анализе пробкового или дисперсного режимов течения.

В работе [46] рассматривается методика определения максимального давления при переходном процессе, вызванном отключением промежуточной насосной станции. Изменение давления представляется как суперпозиция двух волн: прямой, порождаемой распространением исходного возмущения в бесконечном трубопроводе, и обратной, отраженной от насосной станции, с наложением в определенном сечении.

В монографии [47] авторами изложена обобщенная модель принятия решений на основе методики моделирования, технология использования модели для конкретных приложений и разработаны модели и алгоритмы решения задачи выбора оптимального профиля магистрального трубопровода. Однако в работе не рассматриваются варианты неточности и недостоверности исходной информации при моделировании, а также не уделяется внимание вопросам управления.

Особый интерес представляют исследования авторов по изучению пульсаций давления [48]. Некоторые режимы течения газожидкостных смесей характеризуются сильными пульсациями давления, которые нежелательны, т.к. вызывают вибрации оборудования, ухудшают работу контрольно-измерительных приборов и т.д. Для борьбы с пульсациями необходимо знать основные закономерности изменения их характеристик - амплитуды и частоты.

Другая математическая модель нестационарного течения жидкости вытекает из уравнений неразрывности и уравнения движения [49].

1. *Первое уравнение модели* - это уравнение неразрывности, которая выражает закон сохранения массы произвольно выделенного индивидуального объема жидкости:

$$\frac{\partial \rho S}{\partial t} + \frac{\partial \rho v S}{\partial x} = 0. \quad (1.6)$$

это уравнение можно преобразовать к следующему виду:

$$\frac{\partial p}{\partial t} + \rho_0 \cdot c^2 \cdot \frac{\partial \mathcal{G}}{\partial x} = 0, \quad (1.7)$$

где  $c$  равно:

$$c = \frac{1}{\sqrt{\frac{\rho_0}{K_p} + \frac{\rho_0 d \cdot (1 - \nu_{II}^2)}{E \delta}}},$$

2. Второе уравнение модели - это уравнение, выражающее 2-й закон Ньютона, примененный к жидкости, текущей в трубопроводе:

$$\rho \cdot \left( \underbrace{\frac{\partial \mathcal{G}}{\partial t} + \mathcal{G} \cdot \frac{\partial \mathcal{G}}{\partial x}}_w \right) = -\frac{\partial p}{\partial x} - \frac{4}{d} \cdot \tau_w - \rho \cdot g \cdot \sin \alpha(x). \quad (1.8)$$

Здесь  $\sin \alpha(x) \equiv dz/dx$ , где  $z(x)$  - профиль трубопровода. После замены  $\tau_w$  (величина касательного напряжения трения на стенках трубопровода), его выражением через среднюю скорость  $\mathcal{G}$  это уравнение приобретает вид:

$$\rho \cdot \left( \frac{\partial \mathcal{G}}{\partial t} + \mathcal{G} \cdot \frac{\partial \mathcal{G}}{\partial x} \right) = -\frac{\partial p}{\partial x} - \lambda \cdot \frac{1}{d} \cdot \frac{\rho \cdot \mathcal{G} \cdot |\mathcal{G}|}{2} - \rho \cdot g \cdot \sin \alpha(x). \quad (1.8 \text{ а})$$

Для касательного напряжения  $\tau_w$  использовано выражение  $\mathcal{G}|\mathcal{G}|$ , а не  $\mathcal{G}^2$ , поскольку направление силы трения должно быть всегда противоположным направлению вектора скорости течения жидкости.

После преобразования уравнения 1.8 а принимает следующий вид:

$$\rho_0 \cdot \frac{\partial \mathcal{G}}{\partial t} + \frac{\partial p}{\partial x} = -\underbrace{\lambda(\text{Re}, \varepsilon) \cdot \frac{1}{d} \cdot \frac{\rho_0 \cdot \mathcal{G} \cdot |\mathcal{G}|}{2}}_{\tau_w} - \rho_0 \cdot g \cdot \sin \alpha(x) \quad (1.8 \text{ б})$$

Где  $\lambda(\text{Re}, \varepsilon)$  - коэффициент гидравлического сопротивления, который зависит от числа Рейнольдса и относительной шероховатости.

Таким образом, математическая модель слабо сжимаемой жидкости может быть представлена системой 2-х дифференциальных уравнений с частными производными

$$\begin{cases} \frac{\partial p}{\partial t} + \rho_0 \cdot c^2 \cdot \frac{\partial \mathcal{G}}{\partial x} = 0, \\ \rho_0 \cdot \frac{\partial \mathcal{G}}{\partial t} + \frac{\partial p}{\partial x} = -\lambda(\text{Re}, \varepsilon) \cdot \frac{1}{d} \cdot \frac{\rho_0 \cdot \mathcal{G} \cdot |\mathcal{G}|}{2} - \rho_0 \cdot g \cdot \sin \alpha(x) \end{cases} \quad (1.9)$$

для определения 2-х неизвестных функций:  $p(x,t)$  и  $\mathcal{G}(x,t)$ , зависящих от координаты  $x$  и времени  $t$ .

Система дифференциальных уравнений (1.9) требует для решения *начальных и краевых условий*, которые также являются составной частью рассматриваемой модели.

### 1.2.1 Расчет нестационарного течения жидкости методом характеристик

Расчет неустановившихся течений жидкости в нефтепроводах более сложен, чем расчет установившихся течений. Расчет нестационарного течения жидкости сводится к решению системы (1.9). Аналитического решения данной системы не существует, поэтому проведение расчетов осуществляется при помощи численных методов на компьютере. Известно множество различных численных методов таких как: метод конечных элементов, метод Годунова, метод характеристик. Для решения задачи о нестационарном течении жидкости в трубопроводе наиболее распространенным является *метод характеристик*, это подтверждается многочисленными работами отечественных и зарубежных авторов [50].

Вернемся к системе уравнений (1.9), описывающей неустановившееся движение слабо сжимаемой жидкости в трубопроводе с учетом сил вязкого трения:

$$\begin{cases} \frac{\partial p}{\partial t} + \rho_0 \cdot c^2 \cdot \frac{\partial \mathcal{G}}{\partial x} = 0, \\ \rho_0 \cdot \frac{\partial \mathcal{G}}{\partial t} + \frac{\partial p}{\partial x} = -\lambda(\text{Re}, \varepsilon) \cdot \frac{1}{d_0} \cdot \frac{\rho_0 \cdot \mathcal{G} \cdot |\mathcal{G}|}{2} - \rho_0 \cdot g \cdot \underbrace{\sin \alpha(x)}_{dz/dx} \end{cases} \quad (1.10)$$

Умножая второе уравнение системы на  $c$  и складывая с первым уравнением, получаем:

$$\left( \frac{\partial p}{\partial t} + c \cdot \frac{\partial p}{\partial x} \right) + \rho_0 \cdot c \cdot \left( \frac{\partial \mathcal{G}}{\partial t} + c \cdot \frac{\partial \mathcal{G}}{\partial x} \right) = -\lambda \cdot \frac{\rho_0 \cdot c \cdot \mathcal{G} \cdot |\mathcal{G}|}{2d} - c \cdot \rho_0 \cdot g \cdot \sin \alpha. \quad (1.11)$$

Аналогично вычитая второе уравнения, умноженное на  $c$ , из первого, получаем:

$$\left(\frac{\partial p}{\partial t} - c \cdot \frac{\partial p}{\partial x}\right) - \rho_0 \cdot c \cdot \left(\frac{\partial \mathcal{G}}{\partial t} - c \frac{\partial \mathcal{G}}{\partial x}\right) = \lambda \cdot \frac{\rho_0 \cdot c \cdot \mathcal{G} \cdot |\mathcal{G}|}{2d} + c \cdot \rho_0 \cdot g \cdot \sin \alpha \quad (1.12)$$

Рассмотрим на плоскости переменных  $(x, t)$  прямые линии, определяемые уравнениями

$$\begin{aligned} \frac{dx}{dt} = c, & \Rightarrow x - ct = \xi = const, \\ \frac{dx}{dt} = -c, & \Rightarrow x + ct = \eta = const. \end{aligned}$$

и называемые так же, как и для волнового уравнения, характеристиками. Первое семейство линий называется характеристиками положительного наклона, второе - отрицательного наклона.

Заметив, что выражения вида

$$\begin{aligned} \frac{\partial A}{\partial t} + c \cdot \frac{\partial A}{\partial x} &= \left(\frac{dA}{dt}\right)_{\xi=const}, \\ \frac{\partial A}{\partial t} - c \cdot \frac{\partial A}{\partial x} &= \left(\frac{dA}{dt}\right)_{\eta=const} \end{aligned},$$

являются производными по направлениям первой ( $\xi = const$ ) и второй ( $\eta = const$ ) характеристик, соответственно, от некоторой функции  $A(x, t)$  переменных  $(x, t)$ , запишем уравнения (1.11) и (1.12) в следующем виде:

$$\begin{cases} \left(\frac{dp}{dt}\right)_{\xi=const} + \rho_0 \cdot c \cdot \left(\frac{d\mathcal{G}}{dt}\right)_{\xi=const} = -\lambda \cdot \frac{\rho_0 \cdot c \cdot \mathcal{G} \cdot |\mathcal{G}|}{2d} - c \cdot \rho_0 \cdot g \cdot \sin \alpha, \\ \left(\frac{dp}{dt}\right)_{\eta=const} - \rho_0 \cdot c \cdot \left(\frac{d\mathcal{G}}{dt}\right)_{\eta=const} = \lambda \cdot \frac{\rho_0 \cdot c \cdot \mathcal{G} \cdot |\mathcal{G}|}{2d} + c \cdot \rho_0 \cdot g \cdot \sin \alpha \end{cases}$$

ИЛИ

$$\begin{cases} \frac{d}{dt}(p + \rho_0 \cdot c \cdot \mathcal{G})_{\xi=const} = -\lambda \cdot \frac{\rho_0 \cdot c \cdot \mathcal{G} \cdot |\mathcal{G}|}{2d} - c \cdot \rho_0 \cdot g \cdot \sin \alpha, \\ \frac{d}{dt}(p - \rho_0 \cdot c \cdot \mathcal{G})_{\eta=const} = \lambda \cdot \frac{\rho_0 \cdot c \cdot \mathcal{G} \cdot |\mathcal{G}|}{2d} + c \cdot \rho_0 \cdot g \cdot \sin \alpha \end{cases} \quad (1.13)$$

Если  $\lambda = 0$  и  $\alpha = 0$ , то правые части уравнений (1.13) равны нулю. Это означает, что вдоль характеристики  $x - ct = \xi = const$ , положительного наклона сохраняется величина  $I_1 = p_0 + \rho_0 \cdot c \cdot \mathcal{G}$ , а вдоль характеристики  $x + ct = \eta = const$  отрицательного наклона сохраняется величина  $I_1 = p_0 - \rho_0 \cdot c \cdot \mathcal{G}$ .

Если  $\lambda \neq 0$ , то величины  $I_1$  и  $I_2$  не являются постоянными на соответствующих характеристиках. Тем не менее формулы (1.13) могут

служить для расчета различных неустановившихся течений в трубопроводе, особенно если использовать численные методы.

Пусть, например, в какой-либо предыдущий момент времени  $t_{m-1}$  (в частности,  $t = 0$ ) в трубопроводе известно распределение давлений и скоростей течения, т.е. известны функции  $p = p(x, t_{m-1})$  и  $\mathcal{G} = \mathcal{G}(x, t_{m-1})$ . Тогда с помощью уравнений (1.13) можно рассчитать значения этих функций в последующий момент  $t_m = t_{m-1} + \Delta t$  времени, отстоящий от предыдущего на величину  $\Delta t$ .

Рассмотрим на плоскости переменных  $(x, t)$  прямоугольную сетку с малым шагом  $\Delta x$  по координате и  $\Delta t = \Delta x / c$  по времени, рисунок 1.3. Через узлы получившейся сетки проведем характеристики  $x = ct + const$  и  $x = -ct + const$  положительного и отрицательного наклонов, соответственно. Непрерывное распределение искомых функций  $p(x, t)$  и  $\mathcal{G}(x, t)$  заменим дискретными значениями  $p_{k,m} = p(x_k, t_m)$  и  $\mathcal{G}_{k,m} = \mathcal{G}(x_k, t_m)$  сеточных функций в узлах построенной сетки. Предположим, что все значения  $p_{k,m-1}$  и  $\mathcal{G}_{k,m-1}$ , известны, требуется найти значения  $p_{k,m}$  и  $\mathcal{G}_{k,m}$  сеточных функций при  $t = t_m$ .

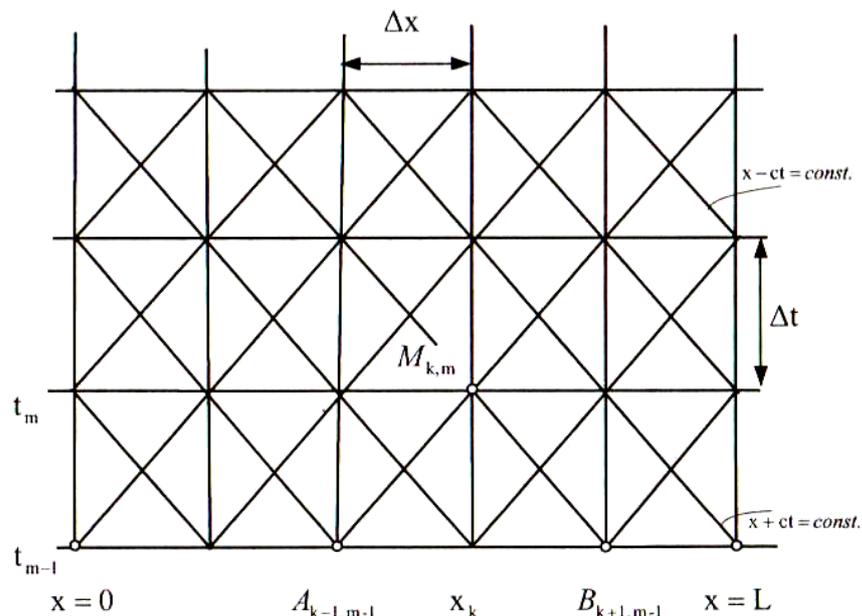


Рисунок 1.3 - Расчетная сетка метода характеристик

Пусть  $M_{k,m} = M(x_k, t_m)$  - произвольная точка плоскости переменных  $(x, t)$ . Заменяя производные  $d(\ )/dt$  по направлению в уравнениях (1.13) конечными разностями  $\Delta(\ )/dt$  вдоль характеристик AM и BM, получаем

$$\begin{cases} \left. \frac{\Delta(p + \rho_0 \cdot c \cdot \mathcal{G})}{\Delta t} \right|_{\xi=const} = -c \cdot \varphi_A, \\ \left. \frac{\Delta(p - \rho_0 \cdot c \cdot \mathcal{G})}{\Delta t} \right|_{\eta=const} = c \cdot \varphi_B, \end{cases}$$

где  $\varphi(\mathcal{G}, x) = \lambda \cdot \rho_0 \cdot \mathcal{G} \cdot |\mathcal{G}|/2d + \rho_0 \cdot g \cdot \sin \alpha(x)$ .

Если учесть, что

$$\begin{aligned} \Delta(p + \rho_0 \cdot c \cdot \mathcal{G})\Big|_{\xi=\text{const}} &= (p_M + \rho_0 \cdot c \cdot \mathcal{G}_M) - (p_A + \rho_0 \cdot c \cdot \mathcal{G}_A), \\ \Delta(p - \rho_0 \cdot c \cdot \mathcal{G})\Big|_{\eta=\text{const}} &= (p_M - \rho_0 \cdot c \cdot \mathcal{G}_M) - (p_B - \rho_0 \cdot c \cdot \mathcal{G}_B), \end{aligned}$$

то имеем систему двух линейных уравнений для определения давления  $p_M$  и скорости жидкости  $\mathcal{G}_M$  в точке М по известным значениям этих параметров в точках А и В:

$$\begin{cases} (p_M + \rho_0 \cdot c \cdot \mathcal{G}_M) - (p_A + \rho_0 \cdot c \cdot \mathcal{G}_A) = -\underbrace{\Delta t \cdot c}_{\Delta x} \cdot \varphi_A, \\ (p_M - \rho_0 \cdot c \cdot \mathcal{G}_M) - (p_B - \rho_0 \cdot c \cdot \mathcal{G}_B) = +\underbrace{\Delta t \cdot c}_{\Delta x} \cdot \varphi_B \end{cases}$$

ИЛИ

$$\begin{cases} p_{k,m} + \rho_0 \cdot c \cdot \mathcal{G}_{k,m} = J_{k-1,m-1}^{(+)}, \\ p_{k,m} - \rho_0 \cdot c \cdot \mathcal{G}_{k,m} = J_{k+1,m-1}^{(-)} \end{cases}$$

где использованы обозначения:

$$\begin{cases} J_{k-1,m-1}^{(+)} = p_{k-1,m-1} + \rho_0 \cdot c \cdot \mathcal{G}_{k-1,m-1} - \Delta x \cdot \varphi_{k-1,m-1}, \\ J_{k+1,m-1}^{(-)} = p_{k+1,m-1} - \rho_0 \cdot c \cdot \mathcal{G}_{k+1,m-1} + \Delta x \cdot \varphi_{k+1,m-1} \end{cases} \quad (1.14)$$

Из полученной системы линейных уравнений вычисляем значения  $p_{k,m}$  давления и  $\mathcal{G}_{k,m}$  скорости течения:

$$\begin{cases} p_{k,m} = \frac{J_{k-1,m-1}^{(+)} + J_{k+1,m-1}^{(-)}}{2}, \\ \mathcal{G}_{k,m} = \frac{J_{k-1,m-1}^{(+)} - J_{k+1,m-1}^{(-)}}{2\rho_0 \cdot c}. \end{cases} \quad (1.15)$$

Таким образом, формулы (6.14) и (6.15) решают поставленную задачу, поскольку позволяют найти давления  $p_{k,m}$  и скорости  $\mathcal{G}_{k,m}$  жидкости в любой последующий момент  $t_m$  времени по известным значениям  $(p_{k-1,m-1}, \mathcal{G}_{k-1,m-1})$ ,  $(p_{k+1,m-1}, \mathcal{G}_{k+1,m-1})$  этих параметров в предыдущий момент  $t_{m-1}$  времени. Поскольку в качестве начального момента можно взять момент времени  $t = 0$ , то, последовательно вычисляя давления и скорости по рекуррентным формулам (6.14), (6.15), можно рассчитать параметры потока в любой момент времени  $t > 0$ .

## 1.2.2 Начальные и краевые условия. Условия сопряжения

Пусть исследуется неустановившееся течение жидкости на участке  $0 \leq x \leq L$  трубопровода, начиная с некоторого момента времени  $t = 0$ , принимаемого за начальный. Для того чтобы узнать, как будет развиваться неустановившийся процесс, необходимо иметь информацию о начальных и краевых условиях, т.е. информацию о том, каково было исходное состояние потока (в момент времени  $t = 0$ ) и что происходит на краях участка (в сечениях  $x = 0$  и  $x = L$ ). Первая информация называется начальными условиями, а вторая - краевыми условиями.

**Начальные условия.** Состояние участка трубопровода в начальный момент времени может быть произвольным, однако часто в качестве начального состояния берется установившееся течение жидкости, существовавшее в трубопроводе в начальный момент времени.

Пусть, например, для установившегося течения жидкости известен объемный расход  $Q = \vartheta \cdot S = Q(x,0) = Q_0$  и распределение напора  $H(x,0) = H_0 - i \cdot x$ , где  $H_0 = H(0,0)$  - напор в начале  $x = 0$  рассматриваемого участка в начальный  $t = 0$  момент времени;  $i = (H_0 - H_k)/L$  - гидравлический уклон;  $H_k = H(L,0)$  - напор в конце участка в начальный момент времени. Тогда в качестве начальных условий ( $m = 1, t_0 = 0$ ) можно взять условия

$$\vartheta(x,0) = \frac{Q_0}{S} = \vartheta_0 = const; \quad p(x,0) = \rho_0 \cdot g \cdot [H_0 - i \cdot x - z(x)].$$

Если рассматривается численное решение задачи и речь идет о сетке характеристики, то эти условия имеют вид:

$$\vartheta_{k,1} = \vartheta_0; \quad p_{k,1} = \rho_0 \cdot g \cdot (H_0 - i \cdot x_k - z_k). \quad (1.16)$$

Здесь  $k = 1, 2, \dots, N+1$ ,  $x_k = (k-1) \cdot \Delta x$ ,  $x_1 = 0$ ,  $x_{N+1} = L$ ,  $z_k = z(x_k)$ ,  $\Delta x = L/n$  ( $N$  - число частей, на которое разбивают участок трубопровода).

**Краевые условия.** Формулы (1.15) позволяют находить значения  $p_{k,m}$  и  $\vartheta_{k,m}$  во всех узлах  $(x_k, t_m)$  полосы  $0 < x < L$ ,  $t > 0$ , определяющей участок трубопровода, за исключением его краев - начала ( $x = 0$ ) и конца ( $x = L$ ). В этих узлах необходимы дополнительные (краевые) условия.

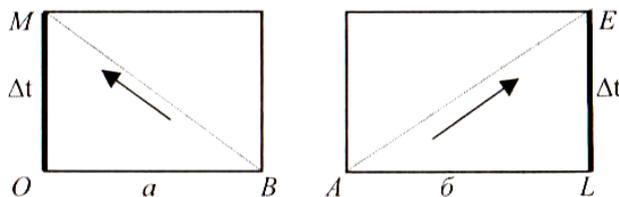


Рисунок 1.4 - Расчет значений  $(p_{1,m}, \vartheta_{1,m})$  и  $(p_{N+1,m}, \vartheta_{N+1,m})$  на концах участка трубопровода

Только одна характеристика  $dx/dt = -c$  отрицательного наклона приходит из области интегрирования в точки  $M(x=0)$  левой границы участка (рис. 1.4 а), давая только одно уравнение для определения двух неизвестных величин  $p_{1,m}$  и  $\mathcal{G}_{1,m}$ :

$$p_{1,m} - \rho_0 \cdot c \cdot \mathcal{G}_{1,m} = J_{2,m-1}^{(-)},$$

где  $J_{2,m-1}^{(-)} = p_{2,m-1} - \rho_0 \cdot c \cdot \mathcal{G}_{2,m-1} + \Delta x \cdot \varphi_{2,m-1}$  следовательно, необходимо дополнительное условие.

Таким дополнительным условием может являться алгебраическое уравнение  $F(p, \mathcal{G}) = 0$ , выражающее зависимость между давлением  $p_M(0, t)$  и скоростью  $\mathcal{G}_M(0, t)$  в начальном сечении трубопровода. Как правило, это условие моделирует работу перекачивающей станции и представляет ее  $(Q-H)$ -характеристику. Таким образом, краевые условия в точках левой границы участка могут быть представлены в виде системы двух уравнений:

$$x = 0, t > 0: \begin{cases} p_{1,m} - \rho_0 \cdot c \cdot \mathcal{G}_{1,m} = J_{2,m-1}^{(-)}, \\ F(p_{1,m}, \mathcal{G}_{1,m}) = 0. \end{cases} \quad (1.17)$$

Аналогично, только одна характеристика  $dx/dt = +c$  положительного наклона приходит из области интегрирования в точки  $E(x=L)$  правой границы участка, рисунок 1.4 б, поэтому краевые условия в точках правой границы участка могут быть представлены в виде системы двух уравнений:

$$x = L, t > 0: \begin{cases} p_{N+1,m} - \rho_0 \cdot c \cdot \mathcal{G}_{N+1,m} = J_{N,m-1}^{(-)}, \\ G(p_{N+1,m}, \mathcal{G}_{N+1,m}) = 0. \end{cases} \quad (1.18)$$

где  $J_{N,m-1}^{(+)} = p_{N,m-1} - \rho_0 \cdot c \cdot \mathcal{G}_{N,m-1} + \Delta x \cdot \varphi_{N,m-1}$ ;  $G(p, \mathcal{G}) = 0$  выражает зависимость между давлением  $p_E(L, t)$  и скоростью  $\mathcal{G}_E(L, t)$  в конце участка трубопровода, например, условие  $p_{N+1,m} = p_L$ . Возможны, однако, и другие, более сложные виды краевых условий.

*Условия сопряжения.* Если устройства, являющиеся причиной неустановившегося процесса, находятся внутри участка трубопровода, например в сечении  $x_*$  ( $0 < x_* < L$ ), то в этом сечении может существовать разрыв непрерывности гидравлических параметров. Этот разрыв определяет дополнительные условия, называемые *условиями сопряжения*.

Пусть, например, в сечении  $x$ , трубопровода происходит отбор или подкачка жидкости с расходом  $q$  ( $q < 0$  - отбор;  $q > 0$  подкачка). Тогда такое сечение характеризуется непрерывностью давления и разрывом непрерывности расхода (следовательно, и скорости), рисунок 1.5

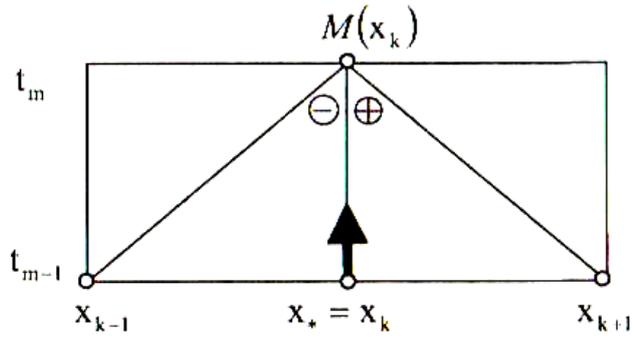


Рисунок 1.5 - Расчет предельных значений  $p_{k,m}^{(-)}, g_{k,m}^{(-)}$  и  $p_{k,m}^{(+)}, g_{k,m}^{(+)}$  перед и после сечения сброса (подкачки)

Если обозначать предельные значения параметров течения перед сбросом (подкачкой) символами с верхним индексом  $(-)$ , а после него - символами с верхним индексом  $(+)$ , то в сечении  $x_* = x_k$  должны выполняться условия

$$\begin{cases} p^{(+)}(x_*, t) = p^{(-)}(x_*, t), \\ g^{(+)}(x_*, t) - g^{(-)}(x_*, t) = \frac{q}{S}. \end{cases} \quad (1.19)$$

Тогда для вычисления 3-х неизвестных параметров  $p_{k,m}, g_{k,m}^{(+)}, g_{k,m}^{(-)}$  ( $p_{k,m}^{(+)} = p_{k,m}^{(-)} = p_{k,m}$ ) в сечении  $x_* = x_k$  имеется система 3-х линейных уравнений с 3-мя неизвестными:

$$\begin{cases} p_{k,m}^{(-)} + \rho_0 \cdot c \cdot g_{k,m}^{(-)} = \underbrace{p_{k-1,m-1} + \rho_0 \cdot c \cdot g_{k-1,m-1} - \Delta x \cdot \varphi_{k-1,m-1}}_{J_{k-1,m-1}^{(+)}}, \\ p_{k,m}^{(+)} - \rho_0 \cdot c \cdot g_{k,m}^{(+)} = \underbrace{p_{k+1,m-1} + \rho_0 \cdot c \cdot g_{k+1,m-1} - \Delta x \cdot \varphi_{k+1,m-1}}_{J_{k+1,m-1}^{(-)}}, \\ g_{k,m}^{(+)} - g_{k,m}^{(-)} = \frac{q}{S}, \end{cases}$$

Решение этой системы имеет вид:

$$\begin{cases} p_{k,m} = \frac{J_{k-1,m-1}^{(+)} + J_{k+1,m-1}^{(-)}}{2} + \rho_0 \cdot c \cdot \frac{q}{2S}, \\ g_{k,m}^{(+)} = \frac{J_{k-1,m-1}^{(+)} - J_{k+1,m-1}^{(-)}}{2\rho_0 \cdot c} + \frac{q}{2S}, \\ g_{k,m}^{(-)} = \frac{J_{k-1,m-1}^{(+)} - J_{k+1,m-1}^{(-)}}{2\rho_0 \cdot c} - \frac{q}{2S}, \end{cases}$$

Другим примером условий сопряжения являются условия в сечении, в котором установлена закрывающаяся (или открывающаяся) задвижка.

Воздействие задвижки на поток транспортируемой жидкости моделируется следующими условиями сопряжения:

$$\begin{cases} \mathcal{G}^{(+)}(x_*, t) = \mathcal{G}^{(-)}(x_*, t), \\ p^{(-)}(x_*, t) - p^{(+)}(x_*, t) = \zeta(t) \cdot \frac{\rho_0 \cdot \mathcal{G}^2(x_*, t)}{2}, \end{cases} \quad (1.20)$$

где  $\zeta(t)$  - коэффициент местного сопротивления, который может изменяться, определяя процесс закрытия или открытия задвижки; принимается также, что  $\mathcal{G} \geq 0$ . Первое из условий (1.20) означает непрерывность расхода жидкости, второе - разрыв давления в сечении  $x_*$ .

Если  $M(x_k)$  - сечение, в котором установлена задвижка ( $x_* = x_k$ ), рисунок 1.6, то модель задвижки может быть представлена системой 3-х уравнений

$$\begin{cases} p_{k,m}^{(-)} + \rho_0 \cdot c \cdot \mathcal{G}_{k,m}^{(-)} = J_{k-1,m-1}^{(+)}, \\ p_{k,m}^{(+)} - \rho_0 \cdot c \cdot \mathcal{G}_{k,m}^{(+)} = J_{k+1,m-1}^{(-)}, \\ p_{k,m}^{(-)} - p_{k,m}^{(+)} = \zeta(t_m) \cdot \rho_0 \cdot \mathcal{G}_{k,m}^2 / 2 \end{cases}$$

для определения 3-х неизвестных параметров  $p_{k,m}^{(+)}$ ,  $p_{k,m}^{(-)}$  и  $\mathcal{G}_{k,m}$  (здесь учтено, что  $\mathcal{G}_{k,m}^{(+)} = \mathcal{G}_{k,m}^{(-)} = \mathcal{G}_{k,m}$ )

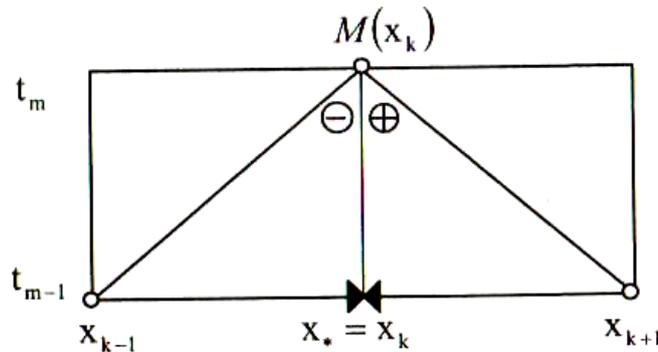


Рисунок 1.6 - Расчет значений  $p_{k,m}^{(+)}$ ,  $p_{k,m}^{(-)}$  и  $\mathcal{G}_{k,m}$  перед и после задвижки

Решение полученной системы имеет вид:

$$\begin{cases} p_{k,m}^{(-)} = \frac{J_{k-1,m-1}^{(+)} + J_{k+1,m-1}^{(-)}}{2} + \zeta_m \cdot \frac{\rho_0 \cdot \mathcal{G}_{k,m}^2}{4}, \\ p_{k,m}^{(+)} = \frac{J_{k-1,m-1}^{(+)} + J_{k+1,m-1}^{(-)}}{2} - \zeta_m \cdot \frac{\rho_0 \cdot \mathcal{G}_{k,m}^2}{4}, \\ \mathcal{G}_{k,m} = \frac{J_{k-1,m-1}^{(+)} - J_{k+1,m-1}^{(-)}}{\rho_0 \cdot c} \cdot \frac{1}{1 + \sqrt{1 + \zeta_m / (2\rho_0 \cdot c^2) \cdot (J_{k-1,m-1}^{(+)} - J_{k+1,m-1}^{(-)})}}, \end{cases}$$

причем для выполнения условия  $\mathcal{G}_{k,m} \geq 0$  необходимо и достаточно выполнения неравенства  $J_{k-1,m-1}^{(+)} \geq J_{k+1,m-1}^{(-)}$ .

### 1.3 Защита нефтепроводов от перегрузок по давлению

Для защиты трубопровода от волн повышенного и пониженного давления существуют различные технологии, методы и технические устройства, которые постоянно совершенствуются и дополняются новыми разработками. Для сравнительного анализа рассмотрим основные методы и устройства защиты от гидравлических нагрузок.

*Уравнительный резервуар.* Уравнительные резервуары [51,52] чаще всего применяются в трубопроводных системах низкого давления для защиты от волн повышенного и пониженного давления, возникающих в переходном процессе. На рисунке 1.7 представлен пример однонаправленного уравнительного резервуара, который представляет собой вертикальную трубу небольшого диаметра, соединенную с основным трубопроводом. Обычно уравнительный резервуар располагается около регулирующего устройства, которое может быть источником нежелательных явлений. Закрытие регулирующего органа приводит к торможению жидкости, вследствие чего давление в трубопроводе увеличивается. При этом жидкость начинает втекать в уравнительный резервуар. По мере поступления жидкости в уравнительный резервуар уровень находящейся в нем жидкости поднимается. Поскольку часть жидкости поступает в уравнительный резервуар, торможение потока происходит медленней и амплитуда волны давления значительно уменьшается.

Аналогично, при открытии регулирующего органа жидкость ускоряется и давление в трубопроводе уменьшается, поэтому жидкость из уравнительного резервуара вытекает, частично компенсируя падение давления во внутренней полости трубопровода.

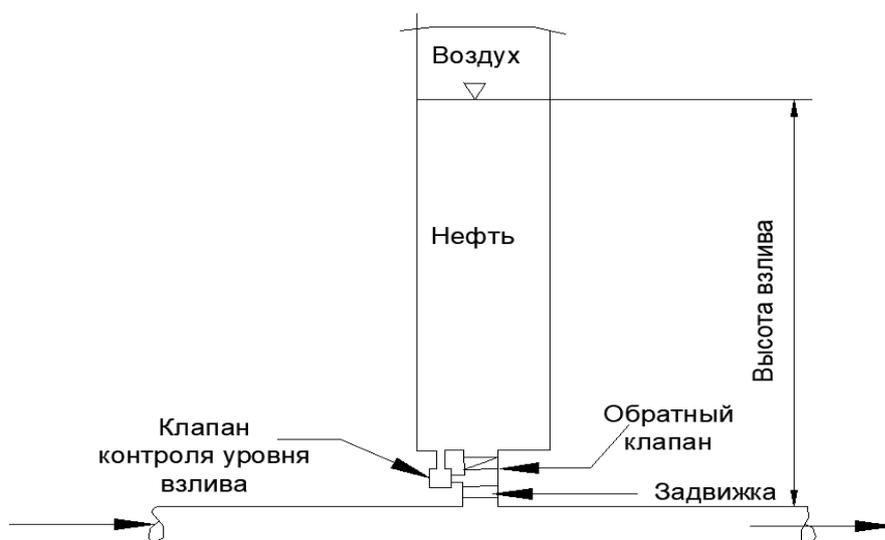


Рисунок 1.7 - Однонаправленный уравнительный резервуар

На рисунке 1.8 представлены кривые изменения полного напора в

трубопроводе, оборудованном уравнительными резервуарами, при переходном процессе, вызванном остановкой насоса. Из рисунка видно, что при остановке насоса на его выходе давление быстро снижается и вниз по потоку распространяется волна пониженного давления. Учитывая профиль рассматриваемого трубопровода, возникшая волна приводит к снижению давления в трубе до давления упругих паров жидкости, приводящее к вскипанию, что недопустимо. Для того чтобы это исключить возможное закипание жидкости в рассматриваемом случае на трубопроводе устанавливается три однонаправленных уравнительных резервуара, которые не позволяют давлению в присоединенной трубе опускаться ниже статического давления, которое определяется высотой влива резервуара [53].

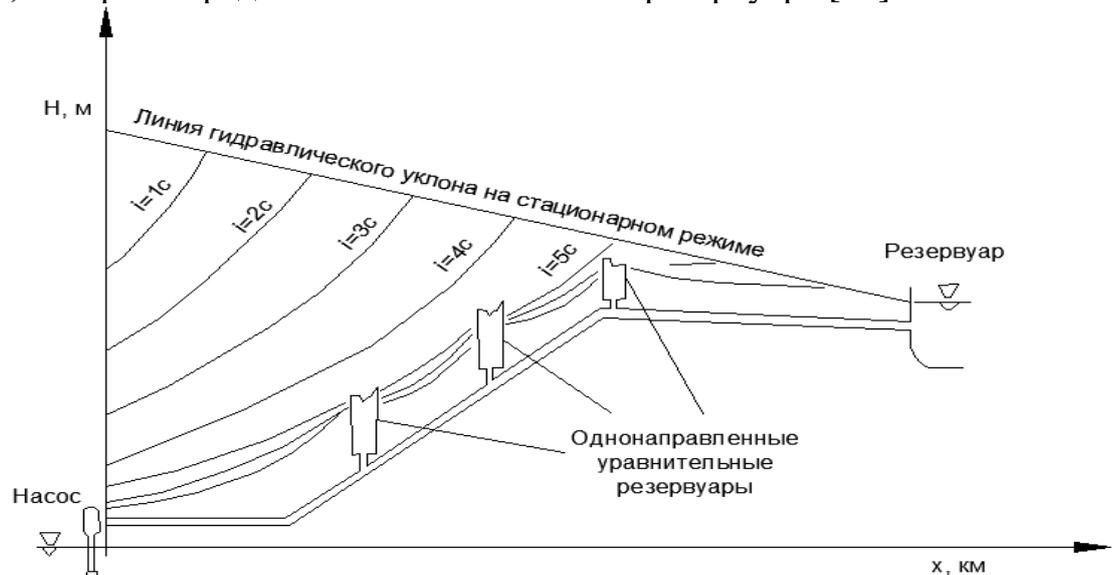


Рисунок 1.8 - Изменение напора по длине трубопровода, оборудованном тремя однонаправленными резервуарами

*Воздушный колпак*, (рисунок 1.9) является одним из типов уравнительных резервуаров, который получил широкое распространение. Это устройство позволяет сглаживать волны повышенного и пониженного давления, возникающие в трубопроводе в переходных процессах. Также воздушный колпак позволяет преобразовывать высокочастотные колебания в коротких трубах в низкочастотные с небольшими амплитудами давления [54].

В общем случае воздушный колпак представляет собой закрытую емкость, часть которой заполнена перекачиваемой жидкостью, а остальное пространство сжатым газом. Газ может находиться в свободном контакте с жидкостью или отделяться гибким разделителем.

Рассмотрим принцип действия воздушного колпака на примере переходного процесса, вызванного пуском/остановкой ПС. При запуске ПС давление на ее выходе быстро повышается и вниз по потоку распространяется волна повышенного давления. Для сглаживания такой волны на выходе станции устанавливается воздушный колпак. После пуска насосных агрегатов

расход жидкости в трубопроводе увеличивается, при этом часть жидкости начинает поступать в воздушный колпак, а другая часть в основной трубопровод. По мере заполнения колпака газ внутри него сжимается и его давление возрастает, следовательно, и давление в трубопроводе возрастает на соответствующую величину. В зависимости от размера воздушного колпака для сжатия в нем газа потребуется закачать в колпак разное количество жидкости. При соответствующих размерах воздушного колпака можно добиться плавного повышения давления на выходе ПС при её пуске.

При остановке ПС наблюдается обратная ситуация - давление на входе станции быстро повышается и вверх по потоку распространяется волна повышенного давления. При этом происходит торможение потока, т.е. снижение расхода перекачки. Для защиты трубопровода от такой волны давления воздушный колпак устанавливается на входе станции. После остановки ПС жидкость тормозиться не сразу, она начинает поступать в воздушный колпак, давления газа в нем тем самым повышается. По мере повышения давления в колпаке жидкость тормозиться до полной остановки. Таким образом, воздушный колпак соответствующего объема может сгладить возникающую волну давления на входе ПС при её остановке.



Рисунок 1.9 – Воздушный колпак на выходе перекачивающей станции

Однако, воздушные колпаки имеют существенный недостаток. Для сглаживания волн давления в магистральных трубопроводах объем воздушного колпака должен составлять не менее  $100 \text{ м}^3$ , что с учетом достаточно высокого давления внутри колпака, делает затруднительным его практическое использование в магистральных нефтепроводах. Эффективное использование воздушных колпаков возможно на коротких трубах малого диаметра. В таких случаях необходимый объем воздушного колпака составляет несколько кубических метров.

*Система автоматического регулирования давления (САР).*

Максимальное давление на выходе ПС определяется несущей способностью трубопровода, следующего за этой станцией, а минимальное давление на входе - кавитационным запасом насосных агрегатов, установленных на станции. В переходных процессах в трубопроводе давление на входе и выходе ПС может выйти за описанные пределы. С целью избежать этого опасного явления на станции предусматривается система автоматического регулирования давления. Регулирование давления на ПС может осуществляться следующими методами: дросселированием потока; перепуском части потока из линии нагнетания в линию всасывания станции; изменение частоты вращения насосных агрегатов [55].

Дросселирование потока с целью регулирования давления осуществляется посредством регулирующих заслонок, которые устанавливаются на линии нагнетания ПС. Дросселирование потока жидкости в регулирующей заслонке типа «Butterfly» представлено на рисунке 1.10.



Рисунок 1.10 - Дросселирование потока жидкости в регулирующей заслонке типа « Butterfly».

При повышении давления на выходе ПС выше максимального или снижении давления на входе ниже минимального происходит закрытие заслонки, тем самым создается искусственное местное сопротивление. Это приводит к тому, что расход жидкости через ПС уменьшается, давление на входе станции повышается, а давление на выходе снижается. Быстродействие регулирующих заслонок на магистральных нефтепроводах составляет 20 — 40 с.

Основными недостатками такого метода регулирования являются: высокие потери мощности во время переходных процессов, при которых возникает необходимость дросселирования; инерционность регулирующих заслонок.

Изменение частоты вращения насосных агрегатов может осуществляться посредством электропривода с регулируемой частотой вращения или

установкой гидромуфты на валу между электродвигателем и насосом. Уменьшение частоты вращения насосных агрегатов приводит к уменьшению дифференциального напора, создаваемого ПС, поэтому давление на входе станции увеличивается, а на выходе - уменьшается. Преимуществом данного метода являются: низкие потери мощности; высокое быстродействие.

При перепуске часть жидкости из линии нагнетания возвращается по специальному байпасу в линию всасывания. Частичный перепуск жидкости может осуществляться на одном агрегате или через всю ПС. Учитывая убывающие характеристики центробежных насосных агрегатов при перепуске нефти через насос, дифференциальный напор, создаваемый ПС уменьшается, поэтому давление на входе станции увеличивается, а на выходе уменьшается.

*Система сглаживания волн давления (ССВД).* Для сглаживания волны давления, возникающей на входе ПС при её остановке, используется система сглаживания волн давления [56].

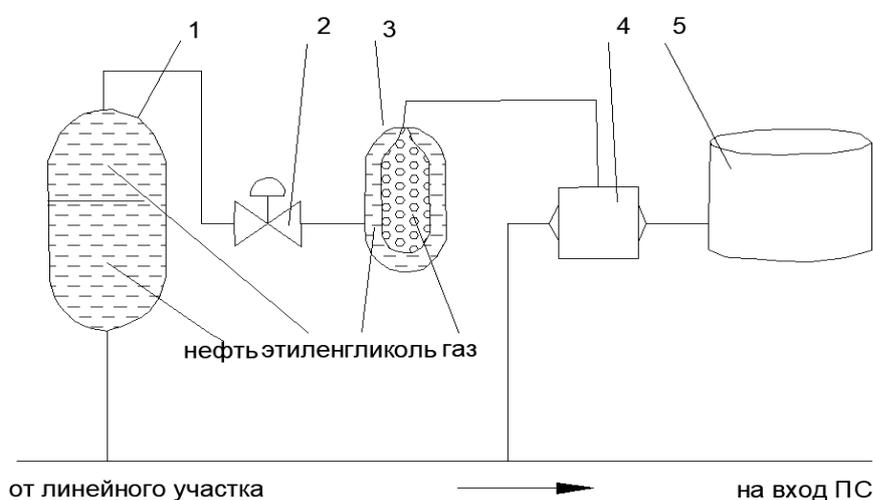


Рисунок 1.11 - Принципиальная схема работы ССВД.

Сглаживание волны давления осуществляется посредством частичного сброса нефти из трубопровода через клапана ССВД 4 в резервуар 5. В отличие от предохранительных клапанов ССВД реагирует не столько на абсолютную величину давления, сколько на скорость его изменения. Это обеспечивается за счет системы управления ССВД, которая состоит из дроссельного клапана 2 и гидро - пневматического аккумулятора 3. ССВД не ограничивает давление на входе ПС на определенном уровне, давление продолжает повышаться, но с меньшей заданной скоростью. ССВД, установленные на магистральных нефтепроводах, обеспечивают среднюю скорость нарастания давления на входе ПС при её остановке  $0.01 - 0.03 \text{ МПа/с}$ . С целью повышения надежности ССВД её рабочей жидкостью в общем случае является этиленгликоль, который поступает в систему через разделительную емкость 1. Настройка необходимой скорости нарастания давления на входе ПС осуществляется дроссельным клапаном и гидро-пневматическим аккумулятором. ССВД.

Одним из основных преимуществ ССВД является её независимость от электроснабжения. На магистральных нефтепроводах объем сброса нефти через клапана ССВД при её срабатывании составляет 30—100 м<sup>3</sup>.

*Быстродействующие клапаны с регулируемым приводом.* Для сглаживания волн давления, возникающих на входе ПС при её остановке, может использоваться быстродействующий клапан с регулируемым приводом. При остановке ПС такой клапан быстро открывается, а затем медленно закрывается. Такой характер работы клапана обеспечивается «умным» приводом, работа которого осуществляется по специальному алгоритму.

Описываемая система весьма схожа с ССВД, однако основным её недостатком является зависимость от наличия источника электроэнергии, в то время как зачастую основной причиной аварийной остановки ПС является как раз перебои в подаче электроэнергии. Естественно, что в подобных случаях данная система не работает [57].

#### **1.4 Образование газовоздушных скоплений и их влияние на эффективность работы нефтепровода**

Большинство магистральных нефтепроводов Казахстана проложены в условиях неоднородности рельефа местности. В связи с этим особый научный и практический интерес представляет исследование процесса образования газовоздушных скоплений и их влияние на эффективность транспортировки.

Трубопроводы в условиях сильно пересеченной местности могут иметь участки, где абсолютное давление оказывается ниже атмосферного. При этом происходит интенсивное выделение газов из жидкости и образование газовых пробок.

Вопросы влияния газовых скоплений на пропускную способность трубопровода - популярная тема исследований технологических режимов магистральных и промысловых трубопроводов [58]. В литературе встречаются две основные точки зрения на причину образования газовоздушных скоплений. В работе [59] автор в качестве основной указывает на сепарацию растворенного газа на восходящем участке трубопровода с последующей коагуляцией пузырьков в скопление газа. В работе [60] автор обращает внимание на защемление значительных объемов атмосферного воздуха в повышенных участках при заполнении трубопровода после ремонта или реконструкции, который не выносится из трубы из-за малых скоростей движения нефти.

Скопления газа уменьшают рабочее сечение труб, увеличивают гидравлическое сопротивление и тем самым снижают пропускную способность трубопровода на 30 - 60 %. Движение газожидкостных смесей по трубам характеризуется различными структурными режимами течения. При этом некоторые режимы (особенно пробковый режим) характеризуются достаточно сильными пульсациями давления, которые осложняют эксплуатацию нефтепровода [61].

Газовоздушные скопления возникают из пузырьков газа, всплывающих

на восходящем участке трубопровода, и занимают повышенные участки трассы. Объем скопления со временем сокращается с увеличением производительности или при зачистке внутренней полости трубы скребками, а при снижении давления и скорости движения нефти увеличивается из-за сепарации растворенных или дисперсированных в нефти газов, а также переноса газовой смеси пузырями при размыве аналогичного скопления выше по течению. Таким образом, помимо движения нефти в любом недогруженном участке трубопровода наблюдается миграция газовой смеси «пузырей», которые в повышенных участках трассы образуют устойчивые скопления, вытянутые вдоль нисходящих участков трубопровода. Длина газовой смеси на восходящем участке намного меньше, чем на нисходящем участке. Накопление газа ограничивается аккумулялирующей способностью нисходящего участка. Излишки газа, перевалив наивысшую точку трассы, могут крупными пузырями всплывать по нисходящему участку, пополняя газовой смеси скопление ниже по течению. Все это приводит к снижению пропускной способности трубопровода, срывам в работе насосов при прохождении газовой пробки через его проточную часть, пульсациям давления и расхода в периоды миграции крупных пузырей [62].

Довольно серьезной является проблема непосредственного выявления газовой смеси образований.

Волны пульсаций давления распределяются в движущемся потоке со скоростью звука. Энергия пульсаций может вызвать колебания трубопровода и связанного с ним оборудования. На прямолинейном участке трубопровода пульсации распространяются равномерно, поэтому там наблюдаются незначительные колебания трубопроводов. Значительные колебания появляются при наличии резонанса, когда даже небольшие усилия, вызванные шероховатостью или изменением поперечного сечения (при отложении песка, парафина, солей и т.д.) могут вызвать опасные колебания. Колебания особенно заметны в местах резкого изменения направления трубопровода, при разветвлениях трубопроводов.

Следует отметить, что образование пульсаций давления может быть при транспорте газонасыщенных нефтей при частичном разгазировании нефти. Появление свободного газа в трубопроводе возможно при его остановках, связанных с нарушением герметичности линейной части. При этом падение давления в трубопроводе приводит к разгазированию нефти. В случае перекачки газонасыщенной нефти очень важным становится отыскание перевальных точек. Под перевальной точкой понимается такая точка трассы нефтепровода, давление в которой равно или меньше давления в потоке. Если такая точка существует, то в ней происходит разгазирование нефти. Поскольку процесс растворения в нефти газа происходит значительно хуже, чем разгазирование, и требует высоких давлений и времени, то за перевальной точкой имеет место двухфазный поток [63].

Существование перевальной точки снижает пропускную способность нефтепровода, а в отдельных случаях ведет к прекращению перекачки. Это

объясняется тем, что потери давления на участке двухфазного потока резко возрастают и может случиться, что запаса давления окажется недостаточно для преодоления гидравлических сопротивлений конечного участка трубопровода.

Для обеспечения условий пуска нефтепровода и нормального режима его работы необходимо выявить наличие перевальных точек и устранить их путем поднятия давления в этих точках выше давления насыщения нефти. Во избежание разрыва сплошности потока на конечном пункте (или на нефтеперекачивающей станции, куда нефть приходит с перевальной точки) рекомендуется поддерживать давление, обеспечивающее запас напора на перевальной точке равным 10 м. В работе [64] «зазор безопасности» определяется величиной давления 2 кгс/см<sup>2</sup>. Эксперименты подтверждают, что потери напора на участке газового скопления приблизительно определяются разностью геометрических отметок начала и конца газового скопления. В настоящее время эта проблема в основном решается путем повышения давления перекачки на 10 — 15 %, однако это приводит к колоссальному увеличению затрат на электроэнергию. Однако эти меры не всегда оправданы, поскольку такая величина часто является чрезмерно завышенной и становится причиной повышенных энергозатрат и удорожания транспортировки.

Таким образом, очевидно, что существование газовых скоплений приводит к эксплуатационным осложнениям в работе трубопроводов и оказывают негативное влияние на гидродинамические режимы, что особенно актуально в современных условиях эксплуатации объектов трубопроводного транспорта, при давлениях ниже проектных. Поэтому в целях снижения энергетических затрат на транспорт нефтепродуктов необходимо осуществлять эффективный и своевременный эксплуатационный контроль, и управление режимами перекачки, особенно на участках трубопровода, где возникают условия для проявления эффектов многофазности транспортируемой среды.

Согласно многочисленным отечественным и зарубежным исследованиям неустановившегося движения реальной жидкости по трубам, математическое моделирование течения - практически основной способ исследования нестационарных процессов.

В то же время, несмотря на многочисленные усилия отечественных и зарубежных ученых, универсальной математической модели поведения эксплуатационного участка трубопровода, уложенного в рельеф местности, которая удовлетворяла бы всем современным требованиям практики до сих пор не предложено.

Нет объяснения экспериментально выявленным фактам, таким как вынос газоздушного скопления целиком, а не послойно, существование высокочастотных микропульсации и низкочастотных макропульсации давления, определяемых газовыми скоплениями в сечении, неоднозначно трактуется причины и условия образования газоздушных скоплений.

Таким образом, анализ состояния изученности процессов образования газоздушных скоплений и их влияния на гидравлические нагрузки в

нефтепроводе показывает на необходимость новых подходов для решения проблем, вызванных этими явлениями.

### **Выводы. Постановка задач**

Анализ современного состояния проблемы снижения эффектов гидравлических нагрузок в магистральном нефтепроводе показывает:

1. Классическая теория неустановившегося течения жидкости в трубопроводах и математические модели, построенные на ее выводах, имеют ограниченную область применения и, в большинстве случаев, оказываются неприемлемыми к расчету переходных процессов в рельефных магистральных нефтепроводах и нуждаются в совершенствовании;

2. Вопросом влияния газовых скоплений на пропускную способность трубопровода посвящено большое количество исследований технологических процессов и режимов магистральных, промысловых трубопроводов. В то же время, многие вопросы, связанные непосредственно с процессами и свойствами образования устойчивых газоздушных скоплений, остаются открытыми. Нет объяснений экспериментально выявленным фактам, таким как вынос газоздушного скопления целиком, а не послойно, существование поличастотных пульсации давления, определяемых газовыми скоплениями в сечении, неоднозначно трактуются причины и условия образования и устойчивости газоздушных скоплений.

3. Несмотря на большое количество известных технологий, методов и технических устройств по сглаживанию волн давления, разработка новых и совершенствование существующих представляет большой научный и практический интерес

4. Магистральный нефтепровод, имеющий большую протяжённость, представляет сложную систему последовательно соединенных технологических элементов, каждый из которых выполняет определённое преобразование параметров и, поэтому требует особых подходов в оценке факторов риска и их уровня для обеспечения его промышленной и экологической безопасности.

#### *Постановка задач*

Для обеспечения надежности, устойчивости и безопасности эксплуатации магистральных нефтепроводов на основе снижения гидравлических нагрузок, с учетом результатов анализа состояния проблемы, в работе поставлены следующие задачи:

- создание математической модели неустановившегося потока жидкости в условиях проявления гидравлических нагрузок большой интенсивности.

- создание физической модели влияния поверхностных и граничных эффектов контакта жидкость-газ-твёрдое тело на процесс образования и устойчивость газоздушных скоплений в вершинах рельефного нефтепровода;

- экспериментальная проверка результатов теоретических расчетов и математического моделирования;

- разработка эффективной системы сглаживания волн давления в магистральном нефтепроводе
- разработка методики экспертной оценки и ранжирования участков магистрального нефтепровода по уровню трудно прогнозируемых факторов риска.

## 2 Теоретические исследования неустановившегося течения жидкости и процессов образования, устойчивости газовоздушных скоплений в рельефном нефтепроводе

### 2.1 Ограниченность теории неустановившегося течения жидкости в трубопроводе

В главе 1 диссертации показано, что классическая теория неустановившегося течения жидкости неприемлема к расчету переходных процессов в магистральных нефтепроводах. Это объясняется тем, что классическая теория содержит одно хотя и не часто формулируемое ограничение об отсутствии в жидкости фазовых переходов. Это предполагает, что ни при каких условиях жидкость не переходит в парогазовую фазу, даже при снижении давления до упругости насыщенных паров. Между тем, при рельефной неоднородности трассы и распространении в трубопроводе волн разрежения это условие нарушается во многих сечениях трубопровода и прежде всего, в вершинах ее профиля.

С целью получения рациональной и эффективной системы защиты оборудования НПС от волн давления была разработана новая математическая модель неустановившегося течения жидкости. Это позволяет определить возможные пути воздействия на процесс образования гидравлических нагрузок и рациональные способы по их снижению.

Как правило, результаты научных исследований неустановившегося течения жидкости сводятся с некоторыми отличиями к системе, состоящей из двух уравнений математической физики (дифференциальных уравнений в частных производных) - уравнения неразрывности и уравнения количества движения потока:

$$\begin{cases} \frac{\partial p}{\partial t} + \rho_0 \cdot c^2 \cdot \frac{\partial \vartheta}{\partial x} = 0, \\ \rho_0 \cdot \frac{\partial \vartheta}{\partial t} + \frac{\partial p}{\partial x} = -\lambda(\text{Re}, \varepsilon) \cdot \frac{1}{d} \cdot \frac{\rho_0 \cdot \vartheta \cdot |\vartheta|}{2} - \rho_0 \cdot g \cdot \sin \alpha(x) \end{cases} \quad (2.1)$$

В основе которых лежат следующие допущения:

- изменение  $\Delta\rho$  плотности жидкости много меньше ее номинального значения  $\rho_0$  (т.е.  $\Delta\rho \ll \rho_0$ ). Например, принимая  $\rho_0 = 1000$  кг/м<sup>3</sup>,  $p - p_0 = 1,0$  МПа ( $\approx 10$  атм.), учитывая  $\Delta\rho/\rho_0 = (p - p_0)/K_p$  и  $K_p = 10^3$  МПа, то  $\Delta\rho/\rho_0 = 10^6/10^9 = 0,001$ , т.е. изменение плотности  $\Delta\rho$  равно всего 1 кг/м<sup>3</sup>, что много меньше номинального значения 1000 кг/м<sup>3</sup>;
- изменение  $\Delta S$  площади сечения трубопровода много меньше ее номинального значения  $S_0$  (т.е.  $\Delta S \ll S_0$ ), причем  $\Delta S = \pi \cdot d_0^3 / 4E \cdot \delta \cdot (p - p_0)$  или  $\Delta S = S_0 \cdot d_0 / E \cdot \delta \cdot (p - p_0)$ . Например, если  $d_0 = 500$  мм,  $\delta = 10$  мм,  $\rho_0 = 10^3$  кг/м<sup>3</sup>,

$p - p_0 = 10^7$  Па ( $\approx 100$  атм.),  $E = 2 \cdot 10^{11}$  Па (трубная сталь), то изменение  $\Delta d$  диаметра трубопровода равно 0,06 мм, а изменение  $\Delta S$  площади поперечного сечения  $\approx 0,5$  см<sup>2</sup>, что  $\ll S_0 \approx 1960$  см<sup>2</sup>;

- величина  $\tau_w$  касательного напряжения трения на стенках трубопровода, согласно (1.32), определяется равенством  $\tau_w = \lambda(\text{Re}, \varepsilon) \cdot \rho \cdot g^2 / 8$ , причем зависимость коэффициента  $\lambda$  от определяющих параметров  $\text{Re} = g \cdot d / \nu$  и  $\varepsilon = \Delta / d$  берется в том же виде, что и при установившемся течении (такое допущение называют *гипотезой квазистационарности*). Например, если  $\lambda = 0,02$ ,  $\nu = 1,5$  м/с,  $\rho_0 = 1000$  кг/м<sup>3</sup>, то  $\tau_w \cong 5,6$  Па;

- температура жидкости считается постоянной  $T = \text{const}$ .

В то же время, при некоторых режимах течения жидкости в условиях проявления гидравлических нагрузок в виде волн повышенного и пониженного давления, особенно при возникновении гидравлического удара, а также, в условиях возможного парообразования и газовыделения на вершинах рельефа трассы, некоторые принятые допущения становятся некорректными. Это выражается в расхождении экспериментальных данных с теоретическими выводами и результатами математического моделирования.

### 2.1.1 Создание математической модели неустановившегося потока жидкости в условиях проявления гидравлических нагрузок большой интенсивности.

Согласно многочисленным отечественным и зарубежным исследованиям неустановившегося движения реальной жидкости по трубам, математическое моделирование течения - практически основной способ исследования нестационарных процессов [65].

Ограниченность возможности существующих математических моделей для исследования нестационарного течения жидкости при резком возрастании гидравлических нагрузок в виде волн давления большой интенсивности в условиях парогазообразования в рельефных нефтепроводах является актуальной проблемой.

В связи с этим, нами предлагается математическая модель [66,67], по которой в уравнениях 2.1 реанимируются конвективные слагаемые  $g \frac{\partial p}{\partial x}$ ,  $g \frac{\partial g}{\partial x}$ , ранее отбрасываемые из-за малого вклада в процесс расчета, так как значение скорости потока на три порядка меньше скорости волны. В то же время, с газовыделением из жидкости скорость волны может значительно изменяться. Ее величина определяется:

$$c' = \frac{cp}{\sqrt{\rho^2 c^2 RTM + p^2}}, \quad (2.2)$$

С учетом этого, система 2.1 по этой модели принимает вид:

$$\begin{cases} \frac{\partial p}{\partial t} + g \frac{\partial p}{\partial x} + \rho c^2 \frac{\partial g}{\partial x} = 0, \\ \frac{1}{\rho} \cdot \frac{\partial p}{\partial x} + g \frac{\partial g}{\partial x} + \frac{\partial g}{\partial t} + \frac{\lambda_n}{2d} g |g| + g \cdot \sin \alpha(x) = 0 \end{cases} \quad (2.3)$$

Кроме того, следует учитывать изменение плотности нефти в результате газовыделения пропорционального массовой доле газа. Одновременно на величину плотности влияет процесс парообразования внутри жидкости из-за большого суммарного объема пузырьков. В большинстве работ, посвященных этим процессам, ограничиваются кавитационным изменениям плотности жидкости. В то же время, с всплыванием пузырей их объем может значительно возрастать из-за снижения давления в жидкости. В горизонтальном трубопроводе рост объема ограничивается изменением гидростатического давления с высотой поднятия пузыря с места образования на величину равную диаметру трубы и, как правило, не учитывается (рисунок 2.1).

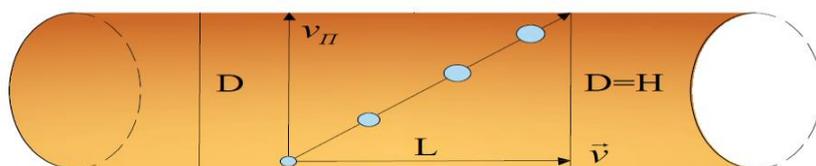


Рисунок 2.1 – Изменение объема пузырька при всплывании в горизонтальном трубопроводе.

$D$  – диаметр трубы,  $v_n$  – средняя скорость всплывания пузырька,  $v$  – скорость течения жидкости,  $L$  – расстояние проходимое пузырьком с потоком за время его поднятия  $t$ .

Как видно из рисунка:

$$L = vt = \frac{Dv}{v_n} \quad (2.4)$$

При наклонном трубопроводе картина кардинально меняется (рисунок 2.2).

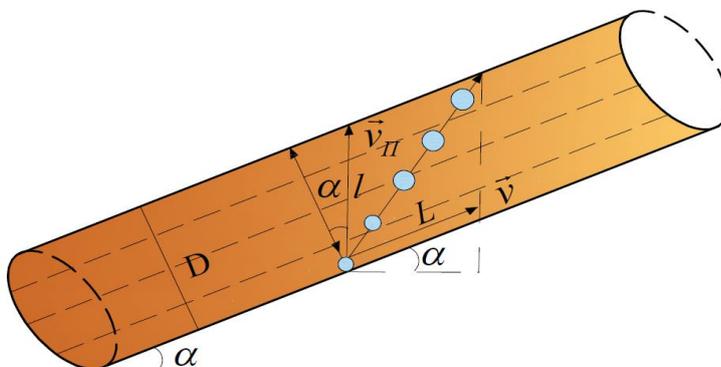


Рисунок 2.2 – Изменение объема пузырька при всплывании в наклонном трубопроводе.

$\alpha$  – угол наклона трубопровода,  $l$  – расстояние вертикального всплывания пузырька.

Из рисунка видно, что пузырь всплывает вертикально вверх, проходя расстояние  $l$ :

$$l = \frac{D}{\cos \alpha} \quad (2.5)$$

Время всплывания пузырька  $t_1$  равно:

$$t_1 = \frac{l}{v_{\Pi}} = \frac{D}{v_{\Pi} \cdot \cos \alpha} \quad (2.6)$$

За это время пузырек переместится с потоком на расстояние  $L$ :

$$L = vt_1 \quad (2.7)$$

Соответственно, общая высота подъема пузырька  $H$  (рисунок 2.2) равна:

$$H = L \cdot \sin \alpha + \frac{D}{\cos \alpha} \quad (2.8)$$

С учетом (2.6), (2.7), (2.8):

$$H = \frac{D}{\cos \alpha} \cdot \left( \frac{v}{v_{\Pi}} \sin \alpha + 1 \right) \quad (2.9)$$

С поднятием пузырька на высоту  $H$  давление в нем изменится на величину:

$$\Delta p = \rho_{ж} gH \quad (2.10)$$

где  $\rho_{ж}$ , - плотность жидкости,  $g$  - ускорение свободного падения.

Из уравнения Менделеева-Клайперона следует для текущего состояния:

$$p_0 = \frac{\rho_0}{\mu} RT \quad (2.11)$$

где  $p_0$ ,  $\rho_0$  - соответственно, давление и плотность газа в пузырьке в момент его образования.

С поднятием пузырька давление  $p$  и плотность  $\rho$  в нем изменятся:

$$p = \frac{\rho}{\mu} RT \quad (2.12)$$

Учитывая, что  $p = p_0 - \Delta p$ ,  $\Delta \rho_\Gamma = \rho_0 - \rho$ , используя (2.9), (2.10), (2.11), (2.12) получим для  $\Delta \rho_\Gamma$  выражение:

$$\Delta \rho = \frac{\rho_{ж} g \mu}{RT} \cdot \frac{D}{\cos \alpha} \cdot \left( \frac{v}{v_{п}} \sin \alpha + 1 \right) \quad (2.13)$$

Изменение плотности газоздушных пузырей приводит к изменению плотности жидкости  $\rho$ , по определению равной:

$$\rho = \frac{M_{ж} + M_{\Gamma}}{\frac{M_{ж}}{\rho_{ж}} + \frac{M_{\Gamma}}{\rho_{\Gamma}}} \quad (2.14)$$

где  $M_{ж}$  – масса жидкости,  $M_{\Gamma}$  – масса газа.

Соответственно, изменение плотности жидкости  $\Delta \rho$  будет равно:

$$\Delta \rho = \frac{\Delta \rho_{\Gamma} (1 + \gamma)}{\frac{\Delta \rho_{\Gamma}}{\rho_{ж}} + \gamma}, \quad (2.15)$$

где  $\gamma = \frac{M_{\Gamma}}{M_{ж}}$

Для  $D=1,2$  м,  $v_{п}=0,2$  м/с,  $v=2$  м/с,  $\gamma \approx 10^{-3}$ ,  $\alpha=30^\circ$  изменение плотности нефти составляет 17%. Такое значительное изменение, естественно, необходимо учитывать. Установленное снижение плотности транспортируемой нефти в вершинах рельефного нефтепровода, на стадии развития кавитационного парогазообразования, предлагается в дальнейшем называть снижением плотности на основе барометрического эффекта.

Кроме того, как показал в своих работах Лурье [30] необходимо учитывать изменение плотности, жидкости в зависимости от ускорения потока. Так как гипотеза *квазистационарности*, согласно которой касательное напряжение  $\tau_w$  на внутренней поверхности трубы представляется равенством  $\tau_w = \lambda(Re, \varepsilon) \cdot \rho_0 \cdot \mathcal{G} \cdot |\mathcal{G}|/8$ , утверждает, в частности, что эта величина зависит от мгновенного значения  $\mathcal{G}(x, t)$  средней скорости течения, но не от ее производных по времени или координате. В то же время, для неустановившегося течения имеет место равенство:

$$-\frac{4}{d} \cdot \tau_w = -\lambda(Re, \varepsilon) \cdot \frac{1}{d} \cdot \frac{\rho_0 \cdot \mathcal{G} \cdot |\mathcal{G}|}{2} - \rho_0 \cdot (\alpha_k - 1) \cdot \frac{d\mathcal{G}}{dt}, \quad (2.16)$$

где значения  $\alpha_k$  изменяются от 4/3 для ламинарного течения до 1,015 ÷ 1,035 для турбулентного. Если принять в качестве  $\alpha_k$  среднее значение этого коэффициента, можно записать равенство

$$\frac{4}{d} \cdot \tau_w = \rho_0 \cdot (\alpha_k - 1) \cdot \frac{d\mathcal{G}}{dt} + \lambda(\text{Re}, \varepsilon) \cdot \frac{1}{d} \cdot \frac{\rho_0 \cdot \mathcal{G} \cdot |\mathcal{G}|}{2} \quad (2.17)$$

Это равенство показывает, что касательное напряжение  $\tau_w$  содержит в своем составе член  $\rho_0 \cdot (\alpha_k - 1) \cdot d\mathcal{G}/dt$ , пропорциональный ускорению жидкости. Физическая природа этого слагаемого кроется в возникновении дополнительной силы  $\rho_0 \cdot (\alpha_k - 1) \cdot d\mathcal{G}/dt$  сопротивления, вызванной перестройкой внутренней структуры потока. Очевидно, если  $\mathcal{G} = \text{const}$ , то первое слагаемое в равенстве (2.17) равно нулю.

Подставляя (2.17) в исходное уравнение движения жидкости, получаем:

$$\rho_0 \cdot \frac{d\mathcal{G}}{dt} = -\frac{\partial p}{\partial x} - \underbrace{\rho_0 \cdot (\alpha_k - 1)}_{\rho_{\text{прис}}} \cdot \frac{d\mathcal{G}}{dt} - \lambda(\text{Re}, \varepsilon) \cdot \frac{1}{d} \cdot \frac{\rho_0 \cdot \mathcal{G} \cdot |\mathcal{G}|}{2} - \rho_0 \cdot g \cdot \sin \alpha(x)$$

или

$$(\rho_0 + \rho_{\text{прис}}) \cdot \frac{d\mathcal{G}}{dt} = -\frac{\partial p}{\partial x} - \lambda(\text{Re}, \varepsilon) \cdot \frac{1}{d} \cdot \frac{\rho_0 \cdot \mathcal{G} \cdot |\mathcal{G}|}{2} - \rho_0 \cdot g \cdot \sin \alpha(x), \quad (2.18)$$

где  $\rho_{\text{прис}}$  - *присоединенная плотность* жидкости. Уравнение (2.18) отличается от соответствующего уравнения системы 2.3 лишь тем, что в левой части стоит не истинная плотность  $\rho_0$  жидкости, а величина  $(\rho_0 + \rho_{\text{прис}}) = \alpha_k \cdot \rho_0$ , отличающаяся от нее множителем  $\alpha_k$ .

Итак, инерционные свойства жидкости в неустановившемся течении характеризуются измененным значением плотности  $\rho_0$ ; к последней присоединяется некоторая величина  $\rho_0 \cdot (\alpha_k - 1)$ .

Таким образом, в нашей математической модели предлагается в системе уравнений (2.3) заменить плотность жидкости  $\rho$  на:

$$\rho = \beta \rho_0, \quad (2.19)$$

где  $\beta$  - коэффициент влияния на величину плотности процесса газообразования и инерционных свойств потока, определяемвй из уравнений (2.15 и 2.19).

## 2.1.2 Расчет математической модели с помощью метода характеристик

Решение системы уравнений (2.3) выполняется методом характеристик (глава 1 диссертации). Для этого при помощи ряда математических преобразований, используя понятие производной по направлению система приобретает вид:

$$\begin{cases} p_M + \rho \cdot a \cdot u_M = p_A + \rho \cdot a \cdot u_A - \Delta t \cdot \left[ \frac{\rho \cdot a \cdot \lambda_H}{2d} u_A |u_A| + \rho \cdot a \cdot g \cdot \sin \alpha_A \right], \\ p_M + \rho \cdot a \cdot u_M = p_B + \rho \cdot a \cdot u_B - \Delta t \cdot \left[ \frac{\rho \cdot a \cdot \lambda_H}{2d} u_B |u_B| + \rho \cdot a \cdot g \cdot \sin \alpha_B \right], \end{cases} \quad (2.20)$$

где  $\Delta t$  – временной шаг.

В методе характеристик система уравнений (2.20) используется для определения давления  $p_M$  и скорости  $u_M$  жидкости в точке М через известные величины этих параметров в точках А и В (начальные условия). Значения давления и скорости находятся в любом, наперед заданном, количестве точек трубопровода в момент времени  $\Delta t$ . Затем эта процедура повторяется для следующего временного слоя, принимая для этого выше найденные величины давления и скорости за начальные значения (рисунок 2.3). Алгоритм построения решений задачи послойно осуществляется компьютером с использованием программного обеспечения Flowmaster. Линии  $\xi = x - at$  и  $\eta = x + at$  называются характеристиками волнового уравнения.

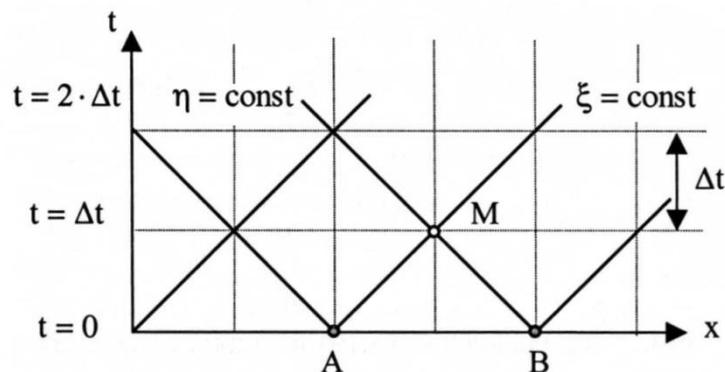


Рисунок 2.3 – Расчетная схема метода характеристик

Система уравнений (2.20) должна быть замкнута граничными (краевыми) условиями, которые выполняются в течение всего времени расчета движения. При определении граничных условий необходимо определение уравнений, описывающих взаимодействие жидкости с устройствами в начальном и конечном сечениях трубопровода. В начальном сечении находится перекачивающая станция, поэтому граничное условие, моделирующее ее работу при постоянной частоте вращения рабочих колес (стационарный

режим), можно задать в виде напорной характеристики насосной станции, которая складывается из напорных характеристик отдельных насосов

$$H = A + B \cdot Q^2 \quad (2.21)$$

где  $H$  - развиваемый станцией напор, м;  $Q$  - подача станции, м<sup>3</sup>/ч;  $A$  и  $B$  - коэффициенты, величина которых зависит от типа, количества и схемы включения насосов.

Граничное условие в конечном сечении определяет задвижка, которая одновременно является источником возмущения. Работа таких устройств (задвижка, клапан) описывается через потерю давления, при прохождении потока жидкости через поперечное сечение устройства:

$$\Delta P = K \rho g^2 \quad (2.22)$$

где  $K = \frac{1}{2} C_{Re} K_v$  - общий коэффициент потерь;  $C_{Re}$  - поправочный коэффициент (определяется по кривой коэффициента расхода);  $K_v$  - коэффициент потерь клапана (зависит от типа клапана и позиции запорного органа).

### 2.1.3 Результаты моделирования

С технологической точки зрения, определяющей суть моделирования, модель является средством преобразования исходных данных через решения системы уравнений в искомые величины (выходные данные). В общем случае, исходные данные не являются статическим отражением пространственных свойств объекта, а могут, по тем или иным причинам, претерпевать временные изменения, которые необходимо учитывать для обеспечения корректности моделирования. Это усложняется существованием взаимной зависимостью параметров между собой. Так изменение температуры, транспортируемой жидкости оказывают влияние на величину таких параметров как плотность, вязкость, модуль Юнга и других. В предлагаемой модели эта задача решается установлением между ними функциональной зависимости (2.2; 2.15; 2.18; 2.19).

Критерий для оценки моделирования состоит в проверке соответствия полученного результата экспериментальным данным и если выполняется следующие условия:

1. совместимость: результат не опровергается на имеющиеся данных;
2. значимость: критерий качества решения на контрольных примерах показывает на наличие причинно-следственной связи;
3. непротиворечивость: результат может быть объяснён и обоснован с помощью имеющихся знаний и данных.

При решениях поставленных задач могут изменяться все составляющие модели. Модель развивается по мере получения дополнительных данных и появления новых гипотез о причинно-следственной связи.

В качестве объекта моделирования выбран участок магистрального нефтепровода КТК между НПС «Тенгиз» и «Атырау», (рисунок 2.4).



Рисунок 2.4 – Трасса магистрального нефтепровода Каспийского трубопроводного консорциума

Параметры, характеризующие участок магистрального нефтепровода КТК между НПС «Тенгиз» и «Атырау» [69], приведены в приложении А.

Величины и их значения коррелируют с системой уравнений (2.20) и являются для нее исходными данными.

В работе для моделирования выбрано программное обеспечение «Flowmaster», которые широко используются при расчетах гидравлических задач. ПО «Flowmaster» позволяет получить решение системы уравнения методом характеристик в соответствии с предлагаемой математической моделью. «Flowmaster» является мощным инструментом для исследования гидравлических ударов, перепадов давления, изменения скорости течения, температуры, времени отклика системы и позволяет минимизировать неопределенность в работе систем при нестационарном течении. В программе имеется некоторые встроенные компоненты, которые возможно использовать в качестве граничных условий и при решении вопросов сопряжения.

Результаты моделирования процесса распространения волн давления возникающих при перекрытии задвижки напорной линии, расположенной на расстоянии 3 км от НПС «Тенгиз» приведены на рисунке 2.5 а.

Из рисунка видно, что в результате срабатывания задвижки возникает волна давления, которая, достигнув НПС и отразившись от нее, будет распространяться в обратном направлении. Процесс будет повторяться, пока энергия волны полностью не израсходуется на трение в трубопроводе. Изменение амплитуды волны, определяется коэффициентом гидравлического сопротивления. Наклон вершины волны между передним и задним ее фронтом объясняется восстановлением инерционного давления.

В сечении сразу после НПС давление и расход также будут находиться в прямой зависимости друг от друга, что отражено на рисунке 2.5 (б).

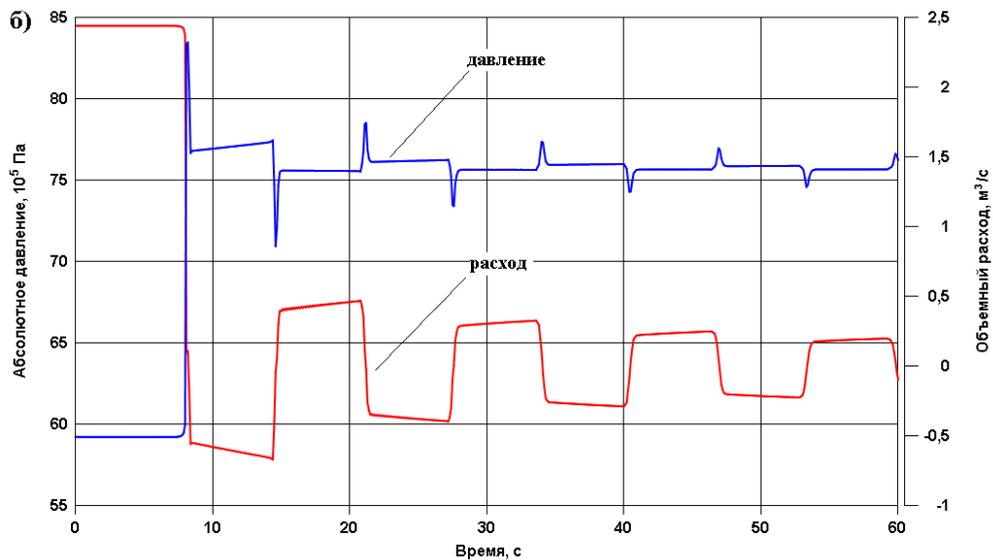
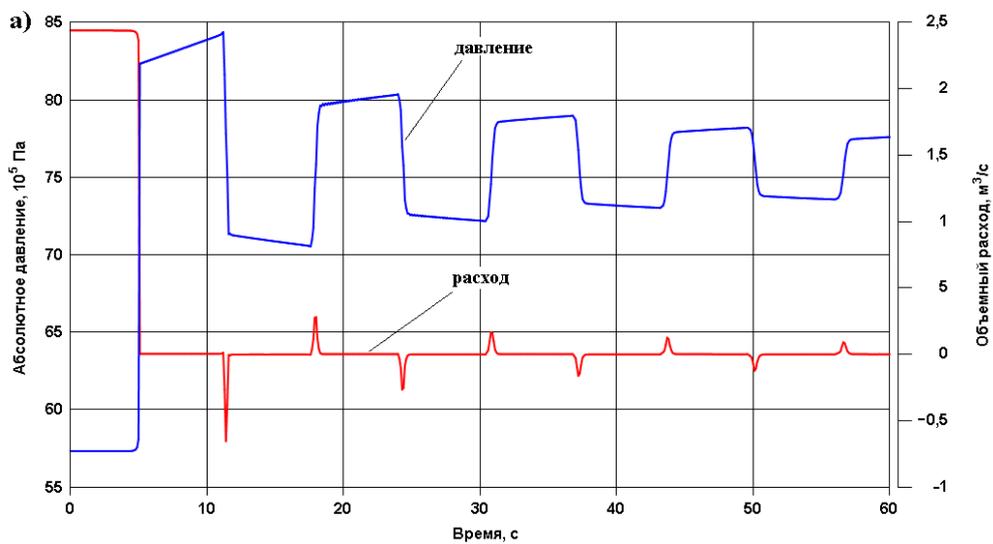


Рисунок 2.5 – Графики изменения расхода и давления  
а) – перед задвижкой; б) – после насосной станции

Достаточно информативным является трехмерный график волн давления, который показывает характер изменения давления вдоль трубопровода с течением времени (рисунок 2.6). С помощью этого графика можно определить давление в любой точке трубопровода в любой момент времени. Численные значения результатов моделирования представлены в приложении Б.

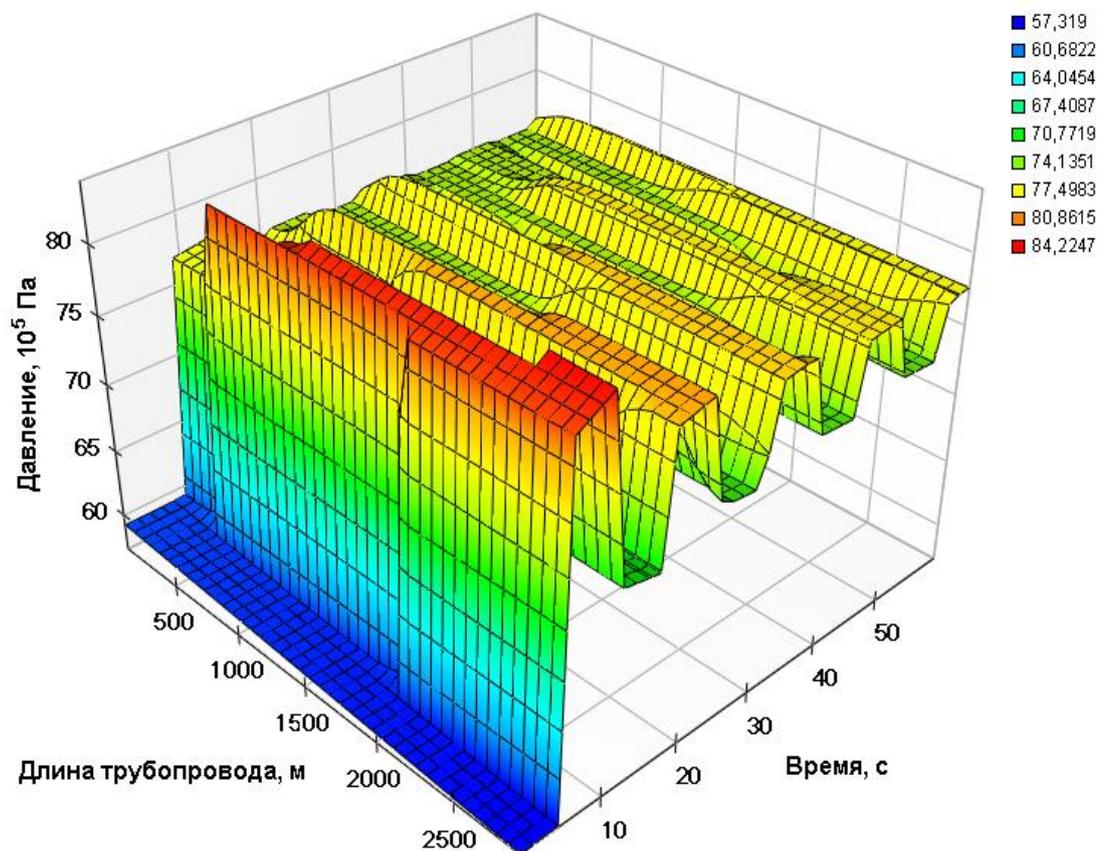


Рисунок 2.6 – Трехмерный график волны ударного давления

В промышленных условиях отклонение эксплуатационных параметров нефтепровода ограничивается техническим регламентом, что делает невозможным верификацию результатов моделирования, в широком диапазоне их изменения, из-за отсутствия реальных данных. Поэтому, оценка качества модели, в условиях значительного изменения величин параметров, осуществлялась на основе соответствия результатов моделирования с экспериментальными данными, полученными в лабораторных условиях (глава 3, диссертации),

Пример математического моделирования образования волн давления в трубопроводной системе лабораторного стенда приведен на рисунке 2.7. Исходными данными для моделирования являются характеристики трубопроводной системы лабораторной установки: толщина стенки трубопровода  $1,5 \cdot 10^{-3}$  м; суммарная длина трубопровода 25,5 м; расстояние между автоматическим клапаном и насосом – 17 м; модуль упругости материала трубопровода  $3,3 \cdot 10^9$  Па; модуль упругости жидкости  $2,19 \cdot 10^9$  Па; скорость течения жидкости составляет 1,8 м/с.

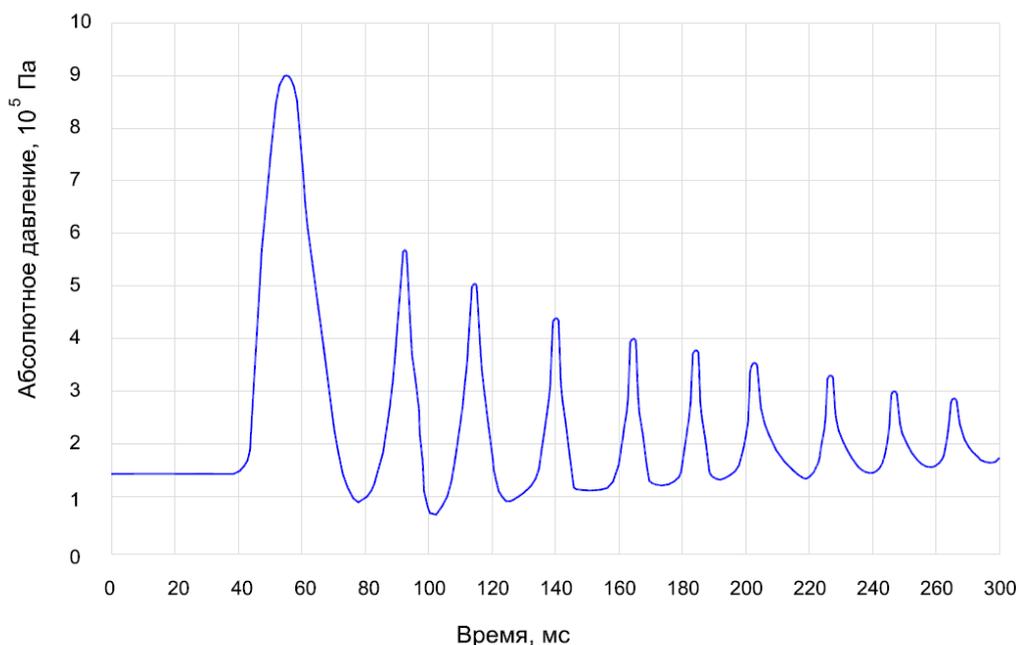


Рисунок 2.7 – Моделирование неустановившегося течения жидкости в трубопроводной системе лабораторного стенда.

Численные значения результатов моделирования приведены в приложении В.

Информация о скорости и амплитуды волны давления и величине потерь напора на трение при неустановившемся режиме движения потока, полученная по результатам моделирования, может служить ключевым аспектом для разрабатываемых систем защиты, так как ее работа (время на открытие и закрытие клапана, величина проходного сечения в интервалах времени сброса волны) опирается на значения амплитуды и скорости распространения гидравлического удара.

## 2.2 Физическая модель влияния поверхностных и граничных эффектов на процесс образования и устойчивость газовоздушных скоплений

### 2.2.1 Ограниченность результатов теоретических исследований процессов образования и устойчивости газовоздушных скоплений

В трубопроводах, в условиях рельефной неоднородности, на некоторых участках абсолютное давление может оказаться ниже атмосферного. В этом случае происходит интенсивное выделение газов из жидкости, находящихся в ней в растворенном состоянии. Кроме того, снижение давления может привести к процессу интенсивного испарения (жидкость вскипает).

Большинство магистральных нефтепроводов в Казахстане проложены в условиях неоднородности рельефа местности. В связи с этим особый научно-практический интерес представляет исследование процесса образования газоздушных скоплений и их влияния на возникновения гидравлических нагрузок [70] и эффективность транспортировки нефти.

Несмотря на многочисленные усилия отечественных и зарубежных ученых, универсальной модели поведения эксплуатационного участка трубопровода, уложенного в рельеф местности, которая удовлетворяла бы всем современным требованиям практики до сих пор не предложено.

Нет объяснений экспериментально выявленным фактам, таким как вынос газоздушного скопления целиком, а не послойно, существование высокочастотных микропульсаций и низкочастотных макропульсаций давления, определяемых газовыми скоплениями, неоднозначно трактуются причины и условия образования и устойчивости газоздушных скоплений.

Таким образом, анализ состояния изученности процессов образования и условий для устойчивости газоздушных скоплений и их влияния на гидравлические нагрузки в нефтепроводе показывает на необходимость новых подходов для решения проблем, вызванных этими явлениями [71].

В связи с этим, предлагается модель образования газоздушных скоплений, основанная на физике поверхностных эффектов.

С образованием пузырьков жидкость локально переходит в двухфазное состояние. На этом этапе множество газовых скоплений в виде воздушных пузырьков хаотично вписываются в объем жидкости, образуя газовые ампулы. К газоздушным пузырям, при снижении давления и наличии свободной поверхности жидкости, присоединяются пузырьки пара вследствие интенсивного испарения (вскипания). Условие вскипания [72]:

$$P_{II} \geq P_0 + \rho gh + \frac{2\sigma}{r}, \quad (2.23)$$

где  $P_{II}$  - упругость давления насыщенного пара (внутри пузырька),  $P_0$  – внешнее давление,  $\rho gh$  - гидростатическое давление вышележащих слоев жидкости,  $\frac{2\sigma}{r}$  - дополнительное давление, связанное с кривизной поверхности пузырька,  $r$ - радиус,  $h$ - расстояние от его центра до поверхности жидкости,  $\rho$ ,  $\sigma$ - плотность и поверхностное натяжение жидкости.

Под действием выталкивающей силы (силы Архимеда) пузыри, двигаясь вместе с потоком жидкости, одновременно поднимаются к верхней стенке трубопровода. Тенденции системы к минимуму энергии объясняет стремление пузырей объединяться. Типичным примером снижения поверхностной энергии может служить объединение  $n$  одинаковых пузырей радиуса  $r$  каждый в один радиусом  $R$ . Из условия сохранения массы следует:

$$R = r\sqrt[3]{n} \quad (2.24)$$

Соответственно, учитывая пропорциональность поверхностной энергии площади поверхности.

$$W_r = W_R \sqrt[3]{n} , \quad (2.25)$$

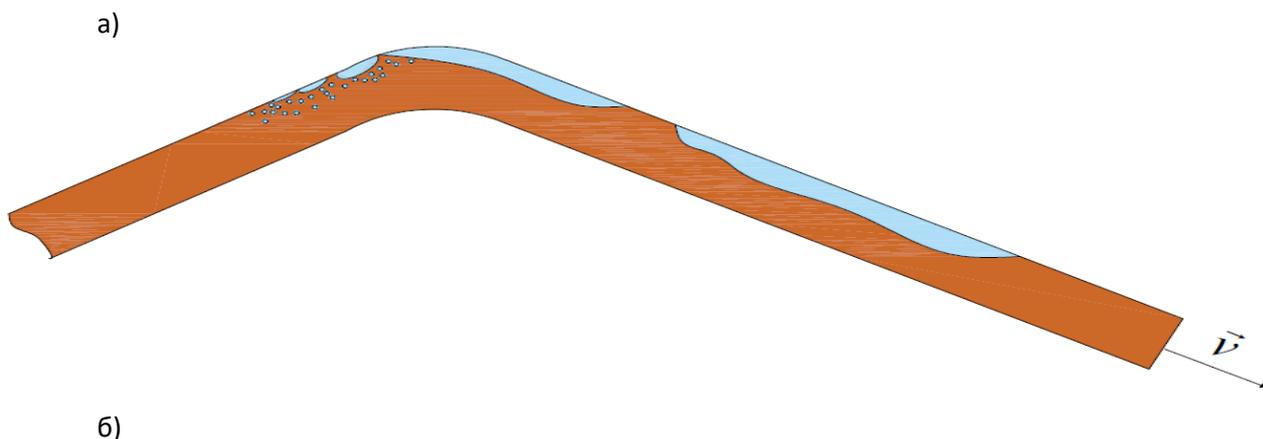
где  $W_r, W_R$  – поверхностная энергия, пузырей до и после объединения.

### 2.2.2 Влияние контакта жидкость-газ-твердое тело на процесс образования и устойчивость газовоздушных скоплений

Таким образом, объединение пузырей приводит к значительному снижению поверхностной энергии, и поэтому является мотивацией процесса образования объемного газовоздушного скопления.

Соударяясь со стенкой трубы пузырьки передают ей свой импульс и одновременно, часть из них с кинетической энергией превышающую поверхностную энергию лопаются, так как при деформации пузыря давление в нем резко возрастает, что может превысить прочность поверхностной пленки вплоть до ее разрыва. Процесс носит взрывной характер и приводит к локальным скачкам давления, амплитуда скачка зависит от интенсивности таких столкновений [73,74], которая может достигать при определенной газонасыщенности нефти значительных значений давления в потоке. В этом случае процесс может являться источником возмущения потока в виде волн пульсации давления, распространяющихся по трубопроводу со скоростью звука. Кроме того, в таких местах возникают сильные механические напряжения в трубопроводе, которые при некоторых условиях могут превысить пределы прочности материалы трубопровода и привести к аварийной ситуации вследствие его повреждения [75].

Как было отмечено, интенсивное газовоздушное выделение происходит в местах с пониженным давлением, поэтому основные газовоздушные скопления формируются на восходящем участке трубопровода и поднимаются вверх. Стремление системы перейти в состояние, соответствующее минимуму энергии приводит к захвату газовоздушными скоплениями более мелких (рисунок 2.8).



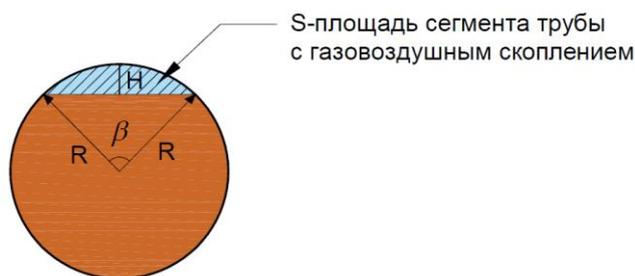


Рисунок 2.8 - Участки образования газовоздушных скоплений в рельефном нефтепроводе

а) участок, б) сечение нефтепровода

С поглощением объем газовоздушного скопления возрастает в направлении восходящего участка и достигнув верхней части, продолжает разрастаться вдоль нисходящего участка. Достигнув определенного объема, скопление фиксируется на нисходящем участке трассы. Несмотря на большое количество работ посвященных физическому и математическому моделированию процессов образования газовоздушных скоплений и их устойчивости, качественного объяснения фиксации скопления на нисходящем участке нефтепровода не было предложено. При этом не учитываются эффекты, возникающие на границе контакта трех фаз: жидкость-газ-твердое тело. В то же время, по своей физической природе, они должны оказывать значительные влияния на устойчивость таких образований. Поверхностные эффекты обусловлены особыми условиями, в которых находятся молекулы поверхностного слоя, обладающие дополнительной потенциальной энергией. В результате чего, весь поверхностный слой обладает дополнительной энергией. Поскольку положению равновесия соответствует минимум энергии, поверхность стремится сократиться. Тенденция к сокращению приводит к появлению так называемых сил поверхностного натяжения. Эти силы направлены по касательной поверхности и перпендикулярны к контуру ее ограничивающего. При рассмотрении поверхностных явлений на границе раздела различных сред следует иметь в виду, что поверхностная энергия жидкости или твердого тела зависит не только от свойств данных жидкостей или твердого тела, но и от свойства того вещества, с которым они граничат. Строго говоря, нужно рассматривать суммарную поверхностную энергию граничащих друг с другом веществ. Если граничат друг с другом три вещества, то вся система принимает конфигурацию, соответствующую минимуму суммарной энергии (рисунок 2.9)

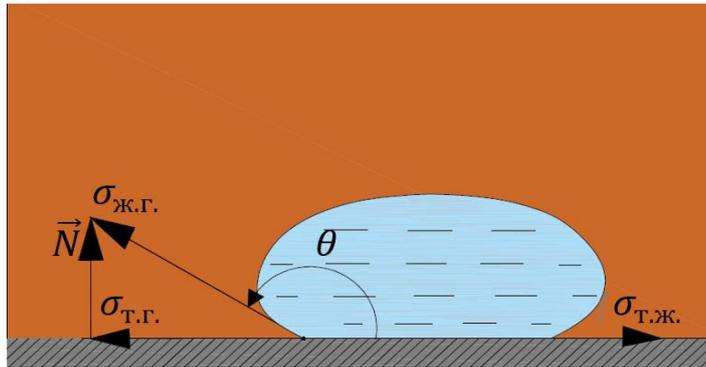


Рисунок 2.9 - Поверхностное натяжение на границах твердое тело-газ; твердое тело-жидкость; жидкость-газ в случае несмачиваемой жидкости.

$N$ - сила нормального давления на жидкость, вызванная поверхностными эффектами

При этом, контур по которому граничат все три вещества, ориентирован, таким образом, чтобы сумма проекций всех приложенных к каждому элементу контура  $\Delta l$  сил поверхностного натяжения на направления касательной к поверхности твердого тела соответствовало следующему условию:

$$\Delta l \sigma_{тж} = \Delta l \sigma_{тг} + \Delta l \sigma_{жг} \cos \theta \quad (2.26)$$

$\sigma_{тг}$ ,  $\sigma_{тж}$ ,  $\sigma_{жг}$  - коэффициенты поверхностного натяжения, соответственно на границах твердое тело-газ; твердое тело-жидкость; жидкость-газ. Угол  $\theta$ , отсчитываемый внутри жидкости между касательными к поверхностям твердого тела и жидкости, называется краевым.

Определение минимального угла нисходящего участка трассы, при котором возможно существование газового скопления в трубопроводе является актуальной задачей и представляет значительный практический интерес, особенно на проектной стадии. Использование результатов исследования влияния поверхностных эффектов контакта твёрдое тело жидкость газ позволяет повысить корректность расчета. В рамках классической теории неустановившегося процесса [76] получена известная и широко используемая в различных моделях зависимость скорости потока для выноса газового скопления от угла наклона трубопровода:

$$v = K \cdot \sqrt{\frac{2gD \sin \beta}{\lambda}}, \quad (2.28)$$

где  $K$  - поправочный коэффициент,  $g$ - ускорение свободного падения,  $D$ - диаметр,  $\beta$ - угол наклона трубопровода,  $\lambda$ - гидравлическое сопротивление.

Поправочный коэффициент  $K$  по своему предназначению учитывает влияние различных свойств транспортируемой жидкости и особенности

трубопровода. В гидродинамической модели рельефного трубопровода используется по рекомендации Галлямова [77], поправочный коэффициент  $K_r$  учитывающий вязкости нефти и газовой смеси:

$$K_r = 0,225 \sin^{-0,36} \beta \left( \frac{v_r}{v_H} \right)^{0,39}, \quad (2.29)$$

где  $v_r$ - вязкость газовой смеси,  $v_H$ -вязкость жидкости. С учетом влияния поверхностных фазовых контакта трех веществ поправочный коэффициент принимает вид:

$$K_{II} = 0,225 \sin^{-0,36} \beta \left( \frac{v_r}{v_H} \right)^{0,39} \cos^{0,25} \theta, \quad (2.30)$$

где  $\theta$ -краевой угол граничащих друг с другом нефти, газовой смеси и металла.

После замены в 2.26 значение коэффициента из 2.28 скорость потока для выноса газового скопления будет иметь вид:

$$v = 0,225 \sin^{-0,36} \beta \left( \frac{v_r}{v_H} \right)^{0,39} \cos^{0,25} \theta \cdot \sqrt{\frac{2gD}{\lambda}} \quad (2.31)$$

Для корректности сравнительного анализа влияния поверхностных эффектов на результаты расчета минимального угла наклона трассы, при котором газовой смеси скопления фиксируются в трубопроводе, с традиционным подходом использовались те же экспериментальные данные [78,79]. Экспериментально зарегистрированная максимальная степень устойчивого расслоения течения составляет  $\omega/\omega_0=0,82$  при которой гидравлический радиус  $4R_r/D$  имеет значение 1,21. Выражая скорость потока через объемный расход с учетом степени расслоения потока и величины относительного гидравлического радиуса, выраженных в экспериментально полученных численных значениях, и решая уравнение относительно угла  $\beta$ , получим минимальный уклон трассы, при котором газовой смеси скопление фиксируется в трубопроводе:

$$\sin \beta_{\min} = 12 \left( \lambda \frac{Q^2}{D^5} \right)^{3,57} \left( \frac{v_r}{v_H} \right)^{0,79} \cdot \cos^{2,65} \theta. \quad (2.32)$$

Разница в значениях угла наклона, определяемая двумя способами составляет более 10%. Таким образом, поверхностные эффекты играют существенное влияние на процесс образования и устойчивость газовой смеси скоплений.

### 2.2.3 Условие равновесия газоздушных скоплений на стенках нефтепровода

Полученные результаты по эмпирическим формулам (2.31-2.32), дают только количественную оценку искомых величин и не раскрывают качественную сторону устойчивости газоздушных скоплений. Для устранения этого недостатка нами предлагается физическая модель, в соответствии с которой под действием поверхностных сил контакта жидкость-твердое тело-газ газоздушное скопление купируется нефтяной пленкой в верхней части трубопровода. При этом скопление ведет себя так, как если бы оно было заключено в упругую, растянутую пленку (мыльный пузырь) стремящуюся сжаться.

В этом состоянии устойчивость скопления будет определяться балансом всех действующих сил: поверхностным, Архимеда, тяжести, а также сил трения и сопротивления со стороны нефтяного потока (рисунок 2.10).

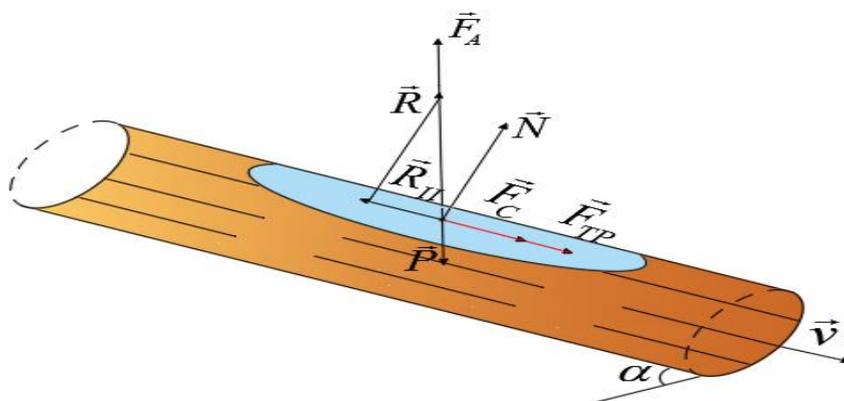


Рисунок 2.10 - Фрагмент нефтепровода с наличием газоздушного скопления

$\vec{v}$  – скорость нефтяного потока,  $\alpha$  – угол наклона нефтепровода.  $\vec{F}_A$ ,  $\vec{P}$ ,  $\vec{R}$ ,  $\vec{R}_{II}$ ,  $\vec{F}_C$ ,  $\vec{N}$ ,  $\vec{F}_{TP}$  – силы действующие на воздушное скопление, соответственно, сила Архимеда, вес, результирующая сила, проекция результирующей силы на ось трубопровода, сила Стокса, нормальное давление, сила трения.

Сила Архимеда  $\vec{F}_A$  по определению равна:

$$\vec{F}_A = LSg\rho_{ж} \quad (2.33)$$

где  $L$  – протяженность,  $S$  – площадь сегмента с газоздушного скопления,  $g$  – ускорение свободного падения,  $\rho_{ж}$  – плотность жидкости.

Вес газоздушного скопления  $\vec{P}$  равен:

$$\vec{P} = LSg\rho_{г} \quad (2.34)$$

Результирующая сила  $\vec{R}$ :

$$\vec{R} = \vec{F}_A - \vec{P} = LSg(\rho_{ж} - \rho_{г}) \quad (2.35)$$

Соответственно ее проекция на ось трубопровода  $\vec{R}_{II}$ :

$$\vec{R}_{II} = \vec{R} \sin \alpha, \quad (2.36)$$

где  $\alpha$  – угол наклона трубопровода.

Сила Стокса  $\vec{F}_C$ :

$$\vec{F}_C = CLS_M \eta_{ж} \nu, \quad (2.37)$$

где  $C$  и  $S_M$  – коэффициент обтекаемости и площадь миделевого сечения газоздушного скопления,  $\eta_{ж}$  и  $\nu$  – вязкость и скорость нефтяного потока.

Сила нормального давления на стенку трубопровода со стороны газоздушного скопления, вызванная поверхностными силами  $N$  (рисунок 2.8) имеет вид:

$$N = 2(L+l)\sigma_{ж,г} \sin \theta, \quad (2.38)$$

где  $l$  – длина хорды сегмента (рисунок 2.7 б),  $\sigma_{ж,г}$  – коэффициент поверхностного натяжения на границе жидкости-твердое тело,  $\theta$  – краевой угол.

Условие равновесного состояния газоздушного скопления будет определяться равенством всех сил

$$\vec{F}_C + \vec{F}_{TP} = \vec{R}_{II} \quad (2.39)$$

Из уравнения 2.40 используя формулы (2.36)-(2.39) и учитывая, что  $L \gg l$ ,  $\rho_{ж} \gg \rho_{г}$ , а  $S_M \approx S$  минимальный угол наклона нефтепровода, при котором газовое скопление будет находиться в состоянии равновесия,  $\alpha_{min}$  будет определяться условием:

$$\sin \alpha_{min} = \frac{2K\sigma_{ж,г} \sin \theta + CS\eta_{ж}\nu}{S\rho_{ж}g}, \quad (2.40)$$

Соответственно, минимальная скорость потока  $\nu_{min}$ , при которой газоздушное скопление будет удерживаться на стенке трубы:

$$\nu_{min} = \frac{2K\sigma_{ж,г} \sin \theta - S\rho_{ж}g \sin \alpha}{CS\eta_{ж}}. \quad (2.41)$$

Сила сопротивления пропорциональна плотности скорости потока нефти и характерной площади газоздушного скопления. Таким образом, с увеличением скорости транспортирования нефти сила сопротивления растет,

что может привести к нарушению баланса сил и, соответственно, потере устойчивости газового скопления.

Таким образом, учет влияния поверхностных эффектов на процесс образования и устойчивости газовых скоплений позволяет значительно приблизить моделируемые ситуации к реальным. Уже сейчас, на начальной стадии исследования, такой подход может качественно объяснить ряд экспериментально выявленных фактов, которые до этого не находили корректного объяснения. Например, при достижении определенной скорости газоздушное скопление выносится потоком целиком, а не послойно; существование поличастотных колебаний давления. Действительно, газоздушное скопление купируется силами поверхностного натяжения как бы заключая их в упругую растянутую пленку. Поэтому, одним из условий для выноса газоздушного скопления целиком вниз по течению является потеря пленкой этих свойств либо ее порывом в результате резкого скачка давления в потоке, либо минимизаций поверхностных сил добавлением в транспортируемую нефть поверхностно активных веществ. Второе условие – увеличение скорости транспортируемой нефти, приводящая к росту силы лобового сопротивления со стороны нефтяного потока, что при достижении определенной скорости (пороговой) приводит к нарушению баланса сил, действующих на газовое скопление и, соответственно, потере устойчивости. После этого, газоздушное скопление выносится потоком целиком. Существование в транспортной системе поличастотных автоколебаний давления вызваны пульсациями давления в потоке из-за нарушения режима транспортирования, которые возбуждают колебания газоздушного скопления под действием квазисупругих сил, создаваемых поверхностным натяжением.

Выводы:

1. Определены факторы и процессы, влияющие на режим транспортирования нефти в рельефном нефтепроводе в условиях проявления гидравлических нагрузок большой интенсивности
2. Разработана новая математическая модель неустановившегося течения жидкости в рельефном нефтепроводе, в условиях проявления гидравлических нагрузок в виде волн давления большой интенсивности, показавшая свою эффективность.
3. Установлен факт снижения плотности, транспортируемой жидкости в рельефном трубопроводе вследствие барометрического эффекта.
4. Разработана физическая модель влияния поверхностных и граничных эффектов контакта жидкость-газ-твердое тело на процесс образования и устойчивости газоздушных скоплений в вершинах рельефного нефтепровода
5. Определена зависимость устойчивости газоздушных скоплений от угла наклона нефтепровода и скорости течения потока.

### **3 Экспериментальные исследования неустановившегося потока жидкости и разработка технических решений по снижению гидравлических нагрузок**

Логическим продолжением теоретических исследований неустановившегося течения жидкости в рельефном трубопроводе в условиях парогазообразования и проверки полученных результатов являются экспериментальные работы. Организация натурных исследований инициативного характера на действующих нефтепроводах по известным причинам практически невозможна. Поэтому дефицит в требуемых экспериментальных данных частично покрывается публикациями в открытой печати и в большей степени результатами, полученными в лабораторных условиях.

Целью постановки и проведения экспериментов является исследование нестационарного течения жидкости и влияние внешних факторов на скорость распространения и амплитуду ударной волны.

#### **3.1.1 Лабораторный стенд для исследования гидравлического удара**

Лабораторные исследования выполнялись на лабораторном стенде «Festo» кафедры «Транспорт и хранение нефти и газа», Санкт-Петербургского Горного университета.

Стенд позволяет проводить следующие эксперименты:

- построение характеристик центробежного насоса
- последовательную работу насосов
- параллельную работу насосов
- потери давления по длине и в местных сопротивлениях трубопровода
- изучение явления гидравлического удара

Особый интерес представляет качественное и количественное исследование явления гидравлического удара в рамках поставленных задач диссертационной работы. Стенд «Festo» размещается на двух профильных плитах, а те в свою очередь на трех мобильных основаниях. Профильные плиты соединены с основаниями, образуя рабочую площадь для размещения лабораторного оборудования.

*Описание лабораторного стенда.*

Лабораторный стенд (рисунок 3.1) включает в себя систему трубопроводов, три динамических насоса, один накопительный резервуар для воды, систему гидравлических клапанов, систему управления и визуализации. Динамические насосы зафиксированы на профильных панелях при помощи крепежных кронштейнов [80].

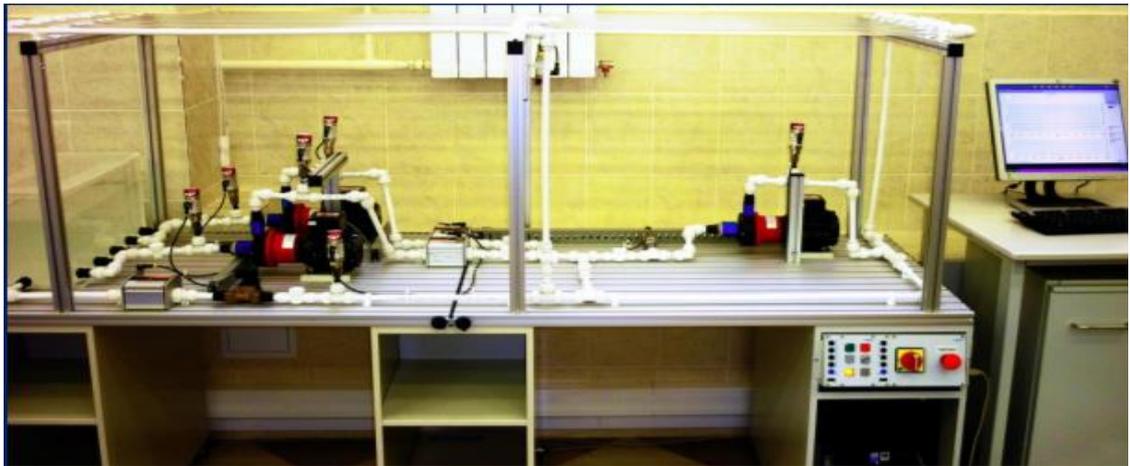


Рисунок 3.1- Лабораторный стенд для исследования течения жидкости

Резервуар «Н1» рисунок 3.2 предназначен для обеспечения системы необходимым количеством рабочей жидкости. Резервуар выполнен из оргстекла и зафиксирован в пазах профильной плиты при помощи крепежных винтов. Система гидравлических клапанов представляет собой совокупность отсечных кранов с ручным управлением «V1-V10» и одного клапана с электромагнитным управлением «V11».

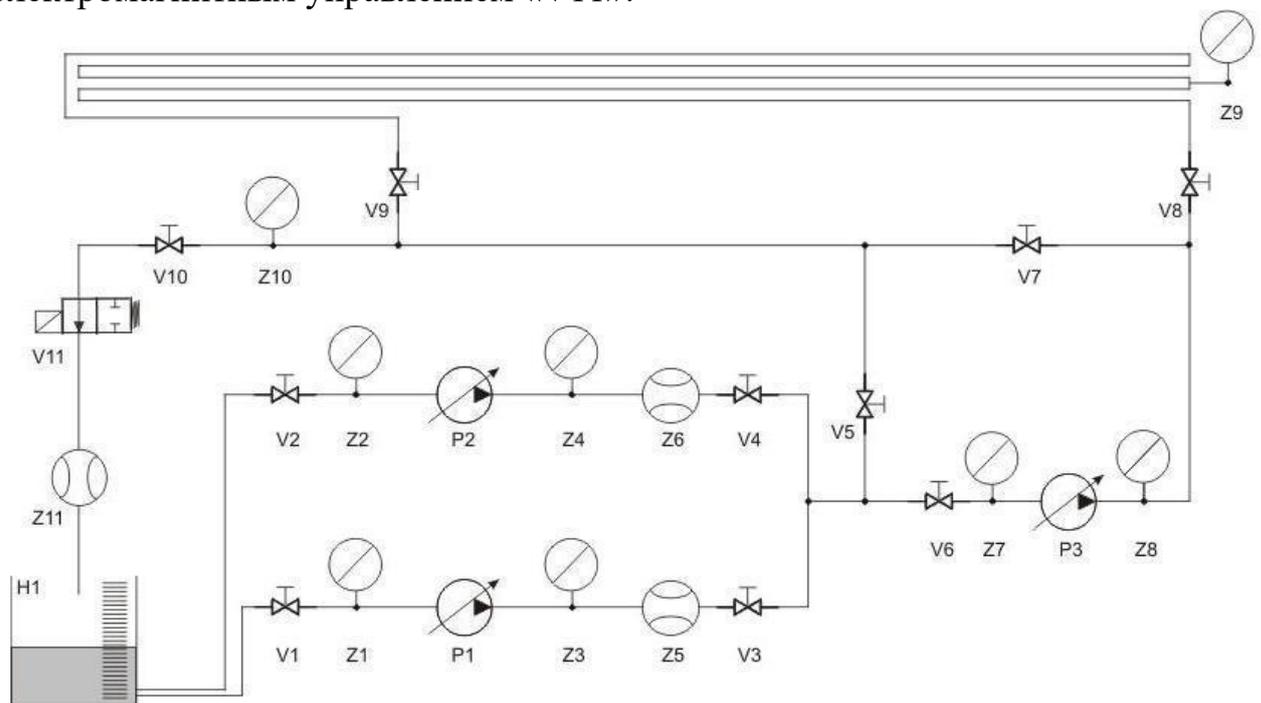


Рисунок 3.2 - Принципиальная гидравлическая схема лабораторного стенда

Н1- бак; P1-P3 - динамические регулируемые насосы; V1-V10 –отсечные клапаны с ручным управлением; V11- клапан с электроуправлением; Z1-Z4, Z7-Z10 – аналоговые датчики давления; Z5, Z6, Z11- аналоговые датчики расхода.

Система управления и визуализации включает в себя персональный компьютер, специализированное программное обеспечение, аналогоцифровой преобразователь (АЦП) «National Instruments», датчики расхода и давления жидкости, преобразователи сигналов. Система управления лабораторным стендом установлена на специальной консоли, зафиксированной в правом мобильном основании стенда.

Система управления определяет режим работы центробежных насосов, гидравлических клапанов и устройством для наполнения резервуара водой. В соответствии с поставленной задачей система может работать как в ручном, так и в автоматическом режиме через компьютер. Информационная система осуществляет сбор, обработку и хранение данных с расходомеров и датчиков давления, фиксирует режимы работы управляющих механизмов и выдает необходимую информацию в аналоговом (визуальном) и цифровом форматах. Основой системы является персональный компьютер, оснащенный специализированным программным обеспечением Festo.

Гидравлические соединения осуществляются фитингами с полностью герметичными быстроразъемными соединениями и пластиковыми трубами с внутренним диаметром 12 мм и наружным диаметром 15 мм. В качестве рабочей жидкости в стенде используется техническая дистиллированная вода (примерно 20 литров) с добавлением бактерицида.

Параметры трубопровода и перекачиваемой среды приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Параметры экспериментального стенда

№	Параметр	Обозначение	Единица измерения	Значение
1	Материал трубопровода	-	-	Plexiglas XT
2	Суммарная длина трубопровода	L	м	25,5
3	Внутренний диаметр трубопровода	d	м	$12 \cdot 10^{-3}$
4	Абсолютная шероховатость стенки	$\Delta$	м	$2 \cdot 10^{-6}$
5	Толщина стенки трубопровода	$\delta$	м	$1,5 \cdot 10^{-3}$
6	Модуль упругости трубопровода	E	Па	$3,3 \cdot 10^9$
7	Перекачиваемая среда	-	-	Вода
8	Плотность жидкости	$\rho$	кг/м <sup>3</sup>	998,2
9	Модуль упругости жидкости	$\beta_{ж}$	Па	$2,19 \cdot 10^9$
10	Давление насыщенных паров	$P_{н}$	Па	$2,1 \cdot 10^3$
11	Объемное содержание свободного воздуха	$\Psi_c$	%	0,1
12	Объемное содержание растворенного воздуха	$\Psi_{н}$	%	2
13	Частота вращения ротора	$\omega$	Об/мин	3000
14	КПД насоса	$\eta$	%	0,85
15	Время закрытия клапана	$\tau$	с	0,2

Для аппроксимации гидравлической характеристики центробежного насоса и приведения ее к виду удобному для восприятия программной используется паспортная кривая насоса «MDR45-1V» (рисунок 3.3).

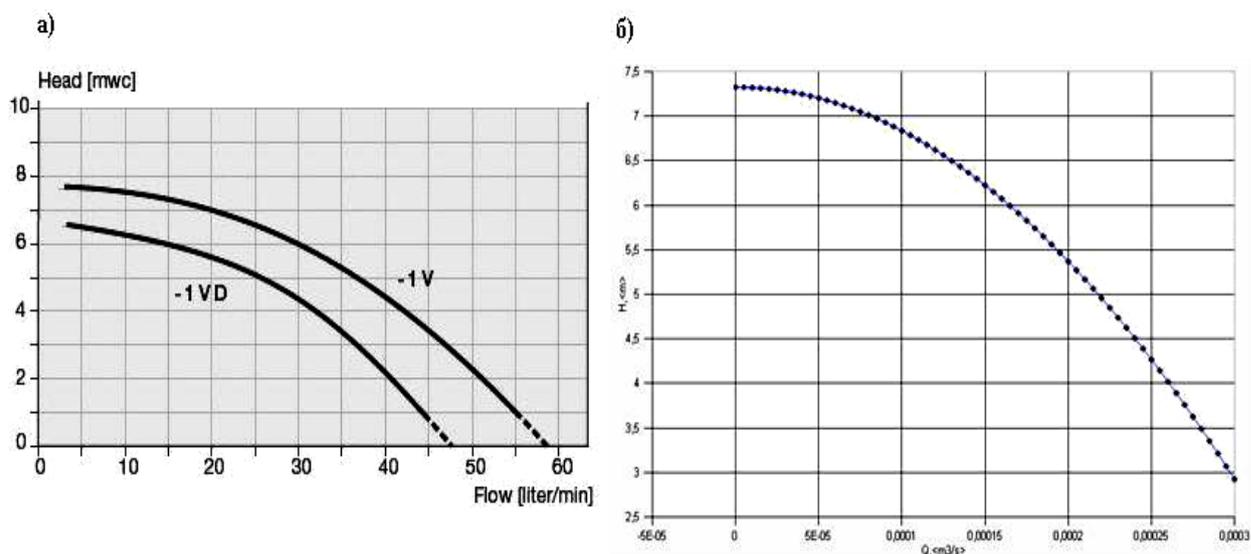


Рисунок 3.3 – Гидравлическая (напорная) характеристика насоса MDR45-1V.

### 3.1.2 Конструктивные изменения в технологической схеме для решения поставленных задач

В соответствии с поставленными в диссертационной работе задачами по снижению эффектов гидравлических нагрузок по профилю трассы рельефных нефтепроводов особое внимание уделяется влиянию процессов парогазообразования и условиям образования устойчивых газовоздушных скоплений, влияющих на режим течения транспортируемой жидкости в рельефном трубопроводе. Воздух, который попадает в трубопровод, является частой причиной гидравлического удара. Воздух, находящееся в форме мелких пузырей, рассеянных всюду по потоку жидкости, увеличивает сжимаемость жидкости, и уменьшает ее среднюю плотность, таким образом, влияет на эффекты гидравлического удара. Воздух, накапливаемый большими пузырями в некоторых местах трубопровода, приводит к эффекту демпфирования, что развивает гидравлический удар. При перемещении больших пузырей в трубопроводе, они могут достигнуть ограничительный клапан, который ограничен клапаном. Пузырь, проходя через клапан приводит к значительному увеличению скорости жидкости в трубопроводе, при этом давление в клапане для воздуха становится намного ниже, чем для жидкости. При выходе пузыря из жидкости, давление в клапане увеличивается, что приводит к гидравлическому удару. Выделяемые из жидкости пузыри могут образовывать устойчивые газовоздушные скопления в вершинах рельефного трубопровода, которые оказывают большое влияние на режим течения жидкости и образования волн повышенного и пониженного давления. Исследования таких

процессов невозможны в рамках традиционной технологической схемы лабораторной установки. В связи с этим, технологическая схема лабораторной установки потребовала внесение некоторых конструктивных изменений, которые приведены на рисунке 3.4.

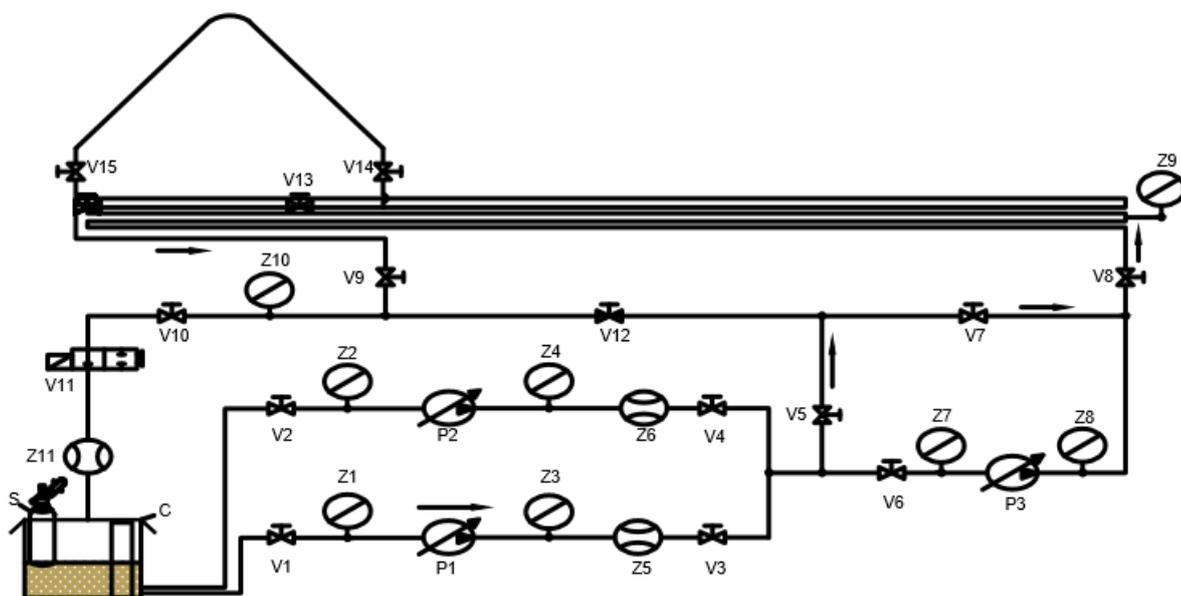


Рисунок 3.4 - Принципиальная гидравлическая схема лабораторного стенда с внесенными изменениями

P1-P3 - динамические регулируемые насосы; V1-V10, V12-V15 –отсечные клапаны с ручным управлением; V11- клапан с электроуправлением; Z1-Z4, Z7-Z10 – аналоговые датчики давления; Z5, Z6, Z11- аналоговые датчики расхода, s- сифон, с- колпак.

Из рисунка видно, что одно звено змеевика трубопровода, расположенного горизонтально, заменяется на вертикальное. При этом общая длина трубопровода не меняется. В этом случае, экспериментальная установка будет представлять собой физическую модель трубопровода, проложенного по пересеченной местности с превышением 0,5 м, с углом наклона  $30^{\circ}$ . Для перехода от горизонтального течения жидкости к вертикальному установлены дополнительные клапаны отсечения O11-O13.

Для газонасыщения воды накопительный резервуар (Б) закрывается герметичной крышкой (К), на патрубке которой размещается в качестве газогенератора колпак типового, бытового сифона (С) с приемным устройством для сменного баллончика с углекислым газом, что позволяет осуществлять дозирование насыщения воды газом (рисунок 3.4). Одна доза – один баллончик, с массой сжиженного газа 10 грамм. Все изменения конструктивно выполнены таким образом, чтобы после завершения экспериментов установка могла без труда вернуться в первоначальное состояние.

### 3.1.3 Методика и планирование эксперимента

Экспериментальные исследования проводились в соответствии с методикой предварительного планирования и проведения экспериментов, согласно которой в опытах имитировались условия, характеризующиеся разными режимами величиной газонасыщения рельефной неоднородности и температурой транспортируемой жидкости. Это позволяет учитывать максимум факторов, который имеет место при эксплуатации рельефных трубопроводов. Основная цель планирования эксперимента – достижение максимальной точности измерения при минимизации количества опытов и сохранение статистической достоверности результатов. Это подтверждается использованием в экспериментах измерительных приборов, прошедших метрологическую поверку и соответствующих требуемой класса точности (допустимая погрешность  $\pm 0,25\%$ ).

Этапы образования волн давления и изменение скорости волны в трубопроводе приведены на рисунке 3.5.

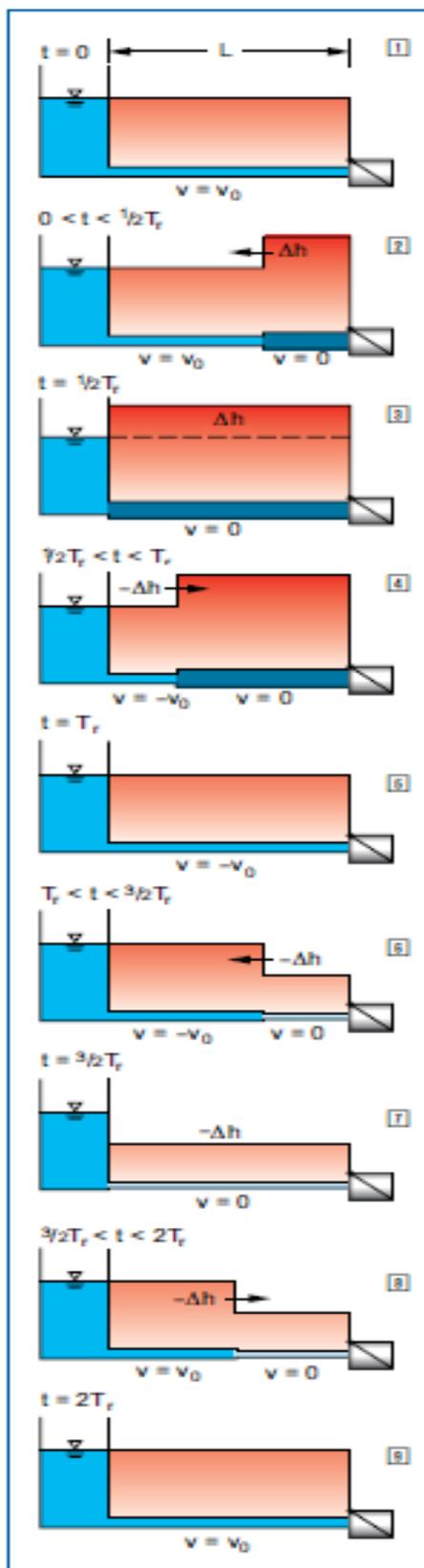


Рисунок 3.5- Фазы образования волн

1. При  $t=0$ , профиль давления является устоявшимся, что показано кривой гидростатического напора, происходящей по горизонтали в предположении отсутствия трения. При установившемся рабочем режиме скорость потока равняется  $v_0$ .

2. Внезапное перекрытие запорного клапана, установленного на нижнем по течению торце горизонтальной трубы, вызывает пульс высокого давления  $\Delta h$ , и стенка трубы растягивается. Созданная волна давления движется в направлении, противоположном установившемуся движению потока, со скоростью звука и сопровождается понижением скорости потока до  $v=0$  в зоне высокого давления. Этот процесс происходит в период времени  $0 < t < 1/2 T_r$ , где – это количество времени, необходимое для того, чтобы волна

давления прошла вверх и вниз по всей длине трубопровода. Важнейшая величина  $T_r$  – это время отражения трубы. Она имеет величину  $2L/a$ .

3. При  $t=1/2$  в резервуаре появилась волна давления. Так как давление в резервуаре  $p=$  постоянно, в этой точке наблюдаются неравные условия. При смене знака волна давления отражается в противоположном направлении. Скорость потока меняет знак и теперь направлена к резервуару.

4. Волна понижения с верхним элементом  $-Dh$  прокатывается вниз по течению к запорному клапану и достигает его при времени  $t=T_r$ . Это сопровождается изменением скорости до величины  $-v_0$ .

5. При достижении закрытого запорного клапана скорость изменяется от величины  $v_0$  до величины  $v=0$ . Это вызывает внезапные понижения давления  $\Delta h$ .

6. Волна понижения давления  $\Delta h$  проходит вверх по течению к резервуару за интервал времени  $T_r < t < 3/2 T_r$ , и одновременно  $v$  падает до величины  $v=0$ .

7. Резервуар достигается за интервал времени  $t=3/2 T_r$ , и давление скачкообразно повышается до гидростатического напора емкости.

8. За интервал времени  $3/2 T_r < t < 2 T_r$  волна повышенного давления, происходящая из резервуара, пробегает обратно к запорному клапану, и  $v$  снова принимает величину  $v_0$ .

9. При  $t=2T_r$  условия остаются точно такими же, как и в моменте закрытия запорного клапана  $t=0$ , и весь процесс начинается заново.

График изменения давления после резкого закрытия запорного клапана во времени приведен на рисунке 3.6.

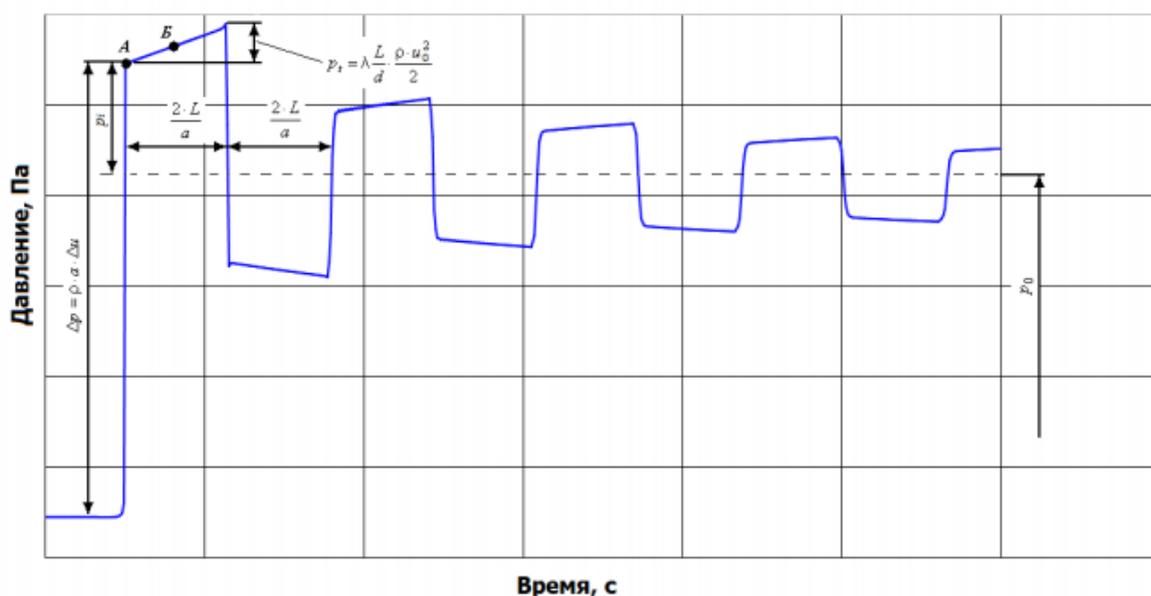


Рисунок 3.6- Пример графика развития ударного давления в сечении перед задвижкой

$L$ -участок нефтепровода от НПС до закрытой задвижки;  $a$ - скорость волны ударного давления.

Из рисунка видно, что внезапная остановка потока на расстоянии  $L$  вызывает повышение давления, которая действует с запозданием на время  $L/a$ , чтобы повышение давления, вызванное остановкой потока на расстоянии  $L$  и распространяющееся со скоростью волны, достигло задвижки, требуется такое же дополнительное время  $L/a$ . Таким образом, давление прибывает к задвижке с запаздыванием, определяемым суммарным временем задержки  $2 \cdot L/a$ . Скорость ударной волны  $a$  в программе Festo определяется по суммарному времени задержки  $2 \cdot L/a$  и расстоянию перед между рабочим насосом и автоматическим клапаном. Для верификации получения надежных результатов величина скорости определялась в «ручном» режиме по пиковым значениям давления.

Газонасыщение воды осуществляется в накопительном резервуаре с углекислым газом, поступающим порциями по 10 грамм. Для исключения влияния на результаты остаточного газонасыщения перед каждым экспериментом вода в трубопроводной системе сливается или дегазируется.

Для исключения влияния температуры транспортируемой жидкости на скорость распространения ударной волны, каждый эксперимент проводился при одной и той же температуре. Исключение составляют эксперименты, направленные на определение зависимости скорости ударной волны от температуры. В этом случае требуемая температура достигается нагревом воды в накопительном резервуаре с последующим ее прогоном по трубопроводной системе в течении не менее десяти минут для ее стабилизации.

Другим фактором влияния на параметры ударной волны является соотношение длительности и времени перекрытия трубопровода задвижкой. Значимость этого соотношения выражается тем, что оно определяет критерий, делящий гидравлический удар на прямой и не прямой. Однозначность выполнения этого соотношения при постоянстве скорости распространения ударной волны в установке обеспечивается автоматизированным клапаном V11, с заданным временем закрытия.

### **3.1.4 Результаты экспериментальных исследований неустановившегося течения жидкости**

I. Исследование неустановившегося течения дегазированной жидкости в горизонтальном трубопроводе при постоянной температуре

Порядок выполнения эксперимента:

1. В накопительный резервуар заливается 20 литров дистиллированной воды;
2. Отсечные клапаны V2, V4, V6, V12, V14, V15 должны быть полностью закрыты, V1, V3, V5, V7, V8, V9, V10- открыты
3. Включается насос P1 (P2, P3 - отключены) и устанавливается режим работы для обеспечения выбранной скорости течения жидкости
4. После установления температуры в системе  $20^{\circ}\text{C}$ , на панели управления стенда нажимается кнопка «Гидроудар»

По результатам проявления гидроудара система Festo выдает график изменения давления в сечении перед автоматическим клапаном, который приведен на рисунке 3.7. Численные значения приведены в приложении В.

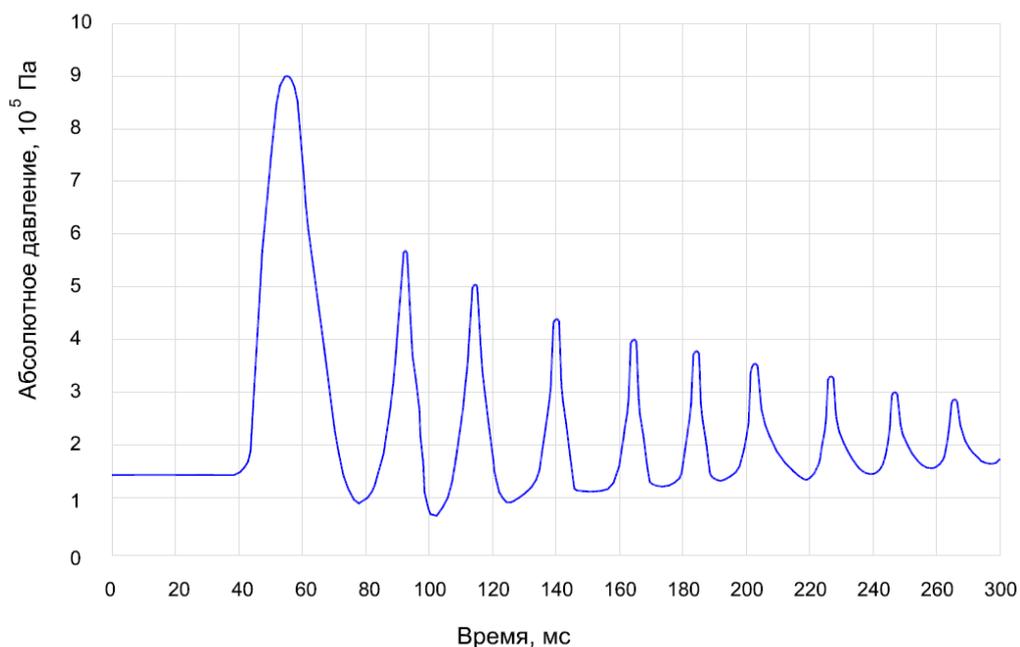


Рисунок 3.7- График изменения абсолютного давления в сечении перед клапаном при температуре воды  $20^{\circ}\text{C}$  и скорости течения  $1,8$  м/с

Результаты математического моделирования (рисунок 2.7) и данные лабораторного эксперимента показывают высокую сходимость, подтверждая выполнение критерия модели на совместимость: результат не опровергается на имеющихся данных .

II. Исследование неустановившегося течения дегазированной жидкости в условиях изменения температуры:

Порядок выполнения эксперимента.

Пункты 1,2,3 остаются неизменными. Пункт 4. Для исследования влияния температуры в системе устанавливается ее значение –  $5, 10, 15, 20, 25, 30^{\circ}\text{C}$ . После установления соответствующей температуры нажимается кнопка «Гидроудар»

Результаты зависимости скорости ударной волны от температуры приведены на графике (рисунок 3.8). Расхождения между экспериментом и результатами математического моделирования объясняется, что в модели не учитывается зависимость упругих свойств материала трубопровода от температуры.

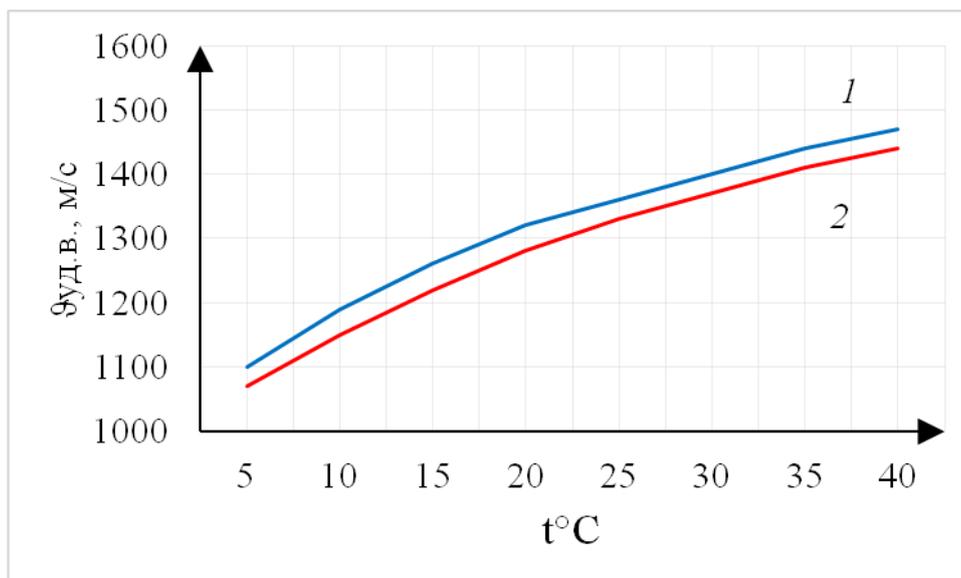


Рисунок 3.8 – Графики зависимости скорости ударной волны от температуры

1- Эксперимент (Festo), 2- результаты моделирования (Flowmaster)

III. Исследование влияния скорости течения дегазированной жидкости на амплитуду и скорость ударной волны.

Порядок выполнения эксперимента:

Пункты 1,2,4 остаются неизменными. Пункт 3. Выбирается режим работы насоса, обеспечивающий скорость течения жидкости 1,2; 1,4; 1,6; 1,8; 2,0; 2,2; 2,4 м/с.

Зависимости скорости ударной волны от скорости течения жидкости в трубопроводе приведены на рисунке 3.9

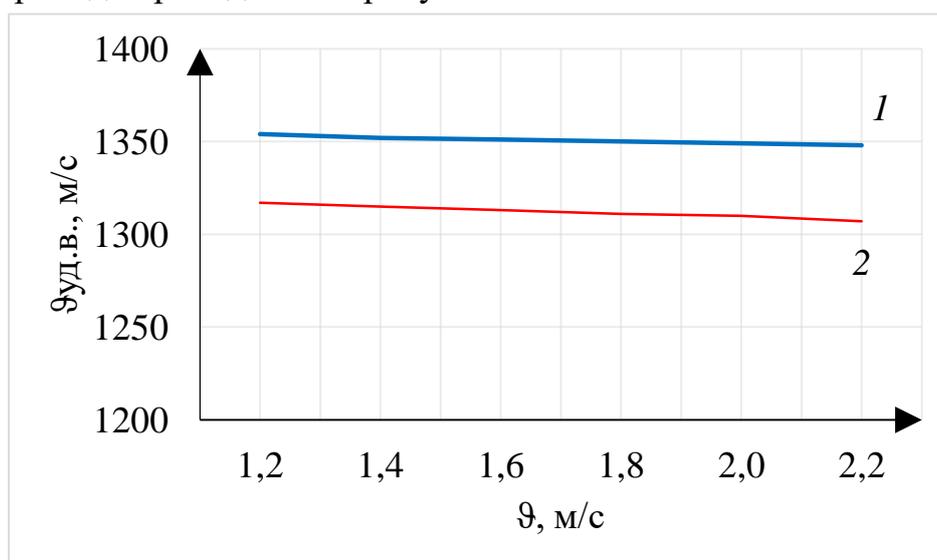


Рисунок 3.9 – Графики зависимости скорости ударной волны от скорости течения воды при температуре 25 C<sup>0</sup>

1- Эксперимент (Festo), 2- результаты моделирования (Flowmaster)

Зависимости амплитуды ударной волны от скорости течения жидкости приведены на рисунке 3.10

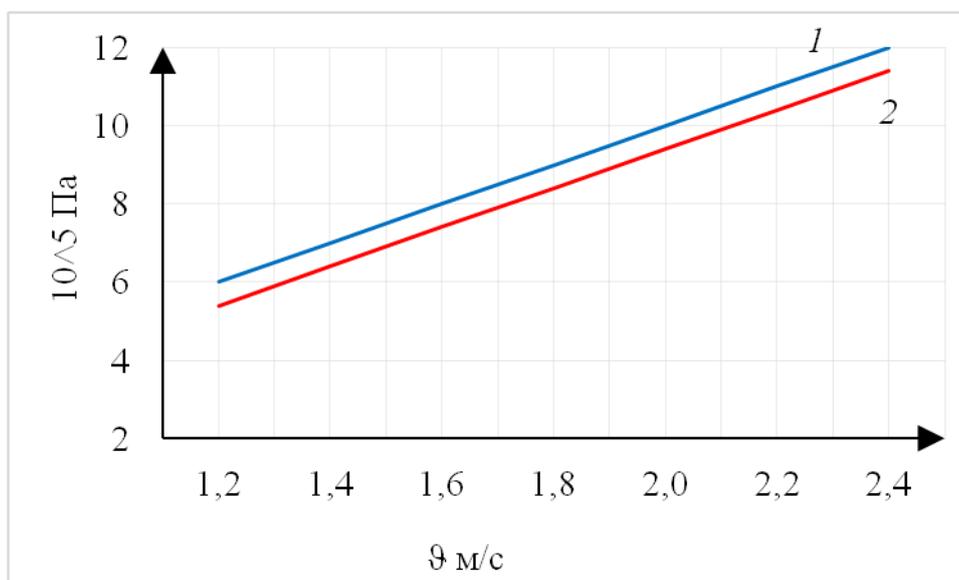


Рисунок 3.10 – Графики зависимости амплитуды ударной волны от скорости течения жидкости

1- Эксперимент (Festo), 2- результаты моделирования (Flowmaster)

IV. Исследование неустановившегося течения жидкости в горизонтальном трубопроводе в условиях газонасыщения

Порядок выполнения эксперимента:

1. В накопительный резервуар заливается 20 литров дистиллированной воды;
2. Отсечные клапаны V2, V4, V6, V12, V14, V15 должны быть полностью закрыты, V1, V3, V5, V7, V8, V9, V10- открыты
3. Включается насос P1 (P2, P3 - отключены) и устанавливается режим работы для обеспечения выбранной скорости течения жидкости
4. В накопительный резервуар из генератора поступает порциями 0,5; 1,0; 1,5; 2,0; 2,5 граммов углекислого газа на килограмм воды
5. После установления температуры в системе  $20^{\circ}\text{C}$ , на панели управления стенда нажимается кнопка «Гидроудар»

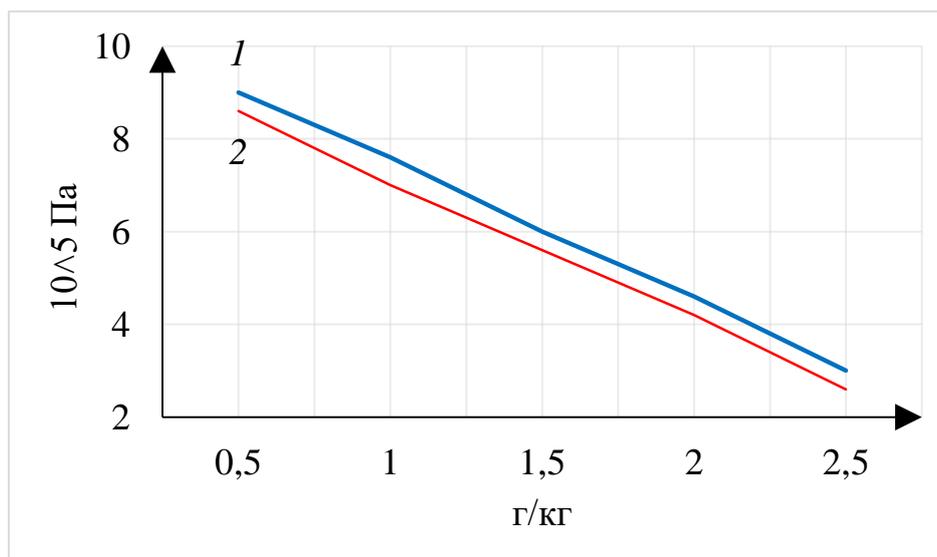


Рисунок 3.11 – Графики зависимости амплитуды ударной волны от газонасыщения воды при температуре 25С<sup>0</sup>, и скорости течения жидкости 1,8 м/с

1- Эксперимент (Festo), 2- результаты моделирования (Flowmaster)

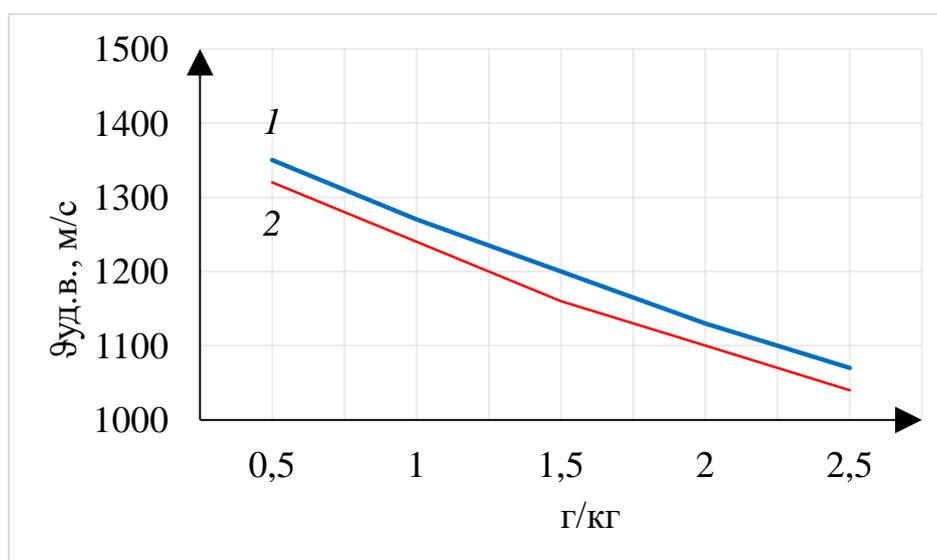


Рисунок 3.12 – Графики зависимости скорости ударной волны от газонасыщения воды при температуре 25С<sup>0</sup>, и скорости течения жидкости 1,8 м/с

1-Эксперимент (Festo), 2- результаты моделирования (Flowmaster)

V. Исследование неустановившегося течения жидкости в рельефном трубопроводе.

Порядок выполнения эксперимента:

1. В накопительный резервуар заливается 20 литров дистиллированной воды;

2. Отсечные клапаны V2, V4, V6, V12, V13 должны быть полностью закрыты, V1, V3, V5, V7, V8, V9, V10, V14, V15 - открыты
3. Включается насос P1 (P2, P3 - отключены) и устанавливается режим работы для обеспечения выбранной скорости течения жидкости
4. В накопительный резервуар из генератора поступает порциями 0,5; 1,0; 1,5; 2,0; 2,5 граммов углекислого газа на килограмм воды
5. После установления температуры в системе 20<sup>0</sup>С, на панели управления стенда нажимается кнопка «Гидроудар»

Зависимость давления амплитуды ударной волны в рельефном трубопроводе в условиях образования газовоздушных скоплений приведена на рисунке 3.13 и в таблице (приложение)

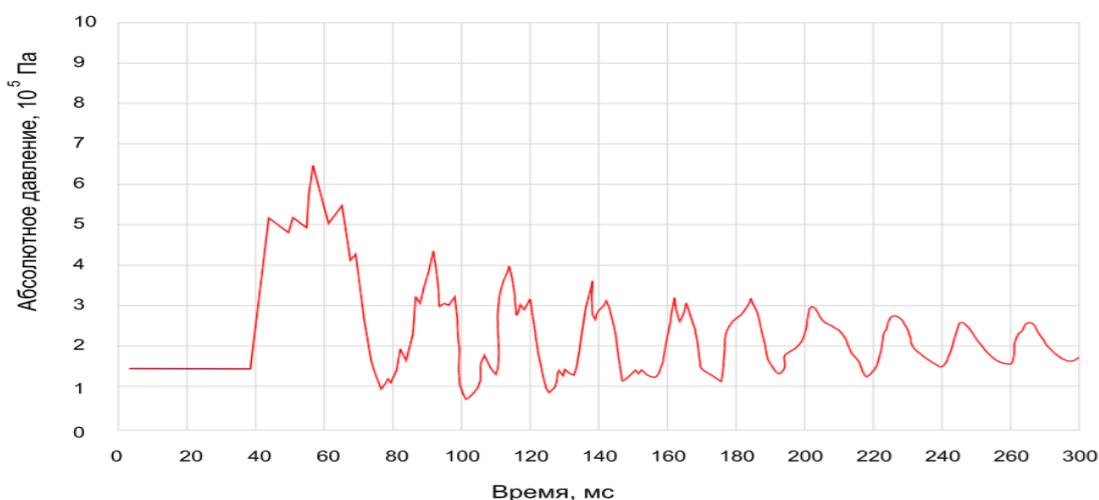


Рисунок 3.13 – График зависимости амплитуды ударной волны в рельефном трубопроводе, при газонасыщении 0,5 г/кг, температуры воды 25 С<sup>0</sup>, скорости течения жидкости 1,8 м/с.

Сравнительный анализ полученных экспериментальных данных с результатами математического моделирования подтверждает выводы теоретических исследований:

- скорость ударной волны в дегазированной жидкости растет с повышением температуры (рис. 3.8);
- скорость ударной волны при постоянной температуре не зависит от скорости течения жидкости (3.9);
- амплитуда ударной волны при постоянной температуре повышается с ростом скорости течения жидкости (3.10);
- с ростом концентрации свободного газа в движущемся потоке жидкости с постоянными скоростью и температурой амплитуда и скорость ударной волны уменьшаются (3.11,3.12);

- при наличии свободного газа в текущей жидкости возможно превышение скорости волны повышенного давления над скоростью волны пониженного давления;

- время затухания ударной волны не зависит от концентрации свободного газа.

При наличии воздушных скоплений в текущей жидкости возникает пульсации давления (3.13)

### **3.2 Разработка системы сглаживания волн давления в магистральном нефтепроводе**

Несмотря на существующий прогресс в решении задач по защите НП от перегрузок по давлению многие вопросы остаются открытыми [81-83]. В связи с этим совершенствование известных и создание новых систем сглаживания волн давления (ССВД) является актуальной задачей.

В связи с этим, в работе разработана система сглаживания волн давления на встречных потоках [84].

Общей целью всех систем является снижения гидравлических нагрузок и защиты оборудования НПС от негативного воздействия волн давления, проявляющееся в виде колебания мощности, момента сопротивления, гидродинамического момента и ведущего к возможной потере работоспособности основного оборудования, быстрому его износу и неоправданным затратам была разработана система управления рисками при транспортировке в МНП.

Предлагаемая нами система предназначена до контроля и управления режимом транспортирования с целью предотвращения или минимизации последствий рискованных ситуаций и предполагает:

- недопущение прохождения волны повышенного давления в рабочую зону НПС за счет своевременного срабатывания клапанов сброса;

- возможности регулирования количеством и направлением входящей-выходящей жидкости в кольцевом ССВД клапанами сброса по заданному алгоритму в зависимости от амплитуды формы и периода волны ударного давления. Это достигается тем, что система имеет в своем составе кольцевой трубный сглаживатель волн давления, работающий на основе гашения энергии встречными потоками и соединенный с МНП по линии нагнетания НПС по средствам двух клапанов сброса.

Быстродействующие клапана с пневмоэлектроприводом управляются системой автоматического управления (САУ), состоящей из нескольких блоков. Блок дифференцирования по времени - позволяет определить величину скачка расхода, блок сравнения - выявляет разницу расхода в двух точках трубопровода, блок задержки по времени - служит для своевременного открытия клапана в момент прихода волны к его сечению, регулирующий блок - обеспечивает необходимую величину открытия клапана и плавное закрытие по заданному алгоритму. Блок регулирования давления воздуха сглаживателя.

Основной системой управления рисками является способ защиты оборудования НПС от волн давления, схема работы которого приведена на рисунке 3.14.

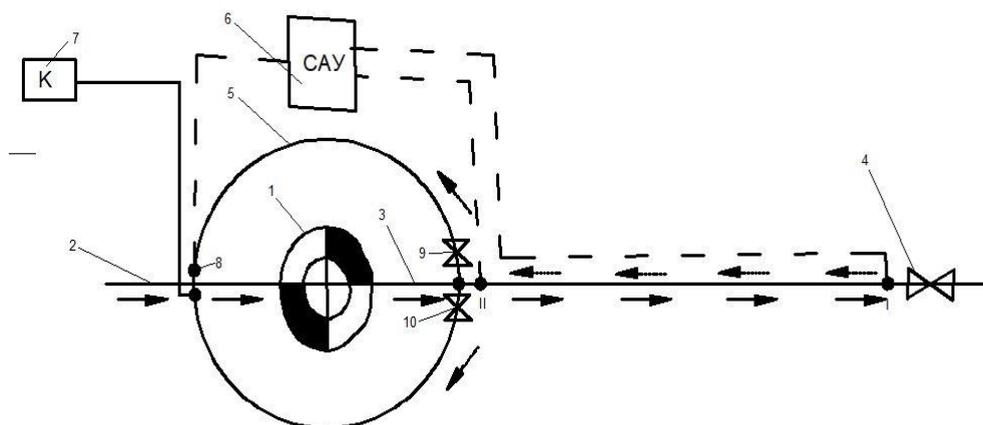


Рисунок 3.14 – Схема системы защиты от волн давления

1 – насосная станция; 2 – линия питания станции; 3 – линия нагнетания станции; 4 – задвижка на линейной части трубопровода; 5 – кольцевой сглаживатель; 6 – система автоматизированного управления; 7 – компрессор; 8 – датчик давления; 9, 10 – клапаны сглаживатели; I, II – расходомеры

Сглаживание волн осуществляется в трех режимах, в зависимости от амплитуды длительности фронта формы и периода волны, которые условно делятся на 3 уровня. Значение параметров, в соответствии каждому уровню заносится в программу системы управления. В установившемся режиме течения, когда расход в точке I, равен расходу в точке II, оба клапана сглаживателя закрыты. При возникновении волны повышенного давления (например, вследствие закрытия задвижки 4) возникает волна пониженного расхода, которая вместе с волной давления распространяется в направлении насосной станции. Когда волна достигает сечения I, то она регистрируется расходомером, сигнал с которого поступает в систему управления. САУ определяет уровень волны и с заданной задержкой, определяемой скоростью волны давления подает сигнал на открытие до первого уровня параметра волны двух клапанов сглаживателя. Нефть из магистрального нефтепровода под действием ударного давления интенсивно заполняет сглаживатель двумя потоками, движущимися навстречу друг другу. При этом происходит сжатие потоком жидкости воздуха находившегося в кольцевой трубе сглаживателя до тех пор, пока давление в воздушной пробке не станет равным давлению нагнетаемой ударной волной жидкости. Давление воздуха сглаживателей контролируется датчиком давления сигнал, с которого поступает в систему управления. При необходимости САУ включает компрессор для повышения давления.

Процесс сжатия воздуха из-за быстротечности можно считать адиабатическим [72]:

$$P_0 V_0^\gamma = P_{сж} V_{сж}^\gamma \quad (3.1)$$

где  $P_0, V_0$  начальное давление и объем,  $P_{сж}, V_{сж}$  - давление и объем при сжатии воздуха в сглаживателе,  $\gamma$  - показатель адиабаты.

Соответственно, работа совершаемая потоком жидкости при сжатии газа равна:

$$A = \frac{P_0 V_0}{\gamma - 1} \left[ 1 - \left( \frac{V_0}{V_{сж}} \right)^{\gamma-1} \right] \quad (3.2)$$

$$\text{или } A = \frac{P_0 V_0}{\gamma - 1} \left[ 1 - \left( \frac{P_{сж}}{P_0} \right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} \right] \quad (3.3)$$

Защита оборудования от негативного воздействия ударной волны в предлагаемом способе обусловлена снижением энергии волны перед рабочей зоной путем управляемого сброса части потока жидкости в сглаживатель. При прохождении сечения сброса волны пониженного давления, воздушная пробка выдавливает из сглаживателя в магистральный трубопровод нефть, поднимая давление в потоке. При равенстве давлений в потоке и воздушной пробке выброс нефти из сглаживателя прекращается. Таким образом, устройство может сглаживать пульсации давления в режиме саморегулирования процессами выброса – сброса нефти из сглаживателя в нефтепровод и наоборот. Отслеживая сигналы, система управления при восстановлении стационарного режима течения закрывает клапана.

Использование в исследованиях имитации гидравлического удара на участке магистрального нефтепровода позволило повысить эффективность работы системы защиты в результате прогноза фазы развития волны давления, выбора оптимальной конфигурации и размеров активной части сглаживателя, определение параметров потока и их значений для устойчивого управления.

Эффект от предложенной системы защиты представлен на рисунке 3.15, из которого видно, что средняя скорость роста давления, поддерживаемая системой, не превышает допустимой и указанной в технологическом регламенте величины 0,03 МПа/с.

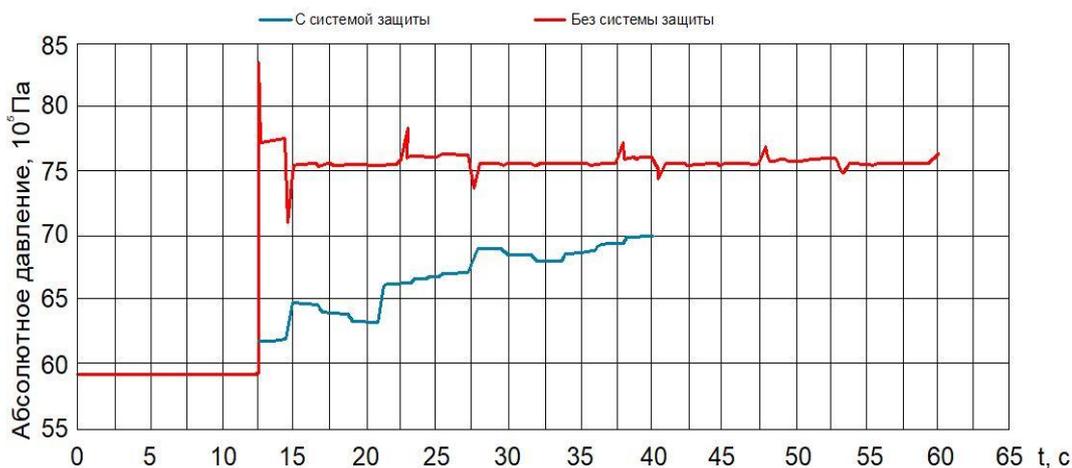


Рисунок 3.15 – Расчетные графики изменения давления в сечении после насосной станции

При этом использование системы снижает амплитуду первого скачка ударной волны с 2,6 до 0,4 МПа (в 6,5 раз).

Полученные результаты и проведенный патентный поиск послужили мотивацией подачи заявки на разработанную систему сглаживания волн давления в патентное бюро в РК.

### Выводы

1. Разработана и реализована проблемно-ориентированная технологическая схема лабораторной установки, для проведения экспериментальных исследований зависимости скорости и амплитуды ударной волны в рельефном трубопроводе от скорости, температуры и газонасыщения текущей жидкости;

2. Полученные результаты и сравнительный анализ показали, что расчеты предложенной математической модели для условий проявления гидравлических нагрузок большой интенсивности, построенной на основе закономерностей процессов образования и устойчивости газовоздушных скоплений в вершинах рельефного нефтепровода, изменения плотности нефти вследствие барометрического эффекта совпадают с экспериментальными данными и теоретическими выводами.

3. Разработана система сглаживания волн давления на встречных потоках, которая выполняет все необходимые функции по контролю и управлению режимом транспортирования с целью предотвращения проявления рисков ситуации или минимизации их последствий. 4.

4. Система обеспечивает регулирование амплитуды волн давления количеством, скоростью и направлением входящей-выходящей жидкости клапанами сброса по заданному алгоритму, что позволяет системе работать в нескольких режимах сглаживания, включая режим саморегулирования и обеспечивает недопущение прохождения волны повышенного давления в рабочую зону НПС.

## 4 Обеспечение промышленной и экологической безопасности эксплуатации магистральных нефтепроводов. Оценка экономической эффективности

### 4.1 Основные методы оценки риска при проектировании и эксплуатации магистральных нефтепроводов

Достоверность расчетов и принятие решений в процессе разработки проектов строительства объектов трубопроводного транспорта и его эксплуатации связаны с определенным уровнем неопределенности и, следовательно, подвержено влиянию риска. Поэтому необходимо установить, как повлияет на результаты расчетов конкретный вид риска и каковы его последствия, причем сначала следует оценить вероятность того, что данное событие действительно произойдет, а затем, как оно повлияет на реализацию проекта, т. е. произвести оценку риска.

Целесообразно оценку риска производить в два этапа. На первом этапе провести качественную оценку риска, главная задача которой выявить возможные виды риска, а также определить факторы, влияющие на уровень риска. На втором этапе провести количественную оценку риска, где за критерий можно принять абсолютную величину, которая определяется как произведение ожидаемого ущерба на вероятность того, что этот ущерб произойдет [85].

В общем виде данную оценку можно определить следующим образом:

$$R = \sum_{i=1}^n P_i Y_i, \quad (4.1)$$

где:  $P_i$  — вероятность возникновения факторов, определяющих параметры ожидаемого ущерба;  $Y_i$ —ожидаемый ущерб.

Выбор методов анализа риска зависит от целей, задач, объема и достоверности исходной информации.

Методы определения потенциальных опасностей можно разделить на следующие группы:

- *инженерные методы* с использованием статистики, когда производится расчет частот, проводится вероятностный анализ безопасности и построение деревьев опасности;

- *модельные методы*, основанные на построении моделей воздействия опасных и вредных факторов на отдельного человека, на профессиональные и социальные группы населения;

- *экспертные методы*, включающие определение вероятностей различных событий на основе опроса опытных специалистов-экспертов;

- *регистрационный метод*, путем использования информации о чрезвычайных ситуациях и затрат на их ликвидацию;

- *метод аналогий* основан на использования подходов и принципов учета рисков реализованных проект-аналогов;

- *комбинированный метод* представляет собой расчет с использованием нескольких отдельных методов оценки риска или их элементов.

Общий алгоритм построения методов определения потенциальных опасностей представлен на рисунке 4.1.



Рисунок 4.1- Алгоритм определения потенциальных опасностей

В качестве метода аналогии может быть использован метод зонного районирования земной поверхности месторождения полезных ископаемых по степени риска к обрушению. На территории разрабатываемых месторождений, в результате проявления природно-техногенных и геотехнических процессов, могут иметь место аномальные деформации геологической среды, проявляющиеся в виде просадок земной поверхности или мульды сдвижения.

Установленная причинно-следственная связь между процессами в массиве и на поверхности лежит в основе методов зонного районирования земной поверхности месторождений по степени ослабленности [86-93].

Районирование осуществляется по критерию, базис которого состоит из величин (параметров), характеризующих состояние массива. Выбор параметров определяется рамками решаемой задачи и требованиями к точности.

Зонное районирование, вне зависимости от выбранного способа, осуществляется по следующему алгоритму:

- Определение параметров состояния горного массива, составляющих базис критерия зонирования.
- Определение зависимости критерия от параметров состояния.
- Определение численных значений параметров состояния и критерия зонирования для каждой точки земной поверхности месторождения по геологическим, горнотехническим, геодезическим данным и геомеханической документации.

- Вынос полученных значений критерия на план месторождения и построение изолиний.
- Построение на плане зон в границах изолиний.
- Определение граничного значения критерия, делящего зоны на уровни опасности.
- Выделение на плане месторождения зон по степени ослабленности.

Численное значение граничного критерия устанавливается для каждого месторождения на основе ретроспективного причинно-следственного анализа происходящих геодинамических событий, структурных особенностей массива горных пород (геологическое строение, тектонические нарушения, трещиноватость, применяемая система разработки, физико-механические свойства и напряженно-деформированное состояние горного массива). Значение критерия принимается единым ко всей территории месторождения. Дополнительно, по результатам анализа определяется корреляционная зависимость предельно-допустимой величины оседания от параметров, составляющих базу критерия. На ситуационной карте земной поверхности месторождения ослабленные участки, на которых инструментальный мониторинг показал наличие процесса сдвижения дополняются проблемными участками, выделенными в процессе зонного районирования.

Экспертный метод (или метод экспертной оценки) осуществляется путем обработки мнений опытных специалистов и работников данной отрасли, из числа которых формируется экспертная комиссия. Каждому эксперту предоставляется перечень возможных рисков и предлагается оценить вероятность их наступления. Обычно вероятность наступления рисков оценивается по 100-балльной шкале. Например:

- от 0 до 25 баллов - минимальный риск;
- от 25 до 50 баллов - малый риск;
- 50 баллов - средний риск;
- от 50 до 75 баллов - высокий риск;
- от 75 до 100 баллов - максимальный риск;
- 100 баллов- критический риск, т.е. рисковая ситуация наступит
- наверняка.

Следующий этап оценки экспертов — анализ на их противоречивость. Желательно, чтобы эксперты сопровождали свои оценки данными о вероятности возникновения потерь или ущерба. При анализе необходимо обратить внимание на то, чтобы максимальная разница между оценками экспертов по одному из показателей каждого отдельного вида риска не превышала 50 баллов. При этом каждый из оцениваемых видов риска характеризуется несколькими показателями, каждый из которых в системе оценок имеет свой вес, соответствующий его значимости. Затем полученные в процессе экспертизы баллы суммируются по всем показателям с учетом весовых коэффициентов, образуя обобщенную оценку данного вида риска по инвестиционному проекту:

$$R_{\text{экспл}} = \sum k \cdot z, \quad (4.2)$$

где  $z$  - значения каждого показателя в баллах;  $k$  — весовой коэффициент;  $R_{\text{эксп}}$  — обобщенная экспертная оценка данного вида риска.

Разновидностью метода экспертной оценки является метод Дельфы, при котором каждый член экспертной оценки комиссии дает оценку анонимно, не зная оценок других членов комиссии. В данном случае эксперт морально освобожден от давления более авторитетных членов комиссии и принятия групповых решений. После обработки результатов каждому члену экспертной комиссии сообщается обобщенный результат. При необходимости оценка может быть произведена повторно.

Естественно, что мнения экспертов о степени риска могут сильно расходиться по причине субъективизма, поэтому особое внимание следует уделять подбору экспертов, так как от правильности их оценок зависит не только выбор определенного варианта инвестиционного проекта, но и его реализация в целом.

Следующий широко используемый метод — метод статистической оценки, в котором главными инструментами являются дисперсия, стандартное отклонение и коэффициент вариации. Рассмотрим данный метод на примере.

Необходимо сравнить, какая из двух подрядных строительных организаций выполнит определенный объем строительно-монтажных работ (СМР) по сооружению магистральных трубопроводов с наименьшим риском отклонения от заданных сроков.

При расчете рекомендуется использовать средневзвешенные величины.

Определяем средневзвешенный объем выполнения СМР.

$$Q_{\text{ср.в}} = \frac{\sum Q_t}{T}, \quad (4.3)$$

где  $Q_{\text{ср.в}}$  — средневзвешенный объем СМР;  $Q_t$  — объем СМР, выполненный по месяцам;  $T$  — общая продолжительность работ.

Данную формулу можно представить в таком виде:

$$Q_{\text{ср.в}} = \sum Q_t P_t, \quad (4.4)$$

где  $P_t$  — вероятность наступления события, т. е. вероятность выполнения заданного объема СМР в  $t$ -ом месяце, которую можно рассчитать по формуле:

$$P_t = \frac{N_t}{T}, \quad (4.5)$$

где  $N_t$  — количество повторяющихся событий, т. е. количество месяцев с плановым (заданным) выполнением объемов СМР.

Далее определяем стандартное отклонение, которое показывает разброс возможного результата от его среднего значения. Чем больше величина стандартного отклонения, тем выше степень риска. Данная величина определяется по формуле:

$$\omega = \sqrt{D}, \quad (4.6)$$

где  $\omega$  - стандартное отклонение;  $D$ - дисперсия которая рассчитывается по формуле:

$$D = \sum (Q_t - Q_{cp.s})^2 P_t, \quad (4.7)$$

Таким образом, стандартное отклонение можно рассчитать по формуле:

$$\omega = \sqrt{\sum (Q_t - Q_{cp.s})^2 P_t} \quad (4.8)$$

Следующий показатель - коэффициент вариации, который характеризует величину риска на единицу ожидаемого результата и рассчитывается по формуле:

$$\gamma = \frac{\omega}{Q}, \quad (4.9)$$

где  $\gamma$  — коэффициент вариации.

Этот показатель необходим при сравнении нескольких вариантов проекта с различными объемами СМР и разными рисками. После расчета выбирают вариант меньшим коэффициентом, так как, чем ниже коэффициент вариации, тем меньше величина относительного риска.

Преимущество статистического метода заключается в небольшой сложности математических расчетов, а недостаток — в необходимости большого количества исходных данных, чем больше массив статистических данных, тем достовернее оценка риска.

Оценка риска методом "дерева решений" представляет собой моделирование задачи выбора вариантов решений графическим способом. Построив «дерево» из ветвей или путей развития возможных событий, оценивают каждый путь и выбирают наименее рискованный. Данный метод представляется наиболее трудоемким и неточным из-за опасности не учесть при построении «дерева» какой-либо путь развития событий.

Метод использования аналогий, как и статистический метод, используют при наличии большой информационной базы от уже реализованных аналогичных проектов. Данные обрабатываются для выявления зависимостей с целью учета потенциального риска при расчете нового проекта. Однако практически трудно подобрать для разрабатываемого проекта строительства и эксплуатации магистральных трубопроводов, даже при наличии обширной информационной базы, реализованный проект-аналог.

В качестве такого проекта-аналога в работе предлагается использовать методы зонного районирования земной поверхности месторождений полезных ископаемых по степени риска проявления провалоопасных ситуаций [94]. Несомненно, что любой проект строительства и эксплуатации объектов трубопроводного транспорта, в силу своей специфичности, обладает только ему присущим целым рядом характерных особенностей и факторов, как внешних, так и внутренних, влияющих на его реализацию.

Комбинированный метод представляет собой расчет с использованием нескольких отдельных методов оценки риска или их элементов.

На наш взгляд, нельзя с определенностью выделить какой-либо из данных методов оценки риска как наиболее предпочтительный. В каждом конкретном случае при проектировании и эксплуатации магистрального нефтепровода любой из вышеперечисленных методов оценки риска может оказаться наиболее надежным и точным.

В настоящий момент существует множество подходов к классификации рисков, основанных на различных характеристиках [95]:

- причины, вызывающие неблагоприятные события;
- характер деятельности, с которым связаны соответствующие риски;
- объекты, на которые направлены риски.

Классификация по роду опасности выделяет техногенные (или антропогенные), природные или смешанные риски:

Техногенные риски порождаются хозяйственной деятельностью человека: аварийные ситуации, загрязнения окружающей среды и т.д.

Природные риски не зависят от деятельности человека. К ним относятся в основном риски стихийных бедствий: землетрясения, наводнения, ураганов, тайфуна, извержения вулкана и т.д.

Смешанные риски - это события природного характера, инициированные хозяйственной деятельностью человека, например, оползень, вызванный проведением строительных работ.

Существуют и другие классификации рисков, однако перечисленные в них виды риска, недостаточно полно отражают его разнообразие, поэтому необходимо в первую очередь выделить виды рисков, сгруппировав их по определенным признакам.

*Анализ риска при эксплуатации магистральных нефтепроводов.*

Процесс анализа рисков (алгоритм анализа показан на рис. 2.3 при реализации проекта трубопроводов сводится к следующим этапам:

1. Планирование и организация работ:

- определение факторов и проблем, обусловивших необходимость проведения количественного анализа риска;
  - организация группы специалистов для выполнения количественного анализа риска;
  - определение целей и задач анализа риска;
  - определение глубины (детальности) анализа, уточнение алгоритма и набора методов анализа;
  - описание состояния трубопровода на базе сбора и анализа исходных данных;
  - обоснование критериев приемлемого риска.
2. Идентификация опасностей:
    - идентификация источников опасностей;
    - определение спектра возможных нежелательных событий на их причины.
  3. Оценка риска.
  4. Анализ частоты:
    - оценка ожидаемой частоты аварий для выбранных основных (расчетных) источников опасности;
    - выбор и обоснование основных (расчетных) сценариев аварий;
    - оценка условных вероятностей реализации расчетных сценариев аварий.
  5. Анализ последствий:
    - расчет интенсивностей и объемов аварийных выбросов опасных веществ для всех расчетных сценариев аварий;
    - расчет распространения поражающих факторов аварий в окружающей среде для всех расчетных сценариев аварий;
    - расчет условных вероятностей поражения людей, количества пострадавших для всех расчетных сценариев аварий;
    - расчет ущербов: социально-экономического ущерба (связанного с поражением людей), ущербов имуществу и компонентам природной среды для всех расчетных сценариев аварий.
  6. Расчет показателей риска:
    - расчет потенциального, коллективного, индивидуального и социального рисков;
    - расчет ожидаемого годового ущерба
  7. Оценка риска:
    - определение перечня наиболее опасных составляющих факторов риска;
    - сравнение показателей риска с рекомендуемыми уровнями приемлемого риска.
  8. Разработка мероприятий по уменьшению риска.
  9. Регистрация результатов в базе данных.

## **4.2 Разработка методики экспертной оценки и ранжирования участков магистрального нефтепровода по уровню риска**

В настоящее время большая часть добываемой нефти в мире транспортируется с помощью магистральных нефтепроводов (МН). Учитывая громадные объемы перекачиваемой нефти и возможные выбросы в окружающую среду при возникновении аварийной ситуаций, особое внимание уделяется безопасности транспортирования.

Безопасность при эксплуатации нефтепроводов может быть обеспечена применением эффективных методов, основанных на анализе уровня риска. Важной частью операционных рисков и борьбы с ними является управление рисками, т. е. принятие решений по прогнозу их проявления и минимизации последствий [96,97]. Данный анализ проводится как на этапе проектирования, так и в процессе эксплуатации, поскольку именно в это время выявляется ряд неучтенных или трудно прогнозируемых факторов, осложняющих работу нефтепроводных систем.

Анализ риска является процедурой определения наиболее «слабых мест» с последующим обоснованием рекомендаций по уменьшению риска. Оценка рисков заключается в определении допустимости или недопустимости значений риска, разработки мер, по его снижению, а также установление приоритетности факторов риска.

Особую роль в оценке рисков играет мониторинг за состоянием магистрального нефтепровода. В условиях большой протяженности организация непрерывного мониторинга за состоянием внутренней части трубопровода по всей трассе техническими средствами из-за их ограниченного радиуса действия весьма проблематична и затратно. Поэтому на практике ограничиваются их установкой в контрольных пунктах, последовательно расположенных по всей длине трубопровода, которые по техническим возможностям не могут охватить всю трассу. Аналогичная проблема возникает при мониторинге за состоянием земной поверхности большой площади при подземной разработке месторождений полезных ископаемых. В этом случае, для наземного мониторинга за состоянием поверхности служит последовательность станций наблюдений, расположенных на так называемых профильных линии. Такое расположение наблюдательных станций не всегда позволяет охватывать мониторингом всю поверхность. Поэтому проблемные участки как нефтепровода, так и земной поверхности могут оказаться вне действия пунктов наблюдения. Таким образом, оценка участков по степени проблемности является актуальной задачей, решение которой позволяет повысить и эффективность мониторинга, и прогнозирование кризисных ситуаций. Для решения этой задачи нами разработан метод зонного районирования земной поверхности месторождения по степени риска [98]. В соответствии с этим методом в результате районирования земная поверхность месторождения делится на участки по степени риска. (рисунок 4.2)

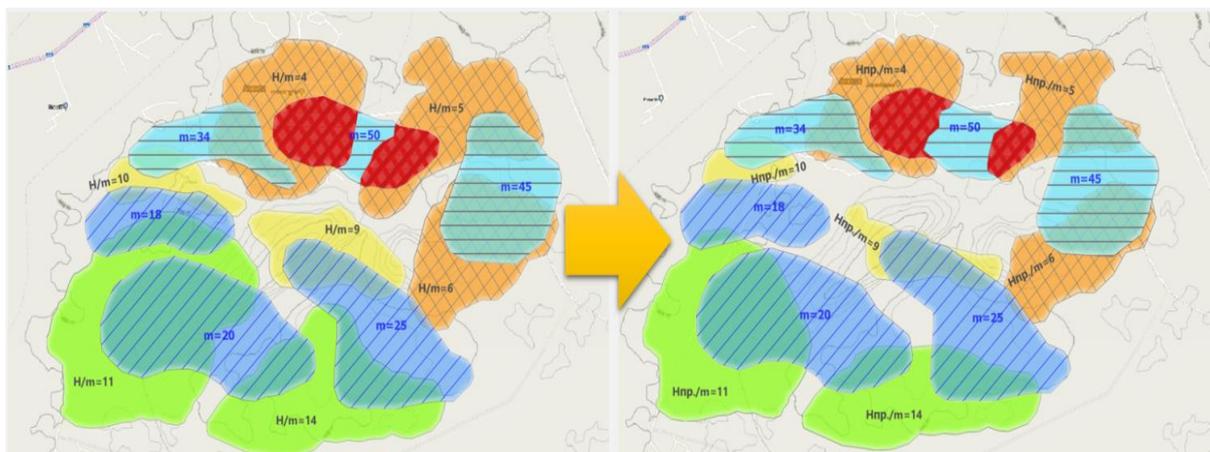


Рисунок 4.2 – Зоны наибольшего риска (помечены красным, слева с использованием критерия  $H/m$ , справа -  $H \text{ пр.}/m$ )

Алгоритм зонного районирования по степени риска является общим для других методов ранжирования.

Аналогичность проблемы и схожесть решаемой задачи позволяет использовать подходы и принципы, заложенные в нем, для разработки методики экспертной оценки и ранжирования участков магистрального нефтепровода по уровню трудно прогнозируемых факторов риска.

Трудно прогнозируемые явления для оценки рисков могут решаться с применением подхода, который можно обозначить как «чистый лист», т. е. без использования каких-либо известных методик или существующих «с нуля» подходов [99,100]. На основе ретроспективного причинно-следственного анализа возникновения, развития рискованных ситуаций и аварий, происшедших в течении последних пяти лет в мировой практике эксплуатации магистральных нефтепроводов по материалам доступным в открытой печати были определены 23 основных факторов риска.

Дополнительно, эта задача решалась на основании критического анализа и консультаций с экспертами и инженерами в области проектирования и эксплуатации нефтепроводов, которые пришли к тем же выводам.

В качестве объективного дополнения к оценке состояния МН и его изменений в процессе эксплуатации, а также определение критичности основных факторов риска экспертами использовались данные регламентного контроля за его состоянием, включая результаты проведения периодичной внутритрубной диагностики, а также результаты математического моделирования неустановившегося течения нефтяного потока.

Моделирование возникновения гидравлического удара в нефтепроводе дает экспертам объективную качественную и количественную информацию о возможных рисках, связанных с его проявлением.

К основным принципам предлагаемой методики относится:

1. Фокус на оценке иницирующих событиях (рисках), которые не поддаются прямому управлению в ходе эксплуатации трубопроводов;

2. Произвольное присвоение условных баллов факторам риска на основе экспертного мнения;

3. Для снижения субъективности присвоения факторам риска условных баллов к анализу привлекалась группа экспертов разного уровня компетенции и знания особенностей эксплуатации трубопроводной системы для апробации модели независимо друг от друга;

4. Принцип сложения разных факторов риска через условные баллы, а также суммирование баллов, полученных на каждом километре для участка между нефтяными узлами запорных арматур (УЗА)

5. Проведение сравнительного анализа с учетом суммы баллов для участка между УЗА, значения «плотности рисков» рассчитываемого, как отношение суммы баллов к расстоянию между УЗА, значения «плотности рисков высокого уровня», рассчитываемого как частное от количества рисков высокого уровня значимости к длине участка;

6. Использование статистического анализа, ранжированного распределения баллов для плотности риска, суммы баллов между УЗА и 50%, 75% квантилей границ для применения системы «светофор»;

7. Качественная оценка трех параметров по принципу наихудшего значения для целей окончательного отнесения секции между УЗА к высокому, среднему или низкому уровню риска мало прогнозируемых факторов;

8. Сравнение результатов работы модели, полученные на основе различных мнений экспертов с выбором наиболее худшего сценария оценки, т.е. сценария с наименьшим количеством «зеленых» зон, где предлагается не внедрять систему распределенного технического контроля.

На основании обозначенных выше принципов, факторы риска для участка коммуникаций выделялись группой экспертов с ранжированием по качественному уровню вклада в общий риск на высокий, средний и низкий.

На следующем этапе расчетов экспертами проводилась независимая оценка каждому из факторов в условных баллах от 0 до 10. При этом каждый специалист имел право соотнести важность одного фактора по отношению к другому. Оценка рисков проводилась в табличной форме, где напротив участка нефтепровода обозначено наличие того или иного выделенного фактора риска.

В соответствии с принципами предлагаемой методики, в дальнейшем условные баллы складываются в два этапа: для каждого километра трассы и для секции трубопровода (т.е. между УЗА).

Суммарный риск секции  $R_{(ij)}$  равен:

$$R_{(ij)} = \sum_{n=1}^8 b_n, \quad (4.10)$$

где  $i$  – пункт контроля (ПК) начала и  $j$  – ПК окончания участка;  $b_n$  – балльная оценка риска  $n$ .

На выходе получается список имеющихся секций трубопроводов с общим количеством баллов риска для каждой, при этом некоторые секции

(участки между УЗА) могут составлять один километр, тогда как другие достигать десятки километров. Этот факт сразу отбрасывает короткие участки при попытке дальнейшего качественного анализа (ранжирования), на низкий, средний, высокий уровень риска, хотя возможно именно на этом километре находится потенциально самый опасный участок. Для устранения данного недостатка методики вводится дополнительная характеристика - «плотность риска»  $R_{\rho(ij)}$ , равное сумме баллов рисков к длине участка:

$$R_{\rho(ij)} = \frac{R_{(ij)}}{L_{(ij)}}, \quad (4.11)$$

где  $L_{(ij)}$  – расстояние между УЗА в км, или длина участка  $ij$ .

Так же, с целью дальнейшего уже качественного (система светофор) выделения градаций риска, предлагается оценивать «плотность количества» рисков высокого уровня критичности как:

$$R_{\rho^{ph}(ij)} = \frac{K_{(ij)}}{L_{(ij)}}, \quad (4.12)$$

где  $R_{\rho^{ph}(ij)}$ ,  $K_{(ij)}$  – соответственно плотность и суммарный риск высокого уровня участка  $ij$ .

В результате расчета получается распределение трех характеристик по выделенным секциям трубопровода. Полученные результаты значения показателей распределены от минимального до максимального для секции (суммарный риск в баллах, «плотность риска», «плотность количества рисков высокого уровня» критичности) с помощью которых характеризуется общий риск (рисунок 4.3). В связи с тем, что методика не имеет привязки к статистике аварий, а условные баллы не несут в себе физического смысла, как например вероятность аварии отнесенная на длину в год, то и критические или граничные значения, после которых мы бы сказали, что риск приемлем (не приемлем), отсутствуют.

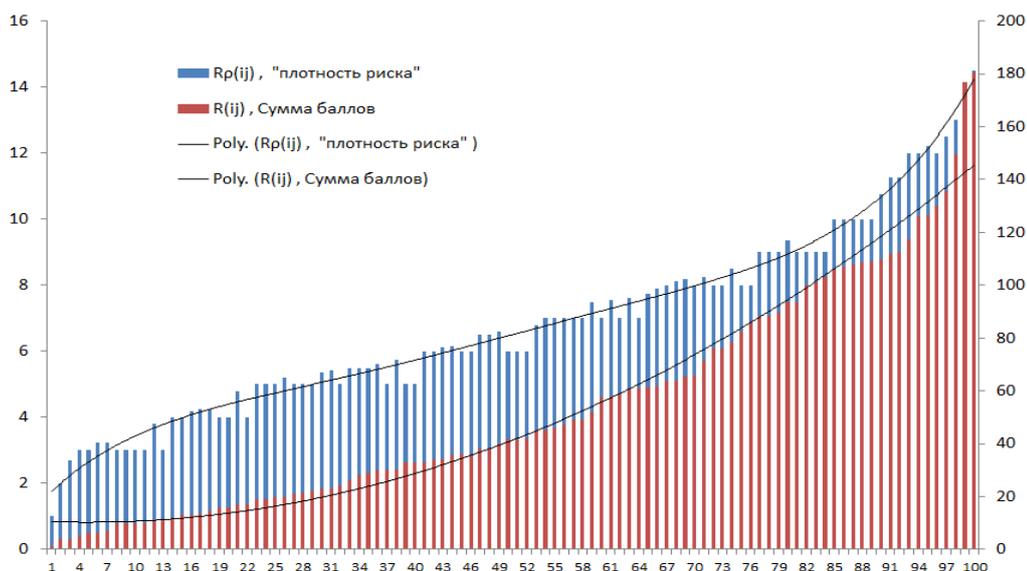


Рисунок 4.3 - Распределение значений экспертных показателей для секций трубопровода

В целом же имеется достаточное по своему объему распределение, у которого, с точки зрения статистики, имеются свои критические точки [101,102]. Используя статистический анализ полученных распределений, методика предлагает от условных значений в баллах переходить к качественной характеристике по системе «светофор». Для полученных распределений могут быть выделены следующие граничные, квартильные значения, приведенные в таблицах 4.1 – 4.3. «Переход от количественной оценки к качественной с использованием статистического анализа распределений»

Таблица 4.1 - Суммарный риск в баллах

Суммарный риск в баллах			
Минимальное значение	1		
1 Квартиль = 25%	20		
2 Квартиль =50% (медиана)	42	20-42	Низкий
3 Квартиль =75%	85	42-85	Средний
Максимальное значение	181	85-181	Высокий

Таблица 4.2 – «Плотность рисков»

«Плотность риска»			
Минимальное значение	1.0		
1 Квартиль = 25%	5.0		
2 Квартиль =50% (медиана)	6.5	5.0-6.5	Низкий
3 Квартиль =75%	8.4	6.5-8.4	Средний
Максимальное значение	14.5	8.4-14.5	Высокий

Таблица 4.3 - Плотность количества рисков высокого уровня критичности

<b>«Плотность количества» рисков высокого уровня критичности</b>			
Минимальное значение	0.00		
1 Квартиль = 25%	0.50		
2 Квартиль =50% (медиана)	0.75	0.50-75	Низкий
3 Квартиль =75%	1.00	0.75-1.00	Средний
Максимальное значение	2.00	1.00-2.00	Высокий

Используя граничные значения и их обозначения, приведённые в таблице 4.4, можно распределить анализируемые показатели (суммарный риск в баллах, плотность рисков, плотность количества рисков высокого уровня критичности) на три уровня риска (зеленый-низкий, желтый-средний, красный-высокий). При этом качественная оценка секции осуществляется по принципу наихудшего сценария, т.е., например, при сочетании цветов двух зеленых и жёлтого секция окрашивается в желтый, т.е. средний уровень риска, и лишь в одном случае, когда все три показателя можно считать зелеными, секция характеризуется низким уровнем риска относительно мало прогнозируемых факторов и именно на ней будет рекомендовано не устанавливать специальные средства контроля [103].

Таблица 4.4 - Качественное определение уровня риска секции трубопроводов

Суммарный риск в баллах	«Плотность риска»	«Плотность количества» рисков высокого уровня критичности	Окончательный уровень риска секции трубопроводов
Красный	Красный	Красный	Высокий
Красный	Красный	Зеленый	Высокий
Красный	Красный	Желтый	Высокий
Красный	Желтый	Желтый	Высокий
Красный	Зеленый	Зеленый	Высокий
Красный	Зеленый	Желтый	Высокий
Зеленый	Зеленый	Зеленый	Низкий
Зеленый	Зеленый	Желтый	Средний
Зеленый	Желтый	Желтый	Средний
Желтый	Желтый	Желтый	Средний

В то же время, исходные баллы выделялись группой экспертов, и поэтому возможна субъективная недооценка или переоценка каким-либо экспертом соотношения важности того или иного фактора риска, что в конечном итоге повлияет на количество секций, которые могут оказаться не покрытыми системой распределенного акустического контроля.

С целью исключения фактора субъективности при оценке рисков модель прошла апробацию через разных экспертов, где они имели возможность выставить свои баллы каждому из факторов. На рисунке 4.4 представлен анализ результатов работы модели с точки зрения мнения разных экспертов включая осредненный результат.

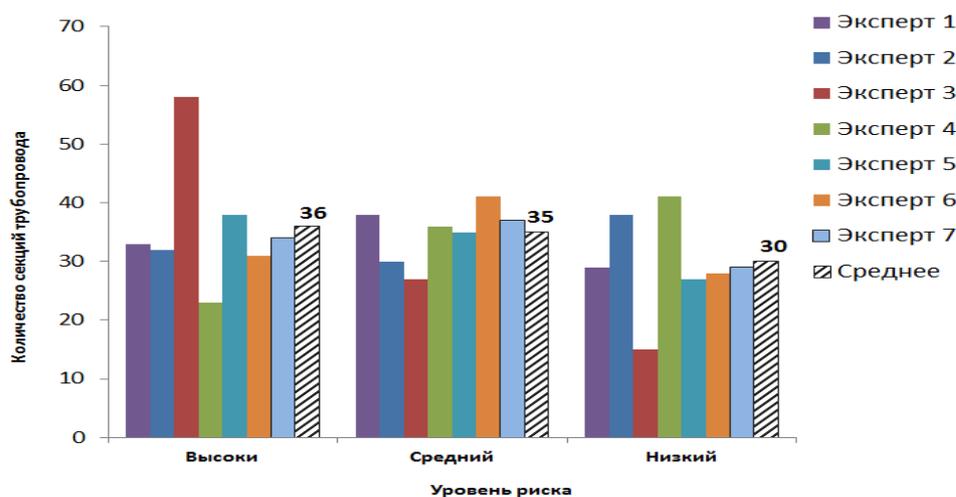


Рисунок 4.4 – Результат работы модели в зависимости от мнения различных экспертов

Для исключения потери важного участка, традиционно для промышленной безопасности, применен принцип «наихудшего сценария», оставляя для реализации наиболее консервативное мнение эксперта № 3 (таблица 4.5).

Таблица 4.5 – Оценка уровня риска разными экспертами

Эксперт	Количество секций МТ уровня риска		
	Высокий	Средний	Низкий
Эксперт 1	33	38	29
Эксперт 2	32	30	38
Эксперт 3	58	27	15
Эксперт 4	23	36	41
Эксперт 5	38	35	27
Эксперт 6	31	41	28
Эксперт 7	34	37	29
Среднее	36	35	30

Предлагаемая методика была апробирована на МН Каспийского трубопроводного консорциума (КТК), общая протяженность трассы составляет более 1500 км (1000-1400 мм), пропускная способность - 67 млн. т нефти в год. Результаты ранжирования участка КТК с ПК 068 по ПК 097, выбранного в качестве примера приведены в таблице 4.6. Результаты ранжирования всего МН КТК приведен в приложении Г.

Полученные данные распределения секций трубопроводов по степени риска, с помощью ГИС могут быть представлены для удобства пользования в виде ситуационной карты и составления прогноза дальнейшего развития ситуаций.

Разработана методика экспертного качественного и количественного риск-анализа трудно прогнозируемых проявлений чрезвычайных ситуаций при эксплуатациях МН. Задача выделения рискованных участков трубопровода решалась на основе ретроспективного причинно-следственного анализа возникновения, развития рискованных ситуаций и аварий происходивших в мировой практике использования МН, и независимых экспертных заключений специалистов в области проектирования, эксплуатации нефтепроводов, по борьбе и предотвращению чрезвычайных ситуаций.

Таблица 4.6- Количественный расчет секций трубопровода от ПК 068 до ПК 097, с переводом в качественный показатель по системе «светофор» и рекомендаций по установке системы распределенного технического контроля.

№	с КП	по КП	Расстояние L, км Сегмент		Сегмент между УЗА	Количество рисковов высокого уровня, К	Суммарное значение баллов риска, R	Плотность риска $R_p = R / L$ (=8/4)	Плотность количества рисков высокого уровня $R_{ph} = K/L$ (=7/4)	Качественная характеристика секции и МТ	Установка средств контроля ПО, шт.	Сегмент контроля, км
					12							
1	068_069	081_082	19	1	NOB-13, NOB-14	4	112,5	8,04	0,8	Выс	1	14
2	082_083	086_087	15	1	NOB-15, NOB-14	3	30	6,00	0,6	Сред	1	12
3	087_088	093_094	17	1	NOB-16, NOB-15	4	46	6,57	0,6	Сред		
4	094_095	096_097	23	1	NOB-16, NOB-17	1	12	4,00	0,3	Низк	не требуется	
5	097_098	104_105	18	1	NOB-18, NOB-17	4	44	5,50	0,6	Сред	1	28

В соответствии с принципами, заложенными в методику факторы риска ранжировались по участкам МН по качественному и количественному уровню в кладе в общий риск делением на высокий, средний и низкий уровни с помощью 50%, 75% граничных квартилей, определяемых на основе статистического анализа распределения баллов для «плотности рисков».

Методика, на примере КТК позволяет снизить расходы на организацию и проведение технического контроля в два раза.

### **4.3 Оценка экономической эффективности**

Ожидаемый экономический эффект является следствием разработки методов и средств повышения надёжности и долгосрочности прогноза кризисных ситуаций, связанных с проявлением гидравлических нагрузок большой интенсивности (гидравлический удар) и обеспечивающих своевременность принятия мер по их предотвращению. Величина экономического эффекта определяется экономией колоссальных материальных затрат на ликвидации последствий техногенных катастроф в случае их предотвращения.

Другая часть экономического эффекта определяется снижением затрат на организацию и проведение технического контроля за состоянием нефтепровода

В соответствии с предлагаемой методикой экспертной оценки и ранжирования участков магистрального нефтепровода по уровню риска, в результате ранжирования по степени риска КТК были выделены 19 участков высокого уровня опасности, общая длина которых составила 371 км (24,7% от общей длины нефтепровода). Среднего - 21 участок (383 км, 25,5%). Низкого – 37 участков (746 км, 49,7 %).

Такое ранжирование МН позволяет повысить эффективность мониторинга и его экономику за счет концентрации на участках повышенного риска. Капитальные затраты на организацию технического контроля на километр трассы нефтепровода составляет 155 тыс. тенге, к которым присоединяется текущие затраты в размере 78 тыс. тенге.

Таким образом, общие расходы на 1 километр составляют 233 тыс. тенге. Соответственно, для всей трассы КТК протяженностью более 1500 км. – порядка 350 млн. тенге.

Использование методики экспертной оценки и ранжирования участков магистрального нефтепровода по уровню риска позволяет ограничиться техническим контролем на участках повышенного и среднего риска общей протяженностью 754 км. (50,3 %) со снижением расходов почти в два раза - 176 млн. тенге (таблица 4.7).

Таблица 4.7 – Экономическая эффективность метода экспертной оценки и ранжирования участков магистрального нефтепровода по уровню риска

Методика оценки риска	Уровни риска	Количество участков	Протяженность	% от общей длины	Стоимость технического контроля на 1 км. (тыс.тенге)	Затраты (млн. тенге)
без методики	не учитываются	77	1500	100	233	350
с использованием методики	высокий	19	371	24,8	233	176
	средний	21	383	25,5	233	
	низкий	37	746	49,7	0	0

### Выводы.

1 Разработана методика качественной и количественной экспертной оценки факторов риска и их уровней при проектировании, строительстве и эксплуатации магистрального нефтепровода, которая позволяет проводить риск-анализ трудно прогнозируемых проявлений чрезвычайных ситуаций и ранжировать участки нефтепровода по трем уровням риска.

2. Методика позволяет выделять рисковые участки трубопровода по сумме условных баллов оценки всех факторов риска.

3. Достоверность оценки уровня фактора риска, определяемого пространственно-временным изменениям напряженно-деформированного состояния массива, в который уложен нефтепровод, подтверждается результатами зонного районирования.

4. Ранжирование МН по уровню риска позволяет повысить эффективность мониторинга и его экономику за счет его концентрации на участках повышенного риска.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

### **Краткие выводы по результатам диссертационных исследований.**

Магистральный трубопровод представляет собой объединение последовательно чередующихся, разнородных технологических элементов, функционально интегрированных в единую систему для обеспечения необходимых условий транспортирования.

Неуправляемое отклонение технологического параметра любого элемента от заданного, может привести к проявлению гидравлических нагрузок в виде скачкообразного увеличения давления, которое может вывести из строя оборудование, разорвать трубу и привести к аварийной ситуации с тяжелыми экологическими последствиями для окружающей среды. Поэтому, решение проблемы снижения эффектов гидравлических нагрузок актуально и имеет большое практическое значение. В диссертационной работе разрабатывались научно обоснованные методы и средства, обеспечивающие снижение эффектов гидравлических нагрузок.

Это позволило получить следующие основные результаты, отражающие научную новизну и практическую значимость работы.

Определены основные факторы и процессы, влияющие на режим транспортирования нефти в рельефных нефтепроводах в условиях проявления гидравлических нагрузок большой интенсивности, учет которых позволил создать высокоэффективную математическую модель неустановившегося течения жидкости. В модели впервые установлено снижение плотности транспортируемой жидкости в рельефном трубопроводе на основе барометрического эффекта.

Выявлены характерные особенности образования и устойчивости газовоздушных скоплений в вершинах рельефного нефтепровода. Установлено, что основными факторами, влияющими на образование и устойчивость газовоздушных скоплений, являются поверхностные и граничные эффекты контакта жидкость - газ - твердое тело. Разработана физическая модель влияния поверхностных и граничных эффектов контакта жидкость - газ - твердое тело на процесс образования и устойчивость газовоздушных скоплений. Определена зависимость устойчивости газовоздушных скоплений от угла наклона нефтепровода и скорости течения потока.

Математическая модель позволяет определить возможные пути воздействия на процесс образования гидравлических нагрузок и рациональные способы по их снижению, создавать оптимальные и эффективные системы защиты оборудования НПС от волн давления.

Теоретически обоснована и экспериментально доказана эффективность разработанной системы сглаживания волн давления на встречных потоках. Система выполняет все необходимые функции по контролю и управлению режимом транспортирования с целью предотвращения проявления рисков ситуации или минимизации их последствий. Система обеспечивает регулирование амплитуды волн давления количеством, скоростью и

направлением входящей-выходящей жидкости клапанами сброса по заданному алгоритму, что позволяет системе работать в нескольких режимах сглаживания, включая режим саморегулирования.

Для исследования влияния рельефности трубопровода, газонасыщения, температуры и скорости транспортируемой жидкости на амплитуду и скорость распространения ударной волны, сравнения экспериментальных данных с результатами математического моделирования и теоретическими выводами, разработана и реализована проблемно-ориентированная технологическая схема лабораторной установки.

Полученные результаты и сравнительный анализ показали, что расчеты предложенной математической модели для условий проявления гидравлических нагрузок большой интенсивности, построенной на основе закономерностей процессов образования и устойчивости газовоздушных скоплений в вершинах рельефного нефтепровода, изменения плотности нефти, вследствие барометрического эффекта совпадают с экспериментальными данными и теоретическими выводами.

Разработана методика качественной и количественной экспертной оценки факторов риска и их уровней при проектировании, строительстве и эксплуатации магистрального нефтепровода. Для повышения достоверности оценки уровня фактора риска, определяемого пространственно-временным изменением напряженно-деформированного состояния массива, в который уложен нефтепровод используются результаты зонного районирования. Методика позволяет проводить риск-анализ трудно прогнозируемых проявлений чрезвычайных ситуаций и ранжировать участки нефтепровода по трем уровням риска: высокий, средний и низкий.

#### **Оценка полноты решения задач.**

Все задачи, поставленные в работе решены полностью:

- создана математическая модель неустановившегося потока жидкости в условиях проявления гидравлических нагрузок большой интенсивности;
- создана физическая модель влияния поверхностных и граничных эффектов контакта жидкость-газ-твердое тело на процесс образования и устойчивости газовоздушных скоплений в вершинах рельефного нефтепровода;
- проведена экспериментальная проверка теоретических выводов и результатов математического моделирования
- разработана эффективная система сглаживания волн давления в магистральном нефтепроводе;
- разработана методика экспертной оценки и ранжирования участков магистрального нефтепровода по уровню трудно прогнозируемых факторов риска.

#### **Рекомендации и исходные данные по конкретному использованию результатов.**

Полученные результаты могут быть использованы в различных транспортных трубопроводных системах при перекачке жидкостей.

Методика экспертной оценки и ранжирования участков магистрального нефтепровода по уровню трудно прогнозируемых факторов риска была использована при ранжировании участков магистрального нефтепровода КТК.

#### **Оценка экономической эффективности технологии.**

Методика на основе риск-анализа позволяет прогнозировать возможные проявления кризисных ситуации природного и техногенного происхождения. Таким образом, разработанные в работе методика качественной и количественной оценки факторов риска и их уровней, система сглаживания волн давления, позволяют предотвращать возникновение и развитие кризисных ситуаций, повышая, уровень промышленной и экологической безопасности эксплуатации магистрального нефтепровода. Это предопределяет экономию колоссальных материальных затрат на ликвидацию возможных техногенных катастроф и решение, связанных с ними экологических последствий.

#### **Оценка научного уровня выполненной работы в сравнении с лучшими достижениями в данной области.**

Сложность поставленных задач и разработка инновационных методов и средств предопределили междисциплинарный подход для их решения с использованием методов молекулярной физики и физической химии с расширением компетенций соискателя. Это вместе со значимостью полученных результатов позволяют сделать вывод о том, что диссертационная работа соответствует современному научно-техническому уровню что подтверждается публикациями в соответствующих трудах автора и обсуждением результатов на международных конференциях различного уровня, получение патента РК.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Васильев Г.Г. и др. Трубопроводный транспорт нефти: учебник для вузов / – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 407 с.
2. Вайншток С.М. и др. Трубопроводный транспорт нефти: учебник для вузов / – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. – 621 с.
3. Курочкин В.В. и др. Эксплуатационная долговечность нефтепроводов: учебник для вузов / - М.: Недра, 2001. – 231 с.
4. Тугунов П.И., Нечваль М.В., Новоселов В.Ф., Ахатов Ш.Н. Эксплуатация магистральных трубопроводов. Уфа: Башкирское книжное издательство, 1975, - 160 с.
5. Смайлов С.А., Кувшинов К.А. Механика жидкости и газа: учебное пособие / – Томск, 2012. – 121 с.
6. Ахатов И.Ш. Разработки академической науки для решения некоторых проблем трубопроводного транспорта //Трубопроводный транспорт нефти, 2001, №3. – с.14 - 17
7. Щербаков С.Г. Проблемы трубопроводного транспорта нефти и газа. М.: Наука, 1982. – 207 с.
8. Гусейнзаде М.А., Другина Л.И., Петрова О.Н., Степанова М.Ф. Гидродинамические процессы в сложных трубопроводных системах. М.: Недра, 1991. – 164 с.
9. Перун И.В. Магистральные трубопроводы в горных условиях. - М.: Недра, 1987. – 175 с.
10. Мирзаджанзаде А.Х., Галлямов А.К., Марон В.И., Юфин В.А. Гидродинамика трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. - М.: Недра, 1984. – 287 с.
11. Губин В.Е., Губин В.В. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. - М.: Недра, 1982. – 296 с.
12. Кутуков С.Е. Гидродинамические условия существования газовых скоплений в трубопроводах //Нефтяное хозяйство, №9, 2002. – с. 91–94.
13. Кутуков С.Е., Бахтизин Р.Н. Генетический алгоритм диагностики ослаблений технологических режимов нефтепродуктопроводов //Известия вузов. Нефть и газ, 2003, №5, - с. 55-62.
14. Кутуков С.Е., Бахтизин Р.Н., Шаммазов А.М. Оценка влияние газового скопления на характеристику трубопровода //Нефтегазовое дело, 2003. - 11 с. [http://www.ogbus.ru/authors/Kutukov/Kutukov\\_7.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/Kutukov/Kutukov_7.pdf)
15. Кутуков С.Е. Проблема построения технологической модели нефтепровода. Водные скопления //Нефтегазовое дело, 2004. – 11 с. [http://www.ogbus.ru/authors/Kutukov/Kutukov\\_9.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/Kutukov/Kutukov_9.pdf)
16. Кутуков С.Е., Бахтизин Р.Н. Гидродинамические условия существования газовых скоплений в трубопроводах // Нефтегазовое дело, 2003. – 12 с. [http://www.ogbus.ru/authors/Kutukov/Kutukov\\_5.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/Kutukov/Kutukov_5.pdf)
17. Кутуков С.Е. Особенности гидроудара в трубопроводе с газовыми скоплениями //Нефтяное хозяйство, №2, 2003. – с.80-81.

18. Обзор нефтегазовых трубопроводов Казахстана. [Электронный ресурс]. Адрес доступа: KAZAKHSTAN №3/4, 2001. <http://www.investkz.com/journals/28/387.html>
19. Транспортировка и хранение нефти, газа и нефтепродуктов / У.С. Карабалин, Ф.А. Мамонов, К.М. Кабылдин и др. - Алматы: «TST-Company», 2005. - 509 с.
20. Обеспечение надежности и продление службы магистральных нефтепроводов на основе внутритрубной диагностики (по материалам конгресса СИТОГИС-98)/Трубопроводный транспорт нефти. - 1998. - № 7. – С. 17-22.
21. Жуковский Н.Е. О гидравлическом ударе в водопроводных трубах. - М. Д.: Гостехтеоретлитиздат, 1949. - 104 с.
22. Allievi L. Teoría of Water Hammer, Ricardo Garoni. Rome, 1925.
23. Allievi L. Air Chambers for Discharge Pipes. Transaction ASME. Vol. 59, Paper HYD-59-7, November, 1937, pp. 651-659.
24. Явление гидравлического удара. – <http://khd2.narod.ru/hydrodyn/ramblow.htm> – 28 с.
25. Коршак А.А. Нечваль А.М. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: учебник – Ростов н/Д: Феникс, 2016. -540 с.
26. Транснефть: как устроены нефтепроводы / Российская газета <https://rg.ru> › 2015/06/22/ › нефть
27. Иванов В. И др. Справочник мастера строительного-монтажных работ, 2017г. <https://books.google.kz> ›books
28. Коршак А.А., Махмотов Е.С. и др. Магистральные трубопроводы : учебник - Уфа: 2008. – 448 с.
29. Имансакипова Н.Б., Иргибаяев Т.И. Анализ факторов, влияющих на гидравлические нагрузки нефтепроводов. Вестник КазНИТУ, Алматы, 2018, №2 (126) - С. 242-247, ISSN 1680-9211
30. Лурье М.В., Полянская Л.В. Об опасном источнике волн гидравлического удара в рельефных нефте- и нефтепродуктопроводах. Транспорт и подготовка нефти. – Нефтяное хозяйство, 2000 – с. 66-68.
31. Лурье М.В., Теоретические основы трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа: Учебник - М.: ООО «Издательский дом Недра», 2017.- 477 с.
32. Кутуков С.Е. Особенности гидроудара в трубопроводе с газовыми скоплениями // Нефтяное хозяйство. -2003. - №2. –с. 80-81.
33. Чарный И.А. О колебаниях давления при переменном движении жидкости в трубах. Труды МНИ им. И.М. Губкина, вып. I, 1939.
34. Чарный И.А. О гидравлическом ударе вязкой жидкости в трубопроводе. Труды МНИ им. И.М. Губкина, вып. 2, 1940.
35. Чарный И.А. Неустановившееся движение реальной жидкости в трубопроводах. М., «Недра», 1975, 297 с.

36. Николаев Д.А. Системы 3D моделирования в рамках мониторинга и оценки состояния линейной части магистральных трубопроводов.// Ашировские чтения: Международная научно-практическая конференция, Самара, 23-24 окт., 2002: Тезисы докладов. – Самара, 2002.-С.70
37. Математические модели сложных неоднородных распределенных систем перекачки жидкости // Прокопов А.А., Тигист Т.Т.; С.-Петербург. гос. электротехн. Ун-т ЛЭТИ. – СПб, 2003. -13с.
38. Зезин В.Г. Механика жидкости и газа: учебное пособие / В.Г. Зезин. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2016. – 250 с.
39. Шаммазов А.М., Козачук Б.А., Дмитриева М.В. и др. Программные средства моделирования и расчета основных технологических параметров работы нефтепроводных систем // Нефтегазовое дело, т.1,2003. – с.37-43
40. Дудин С.М., Земенков Ю.Д. Математическое информационное обеспечение мониторинга гидродинамических характеристик углеводородных сред в трубопроводах / Нефтегазовое дело, 2007 – 14 с.
41. Трубопроводный транспорт нефти в сложных условиях эксплуатации // Черняев В.Д., Галлямов А.К., Юкин А.Ф., Бондаренко П.М. М: Недра, 1990.- 232с.
42. Чарный И.А. Неустановившееся движение реальной жидкости в трубопроводах. М., «Недра», 1975, 297 с.
43. Гусейнзаде М.А., Другина Л.И., Петрова О.Н., Степанова М.Ф. Гидродинамические процессы в сложных трубопроводных системах. М.: Недра, 1991. – 164 с. Мирзаджанзаде А.Х., Галлямов А.К., Марон В.И., Юфин В.А. Гидродинамика трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. - М.: Недра, 1984. – 287 с.
44. Диагностика повреждений и утечек при трубопроводном транспорте многофазных углеводородов. Под общей редакцией Земенкова Ю.Д. Тюмень: издательство «Вектор Бук», 2002. - 432с.
45. Вязунов Е.В. Методика расчета перегрузов трубопровода по давлению в переходных процессах // Нефтяное хозяйство, 1973, №9. – с.45-47.
46. Бакаев А.А., Олеряш Г.Б., Иванина Д.О. и др. Математическое моделирование при проектировании магистральных трубопроводов. Киев: Наукова думка, 1990. – 168 с.
47. Пирогов Н.Е., Ретюнин Ю.П. и др. Комплекс программ «Расчет режимов работы нефтепроводов» // Трубопроводный транспорт нефти, 2001, №9. –с.16-18
48. Лурье М.В. Математическое моделирование процессов трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа // Учебное пособие. — Москва: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2012. — 456 с.
49. Численные методы: учеб. пособие / А.В. Зенков.— Екатеринбург: Издво Урал. ун-та, 2016.— 124 с.
- 51.Адоевский А.В. О возможном аварийном отключении перекачивающей станции при запуске и остановке насосного агрегата. - «Нефтяное хозяйство», 2010, №10.

52. Адоевский А.В. Устойчивость к отключению промежуточной ПС при сбросе нефти на линейном участке. Изв. вузов, Нефть и газ, 2009, № 5.
53. Станев В.С., Гумеров А.Г., Рахматуллин Ш.И. Исследование антикавитационной устойчивости гидравлической системы при гидроударе в трубопроводе. - «Нефтяное хозяйство», 2004, № 5.
54. Полянская Л. В. Система из двух воздушных колпаков как средство уменьшения крутизны волны давления в трубопроводе. — Изв. вузов. Нефть и газ, 1969, № 4, с. 90—94.
55. Kruisbrink A.C.H. Modelling of safety and relief valves in water-hammer computer codes. Procs. 3<sup>rd</sup>. Inti. Conf. on Developments in Valves and Actuators for Fluid Control, Bournemouth, Spons. British Hydromechanics Research Association, Cranfield, Beds. 1990.
56. Адоевский А.В., Арбузов Н.С., Левченко Е.Л., Лурье М.В. Защита нефтепроводов от гидроударных явлений системами сглаживания волн давления. — «Нефтяное хозяйство», 2010, №12.
57. Станев В.С., Гумеров А.Г., Гумеров К.М., Рахматуллин Ш.И. Оценка прочности участка магистрального трубопровода с учетом гидроудара. «Нефтяное хозяйство», 2004, № 4. - с. 112 — 114.
58. Кутуков С.Е. Гидродинамические условия существования газовых скоплений в трубопроводах // Нефтяное хозяйство, №9, 2002.-с.91-94.
59. Донец К.Г. Исследование работы нефтепродуктопроводов в период разрывности сплошности потока у перевала. (канд. диссер.)- М.: МИНХиГП.- 1965
60. Маслов Л.С. Удаление воды и воздуха из трубопроводов в пусковой период—Строительство трубопроводов. 1965, №9. —с.12-15.
61. Автоматическое управление давлением жидкости магистрального трубопровода при наличии газоздушных включений. //Автореф. Дисс. Канд. Техн. Наук, 051306. Алматы, 2009.-12 с.
62. Рахматуллин Ш. И., Гумеров А.Г., Ванифатова В.В. К оценке динамического баланса объемов нефти в трубопроводе с самотечными участками //Трубопроводный транспорт нефти. Приложение к журналу, 2001, №3, -с.24-27.
63. Дудин С.М., Земенков Ю.Д. Математическое информационное обеспечение мониторинга гидродинамических характеристик углеводородных сред в трубопроводах // Нефтегазовое дело, 2007 -14 с.
64. Вязунов Е.В. Методика расчета перегрузов трубопровода по давлению в переходных процессах// Нефтяное хозяйство, 1973, №9, -с.45-47.
65. Лурье М.В. Математическое моделирование процессов трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа: Учебное пособие. - М.: Изд. Центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. – 456 с.
66. Самигуллин Г.Х., Имансакипова Н.Б. Моделирование волн давления при возникновении гидроудара в нефтепроводе. Международная

конференция «Высокие технологии и инновации в науке», Сентябрь 2018, Санкт-Петербург, С.77-82, ISBN 978-5-6041437-4-2

67. Ледовский Г.Н., Самоленков С.В., Кабанов О.В. Эффективность систем защиты оборудования нефтеперекачивающих станций при повышенных волнах давления / Записки Горного института, 2013, с.99-102.

68. Ледовский Г.Н. Обоснование способа защиты основного оборудования нефтеперекачивающих станций от волн давления. // Автореф. дисс. канд. техн. наук, 25.00.19, Санкт-Петербург, 2019. –24 с.

69. Технологический регламент безопасной эксплуатации нефтепроводной системы КТК, Разработка АНО, Москва. 2013г.

70. Сябина Н.В. Рутгайзер О.З. Моделирование системы обнаружения газоздушных скоплений на участке нефтепровода // Энергетика, радиотехника, электроника и связь: сб. науч. тр. АИЭС. – Алматы, АИЭС. – 2006. – С.75-77

71. Панахов Г.М., Аббасов Э.М., Гусейнов В.Г., Мусейбли П.Т. Влияние газовыделения на гидравлические характеристики течения жидкости в трубопроводе // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2015. - №2. – С. 19-22

72. Барков Ю.А., Вотников Г.Н., Зверев О.М., Перминов А.В. Краткий курс общей физики: Учебное пособие – Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2015. – 407 с.

73. Кутуков С.Е. Гидродинамические условия существования газовых скоплений в трубопроводах // Нефтяное хозяйство. – 2002. - №9. С. 91-94.

74. Бахтизин Р.Н., Кутуков С.Е. // Генетический алгоритм диагностики осложнений технологических режимов нефтепродуктопроводов // Известия вузов. Нефть и газ. – 2003. - №5. – С. 55-62.

75. N.S. Saidullayeva, N.S. Tagaev, D.T. Pazylova, A.O. Kalikulova Effect of single overload on the development of a fatigue crack // News of the National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan. Series of geology and technical sciences. Вып.1. № 427. - 2018. – P.107-110 (Scopus)

76. Кутуков С.Е., Бахтизин Р.Н., Шаммазов А.М. Оценка влияния газового скопления на характеристику трубопровода // Нефтегазовое дело. 2003. - №1. – С. 11.

77. Галлямов А.К., Байков И.Р., Гейер Б.В. К вопросу удаления скоплений воды из пониженных участков трубопроводов потоком перекачиваемой среды // Актуальные вопросы технической эксплуатации магистральных нефтепроводов: сб. научн. тр. / ВНИИСПТнефть. Уфа, 1989. С. 44-48.

78. Dammer S.M., Lohse D. Gas enrichment at liquid-wall interfaces // Physical Review Letters. 2006. V. 96. Article 206101.

79. Hsieh S.S., Tsai H.H., Lin C.Y., Chien C.M. Gas flow and in a long microchannel // Int. J. Heat Mass Tran. - 2004.47. - P.3877-3887.

80. Испытание насосной станции. // Методические указания по лабораторным работам. Под редакцией Самигуллина Г.Х., 21.03.01, Санкт – Петербург, 2018.- 32с.

81. K.A. Kabylbekov, A.D. Dasibekov, Kh.K. Abdrakhmanova, P.A. Saidakhmetov, E.B. Issayev, B.A. Urmashiev Calculation and visualization of oscillatingsystems // News of the National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan. Series of geology and technical sciences. Scopus ISSN: 2224-5278. Vol. 5. № 5(431). 2018. P.110-119 (in Eng.) <https://doi.org/10.32014/2018.2518-170X.41>

82. M.E. Isametova, B.N.Absadykov, M.K. Batyrgaliyev, I.I. Borovik Centrifugal pump rotor dynamics study // News of the National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan. Series of geology and technical sciences. Scopus ISSN: 2224-5278. Vol. 5. № 6(431). 2018. P.226-233 (in Eng.) <https://doi.org/10.32014/2018.2518-170X.29>

83. K.A. Kabylbekov, Kh.K. Abdrakhmanova, G.Sh. Omashova, K.M. Lakhanova, Zh.A. Abekova Organization of computer laboratory work “calculation and visualization of small forced oscillations” // News of the National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan. Series of geology and technical sciences. Scopus ISSN: 2224-5278. Vol. 3. № 4(430). 2018. P.145-154 (in Eng.) <https://doi.org/10.32014/2018.2518-170X.41>

84. Imansakipova N.B., Irgibaev T. I. Samigullin G. H. // System of the oil pumping stations’ equipment protection from hydraulic loads. News of the Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan, Series of geology and technical sciences, №3(435) May – June 2019, P.128-135, ISSN 2518-170X (Online), ISSN 2224-5278 (Print)

85. Методические рекомендации по проведению количественного анализа риска аварий на опасных производственных объектах магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Серия 08. Выпуск 24. –М, 2015.- 122с.

86. Международный патент на изобретение №2153071 РФ / Патент №8159-990265.1 РК, автор Сатов М.Ж., патентообладатель – корпорация Казахмыс.

87. Байгурин Ж.Д., Имансакипова Б.Б., Алтаева А.А., Садыков Б.Б. Энергетический критерий зонного районирования поверхности месторождения по степени опасности к обрушениям. МИИГАиК, М. 2018 г.

88. Алтаева А.А., Имансакипова Б.Б., Кожаев Ж.Т., Садыков Б.Б., Спицын А.А. Совершенствование энергетического критерия при зонировании земной поверхности по степени ослабленности. Вестник КазННТУ. 2018 г, № 4.

89. Земцова А.В., Байгурин Ж.Д., Юнусов Р., Спицын А.А., Имансакипова Б.Б. Повышение эффективности контроля параметров деформационных процессов земной поверхности рудных месторождений// «Маркшейдерия и недропользование», №4 (84) 2016

90. Байгурин Ж.Д., Кожаев Ж.Т., Спицын А.А. Зонное районирование поверхности месторождения по степени опасности к обрушениям. Международная научно-техническая интернет конференция Кривой Рог. 2016 г.
91. Байгурин Ж.Д., Кожаев Ж.Т., Имансакипова З.Б., Спицын А.А. Способ зонного районирования поверхности рудного месторождения по степени потенциальной опасности к обрушению // Сборник трудов 2-ой международной научной школы академика К.Н.Трубецкого «Проблемы и перспективы комплексного освоения и сохранения земных недр». М., ИПКОН РАН, 2016.
92. Имансакипова Б.Б., Кожаев Ж.Т., Спицын А.А. Способ выявления ослабленных зон на поверхности месторождения. II международная научно-техническая интернет-конференция «Инновационное развитие горнодобывающей отрасли». Кривой Рог, 2017.
93. Sadykov B.B., Baygurin Zh.D., Imansakipova B.B., Kozhaev Zh.T. Development of methods for optimizing geodesic monitoring based on zoning. Resource and resource-saving technologies in mineral mining and processing. Multi-authored monograph. – Kryvyi Rih National University, Ukraine, 2018.
94. Спицын А.А., Имансакипова Н.Б., Чернов А.В., Кидирбаев Б.И. Развитие научно-методической базы выявления ослабленных зон на земной поверхности рудных месторождений // Горный журнал России, Москва, 2019, № 9 (2266), С. 63-66, ISSN 0017-2278 (Scopus)
95. Методические рекомендации по оценке ущерба от аварий на опасных производственных объектах. РД 03-496-02, 2-ое издание, 2006г.
96. Самигуллин Г.Х., Савельев Д.В., Имансакипова Н.Б. Оценка эксплуатационных рисков магистральных нефтепроводов. // Международная научная конференция «Наука, исследования, практика», Апрель 2019, Санкт-Петербург, С.123-126, ISBN 978-5-9500836-9-3
97. Имансакипова Н.Б. Экспертный риск-анализ состояния участков магистрального нефтепровода и их ранжирование по степени проблемности. // Горный журнал Казахстана, Алматы, 2019, №10 (174) - С. 37-41, ISSN 2227-4766
98. Патент на изобретение №33566 «Способ разработки полезных ископаемых в ослабленных зонах месторождений» Имансакипова Н.Б., Байгурин Ж.Д., Спицын А.А., Имансакипова Б.Б., Кожаев Ж.Т. КазНУТУ, г.Алматы, 2019г.
99. Кидирбаев Б.И., Какимжанов Е.Х., Имансакипова Н.Б., Косников В.А. Специализированная геоинформационная система управления техногенными рисками при строительстве и эксплуатации наземных и подземных сооружений. Горный журнал Казахстана, №2, 2019 г.
100. Самигуллин Г.Х., Савельев Д.В., Имансакипова Н.Б. Оценка эксплуатационных рисков магистральных нефтепроводов. Сборник избранных статей по материалам научных конференций ГНИИ «Нацразвитие». Санкт-Петербург. Апрель 2019г. С. 123-126 3. Самигуллин Г.Х., Егорова Д.В., Кутуков С.Е., Анализ уровня риска как метод обеспечения безопасной

эксплуатации линейной части магистральных трубопроводов. Издатель: УГНТУ, с. 207 - 211.

101. В.В.Кузнецов, А.А. Ляпин, Р.Е. Монахов, С.В. Шавкин Сравнительный анализ статистических данных по аварийности на магистральных трубопроводах в России и в Западной Европе. // Нефть, Газ и Бизнес, 12/2007. С. 49-56.

102. Под ред. А.И. Владимирова, В.Я. Кершенбаума Техническое регулирование и промышленная безопасность. Магистральные трубопроводы // Учебное пособие. Москва 2004. С. 253.

103. Alidoosti, A., Yazdani, M., Fouladgar, M. M., & Basiri, M.H. Risk assessment of critical asset using fuzzy inference system. Risk Management, 14, 2012 –с. 77-91. [http:// dx.doi.org/10.1057/rm.2011.19](http://dx.doi.org/10.1057/rm.2011.19).

104. Гайсина Д.Р., Денисова Я.В. Анализ причин аварийных ситуаций на магистральных трубопроводах.// Вестник технологического университета 2016. Т.19. №14, с. 129-130

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

Параметры, характеризующие участок магистрального нефтепровода КТК  
между НПС «Тенгиз» и «Атырау»

Параметр	Обозначение	Ед. изм.	Значение
Плотность нефти (при нормальных условиях)	$\rho_{293}$	кг/м <sup>3</sup>	800
Коэффициент объемного расширения нефти	$\beta_p$	1/К	0,000818
Коэффициент кинематической вязкости (293 К)	$\nu_{293}$	сСт	2
Пропускная способность	$G_T$	млн. т/год	20,5
Расчетная длина трубопровода	$L_p$	км	217
Внутренний диаметр трубопровода	$D$	м	0,99
Разность нивелирных отметок конца и начала трубопровода	$\Delta z$	м	15,8
Расчетное число рабочих дней в году	$N_p$	сут.	351
Коэффициент неравномерности перекачки	$k_{НП}$	—	1,05
Эквивалентная абсолютная шероховатость стенки трубы	$k_{\Delta}$	мм	0,15
Фактическое давление на входе НПС «Тенгиз»	$P_T$	кгс/см <sup>2</sup>	5,0
Фактическое давление на входе НПС «Атырау»	$P_A$	кгс/см <sup>2</sup>	5,5

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Таблица – Численные значения результатов моделирования

Время, с	В конце трубопровода		На насосной станции		Давление в точке от начала трубопровода, 10 <sup>5</sup> Па			
	Давление, 10 <sup>5</sup> Па	Расход, м <sup>3</sup> /с	Давление, 10 <sup>5</sup> Па	Расход, м <sup>3</sup> /с	500 м	1000 м	1500 м	2000 м
0	57,5947	2,44055	58,9518	2,44055	58,9518	58,6125	58,2732	57,934
0,5	57,5947	2,44057	58,9518	2,44057	58,9518	58,6125	58,2732	57,934
1	57,5947	2,44058	58,9423	2,43972	58,9423	58,6125	58,2732	57,934
1,5	57,5947	2,4406	58,941	2,43962	58,941	58,6031	58,2732	57,934
2	57,5947	2,44061	58,9406	2,43962	58,9406	58,6018	58,2639	57,934
2,5	57,5947	2,44062	58,9405	2,43963	58,9405	58,6015	58,2627	57,9247
3	57,5856	2,43981	58,9403	2,43964	58,9403	58,6013	58,2623	57,9235
3,5	57,5844	2,43972	58,9402	2,43964	58,9402	58,6011	58,2622	57,9232
4	57,5843	2,43969	58,94	2,43966	58,94	58,601	58,262	57,923
4,5	57,5842	2,43969	58,9398	2,43966	58,9398	58,6008	58,2619	57,9231
5	57,6186	2,43658	58,9396	2,43968	58,9396	58,6007	58,2619	57,9231
5,5	84,2985	0,0154546	58,9395	2,43968	58,9395	58,6008	58,2619	57,9571
6	84,2991	0,0145029	58,9396	2,43967	58,9396	58,6007	58,2955	84,4679
6,5	84,6316	0,0148902	58,9396	2,43967	58,9396	58,634	84,6376	84,4738
7	84,6303	0,0147418	58,9725	2,4367	58,9725	84,8075	84,6454	84,8064
7,5	84,962	0,015184	84,9778	0,0770206	84,9778	84,8164	84,9777	84,806
8	84,9647	0,0148656	84,9924	0,0766717	84,9924	85,1484	84,9778	85,1377
8,5	85,3017	0,0148196	81,0502	-0,312739	81,0502	85,154	85,3092	85,1406
9	85,3011	0,0148373	77,2603	-0,657896	77,2603	81,2164	85,3176	85,4773
9,5	85,6321	0,0152482	77,4718	-0,667366	77,4718	77,4404	81,391	85,4822
10	85,6417	0,0153251	77,4684	-0,666206	77,4684	77,6571	77,6228	81,5562
10,5	81,7254	-0,371065	77,5824	-0,685355	77,5824	77,65	77,8333	77,8042
11	77,9876	-0,712589	77,5725	-0,684118	77,5725	77,7582	77,8306	78,0137
11,5	73,9888	-0,338224	77,6798	-0,702538	77,6798	77,7527	77,9382	78,0132
12	70,2593	0,00254981	77,676	-0,701555	77,676	77,8593	77,9349	73,9247
12,5	70,2311	-0,00527615	77,786	-0,719326	77,786	77,8578	73,8573	70,1982
13	70,2262	-0,00559083	77,7825	-0,718739	77,7825	73,7955	70,1385	70,1698
13,5	70,1129	-0,00568036	73,7338	-0,357103	73,7338	70,0806	70,1141	70,1665
14	70,1059	-0,00550992	70,0245	-0,0188869	70,0245	70,0586	70,1087	70,0572
14,5	69,9951	-0,00508052	71,8503	0,0842992	71,8503	70,0525	70,0018	70,0481
15	69,9878	-0,0052781	73,9769	0,317028	73,9769	71,474	69,992	69,9396
15,5	69,8841	-0,00506444	75,4209	0,427548	75,4209	73,8053	71,168	69,9317
16	69,8739	-0,00512462	75,486	0,465537	75,486	75,2523	73,6435	70,9333
16,5	70,7953	0,0789293	75,4581	0,452115	75,4581	75,4056	75,0561	73,4907
17	73,3481	0,308148	75,4918	0,476569	75,4918	75,2976	75,3252	74,9248
17,5	75,7303	0,364003	75,4163	0,474432	75,4163	75,4171	75,2013	75,2479
18	78,5934	0,169359	75,4846	0,486342	75,4846	75,3202	75,3459	76,0575
18,5	80,0187	0,0296342	75,4593	0,492681	75,4593	75,4135	76,1752	78,7032
19	80,5406	0,0103819	75,4795	0,495587	75,4795	76,3125	78,7657	80,1325
19,5	80,4564	0,00948835	76,3943	0,419242	76,3943	78,8265	80,2639	80,6013
20	80,6945	0,0068309	78,884	0,193035	78,884	80,3401	80,6592	80,5892
20,5	80,6911	0,0109858	79,5916	-0,0104251	79,5916	80,7137	80,6656	80,7534
21	80,8272	0,00508037	77,5277	-0,265116	77,5277	79,9176	80,8078	80,7721
21,5	80,8914	0,00692738	76,3587	-0,36472	76,3587	77,6256	80,0252	80,8817
22	80,9363	0,00473334	76,3016	-0,393617	76,3016	76,4713	77,7035	80,1468
22,5	80,2215	-0,0678397	76,2988	-0,38878	76,2988	76,3822	76,598	77,7623
23	77,8173	-0,289252	76,3193	-0,404524	76,3193	76,4257	76,4437	76,6781
23,5	75,9532	-0,323769	76,3536	-0,404757	76,3536	76,3808	76,506	76,5015
24	73,3534	-0,120312	76,3283	-0,412639	76,3283	76,4339	76,4386	75,7831
24,5	72,2648	-0,0166752	76,355	-0,416984	76,355	76,3861	75,7122	73,2957
25	71,9867	-0,00573684	76,3457	-0,419233	76,3457	75,6345	73,2484	72,1991
25,5	72,0161	-0,00594097	75,5847	-0,353593	75,5847	73,2133	72,1268	71,9407
26	71,8878	-0,00509023	73,1802	-0,135171	73,1802	72,0824	71,9069	71,9439
26,5	71,8788	-0,00659452	72,5192	0,00658648	72,5192	71,8752	71,8996	71,854
27	71,7984	-0,00306753	74,3091	0,185137	74,3091	72,3362	71,8221	71,8345

27,5	71,7623	-0,00404585	75,3881	0,289425	75,3881	74,1389	72,2465	71,7666
28	71,7332	-0,00289694	75,5493	0,312055	75,5493	75,2784	73,9968	72,1483
28,5	72,0731	0,026803	75,5775	0,317842	75,5775	75,4711	75,1672	73,8893
29	73,791	0,179784	75,5746	0,325941	75,5746	75,5047	75,4198	75,0793
29,5	75,3197	0,262347	75,5737	0,329072	75,5737	75,5298	75,4543	75,3717
30	77,3141	0,140949	75,5988	0,334693	75,5988	75,5241	75,4885	75,7415
30,5	78,587	0,0388073	75,593	0,338241	75,593	75,5575	75,8119	77,4464
31	78,9746	0,0123757	75,6003	0,34069	75,6003	75,8805	77,5141	78,6587
31,5	79,0791	0,00635105	75,9272	0,314609	75,9272	77,5553	78,7245	79,0414
32	79,1724	0,00599964	77,5929	0,164148	77,5929	78,7685	79,0808	79,1448
32,5	79,2132	0,00565454	78,4958	0,0294794	78,4958	79,1163	79,1883	79,2125
33	79,2776	0,00350633	77,2107	-0,149188	77,2107	78,9158	79,2476	79,2574
33,5	79,3187	0,00386265	76,2561	-0,251535	76,2561	77,3435	78,9855	79,3127
34	79,3505	0,00308479	76,0729	-0,276766	76,0729	76,3285	77,4104	79,0475
34,5	79,0896	-0,0247489	76,0357	-0,283842	76,0357	76,1416	76,3932	77,4499
35	77,4848	-0,173311	76,0451	-0,290672	76,0451	76,1008	76,183	76,4381
36	74,3395	-0,116217	76,0358	-0,297829	76,0358	76,0926	76,1235	75,888
36,5	73,255	-0,027755	76,0445	-0,300697	76,0445	76,0728	75,8347	74,2456
37	72,9827	-0,00915857	76,0418	-0,302712	76,0418	75,7869	74,197	73,205
37,5	72,9034	-0,00474055	75,7536	-0,278908	75,7536	74,1684	73,1605	72,9356
38	72,8376	-0,00450632	74,1428	-0,133157	74,1428	73,1306	72,9083	72,859
38,5	72,8072	-0,00404958	73,3125	-0,0224091	73,3125	72,8842	72,8292	72,8104
39	72,7611	-0,00248035	74,411	0,0709393	74,411	73,0111	72,7863	72,7774
39,5	72,7331	-0,00271921	75,1134	0,188477	75,1134	74,0371	72,9588	72,737
40	72,7099	-0,00219577	75,3481	0,209334	75,3481	75,02	73,9131	72,908
40,5	72,8695	0,0134136	75,6035	0,242186	75,6035	75,2673	74,9378	73,832
41	73,7636	0,0910196	75,5879	0,243398	75,5879	75,5544	75,2208	74,8711
41,5	74,9803	0,17179	75,6143	0,250757	75,6143	75,5489	75,5194	75,1808
42	76,1519	0,125617	75,6231	0,252552	75,6231	75,5814	75,5168	75,667
42,5	77,5251	0,0617593	75,6277	0,256949	75,6277	75,5919	75,7312	76,5065
43	77,8666	0,0315708	75,6294	0,257789	75,6294	75,7773	76,5823	77,5977
43,5	78,261	0,00726554	75,8091	0,245158	75,8091	76,6195	77,6428	77,948
44	78,2903	0,00709967	76,6492	0,169055	76,6492	77,6736	77,984	78,3055
44,5	78,3839	0,00388799	77,5288	0,0609369	77,5288	78,0122	78,3353	78,3276
45	78,4048	0,00327714	77,0416	-0,0443424	77,0416	78,1902	78,3554	78,4137
45,5	78,4558	0,00261842	76,3969	-0,163157	76,3969	77,3852	78,2691	78,4328
46	78,4682	0,00246492	76,1399	-0,189233	76,1399	76,477	77,4633	78,3114
46,5	78,3401	-0,0131737	75,939	-0,219056	75,939	76,2192	76,5207	77,4994
47	77,5266	-0,0883887	75,9429	-0,221067	75,9429	75,9834	76,2566	76,5506
47,5	76,409	-0,163287	75,9217	-0,227966	75,9217	75,9806	76,0141	76,2852
48	75,3323	-0,114251	75,9179	-0,229458	75,9179	75,9524	76,0095	75,8734
48,5	74,1039	-0,0500979	75,9173	-0,233159	75,9173	75,9469	75,812	75,0578
49	73,8268	-0,0265446	75,917	-0,233997	75,917	75,777	74,9959	74,0444
49,5	73,5052	-0,00619472	75,7527	-0,221723	75,7527	74,9668	74,0113	73,7664
50	73,4782	-0,00571664	74,9445	-0,148539	74,9445	73,9888	73,7387	73,4724
50,5	73,4049	-0,00299761	74,0962	-0,0505057	74,0962	73,718	73,4504	73,4507
51	73,3881	-0,00250846	74,4957	0,0331664	74,4957	73,5581	73,4301	73,3829
51,5	73,3501	-0,00200867	75,0738	0,128262	75,0738	74,1998	73,4905	73,3675
52	73,3401	-0,00188312	75,4375	0,154762	75,4375	74,9593	74,0488	73,456
52,5	73,4299	0,00846611	75,5843	0,188339	75,5843	75,3185	74,8921	73,9762
53	73,9225	0,0501502	75,5594	0,184755	75,5594	75,5457	75,2659	74,8375
53,5	74,8986	0,119039	75,6305	0,198371	75,6305	75,5171	75,5176	75,226
54	75,7467	0,114782	75,6256	0,197656	75,6256	75,6049	75,488	75,6111
54,5	76,902	0,0630478	75,6415	0,203287	75,6415	75,597	75,7012	76,0303
55	77,271	0,0257761	75,6387	0,203332	75,6387	75,7376	76,14	77,0023
55,5	77,6858	0,00910224	75,7626	0,196093	75,7626	76,1818	77,0387	77,3842
56	77,6667	0,00937037	76,2096	0,155526	76,2096	77,0634	77,4258	77,7224
56,5	77,8209	0,00322958	76,9698	0,0681235	76,9698	77,4528	77,7463	77,7108
57	77,8129	0,00386453	76,9194	-0,0069975	76,9194	77,6524	77,7373	77,8445
57,5	77,8794	0,00208346	76,3912	-0,109368	76,3912	77,2041	77,7508	77,8398
58	77,8818	0,0023853	76,0407	-0,139155	76,0407	76,4903	77,3071	77,786
58,5	77,8088	-0,00852913	75,9005	-0,171971	75,9005	76,1444	76,5261	77,3495
59	77,3756	-0,0485847	75,9037	-0,17022	75,9037	75,937	76,1877	76,5496
59,5	76,4574	-0,114896	75,8563	-0,182157	75,8563	75,9472	75,9611	76,2148
60	75,6977	-0,107085	75,8615	-0,181512	75,8615	75,8805	75,9746	75,8696

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

Таблица – Результаты эксперимента (*Festo*) и моделирования (*Flowmaster*)

<i>Festo</i>		<i>Flowmaster</i>	
Время, с	Давление, 10 <sup>5</sup> Па	Время, с	Давление, 10 <sup>5</sup> Па
4,493	1,37825	4,5	1,38399
4,528	1,38425	4,51	1,38399
4,564	1,36725	4,52	1,38399
4,6	1,38025	4,53	1,38399
4,635	1,38525	4,54	1,38399
4,672	1,37625	4,55	1,38399
4,707	4,61225	4,56	1,38399
4,742	8,15925	4,57	1,38399
4,778	9,07725	4,58	1,38399
4,815	5,34725	4,59	1,38399
4,852	2,22125	4,6	1,38399
4,887	1,19425	4,61	1,38399
4,922	0,87825	4,62	1,38399
4,957	0,78125	4,63	1,38399
4,992	0,78025	4,64	1,38399
5,028	0,86625	4,65	1,38399
5,065	1,04225	4,66	1,38399
5,102	1,51725	4,67	1,38399
5,137	2,56025	4,68	1,38399
5,172	4,28125	4,69	1,38399
5,207	5,42725	4,7	1,38399
5,241	5,13625	4,71	1,38399
5,277	3,53325	4,72	1,56363
5,314	2,23825	4,73	7,11408
5,351	1,61825	4,74	8,07601
5,386	1,39325	4,75	7,62266
5,421	1,19525	4,76	8,7364
5,456	1,43125	4,77	8,46104
5,491	1,67925	4,78	8,9889
5,527	2,24125	4,79	8,4385
5,564	3,14025	4,84	3,3015
5,601	3,81725	4,85	2,07716
5,636	3,94325	4,86	1,56434
5,671	3,49325	4,87	1,30497
5,706	2,74325	4,88	1,150175
5,742	2,15425	4,89	1,048007
5,777	1,87925	4,9	0,97501
5,814	1,78225	4,91	0,920844
5,851	1,86125	4,92	0,879139
5,886	2,06225	4,93	0,845987
5,921	2,44725	4,94	0,819121
5,956	2,84825	4,95	0,797343
5,991	3,23025	4,96	0,779755
6,027	3,29625	4,97	0,765729
6,064	3,00125	4,98	0,754865
6,101	2,63125	4,99	0,747107
6,136	2,30925	5	0,742432
6,171	2,11125	5,01	0,740944
6,206	2,06725	5,02	0,74291
6,241	2,18925	5,03	0,748784

6,277	2,27725	5,04	0,759278
6,314	2,56625	5,05	0,775418
6,351	2,83325	5,06	0,798878
6,386	2,96225	5,07	0,831877
6,421	2,94625	5,08	0,877876
6,456	2,76925	5,09	0,94203
6,491	2,52025	5,1	1,032525
6,527	2,36525	5,11	1,162476
6,563	2,24025	5,12	1,34921
6,6	2,22925	5,13	1,62192
6,635	2,56025	5,14	2,00644
6,673	2,38325	5,15	2,50219
6,708	2,63425	5,16	3,06484
6,743	2,74525	5,17	3,616
6,778	2,80225	5,18	4,09839
6,815	2,77525	5,19	4,49432
6,852	2,61925	5,2	4,81203
6,887	2,49525	5,21	5,05902
6,921	2,40625	5,22	5,23503
6,956	2,32425	5,23	5,32807

## ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Таблица - Зависимость скорости ударной волны в воде от ее температуры при скорости течения жидкости 1,8 м/с

Температура воды в системе, С <sup>0</sup>	5	10	15	20	25	30	35
Скорость ударной волны по результатам эксперимента	1100	1190	1260	1320	1360	1400	1440
Скорость ударной волны по результатам математического модели	1070	1150	1220	1280	1330	1370	1410

Таблица - Зависимость скорости ударной волны в воде от скорости ее течения при температуре 25 С<sup>0</sup>

Скорость течения воды, м/с	1,2	1,4	1,6	1,8	2	2,2
Скорость ударной волны по результатам эксперимента	1354	1352	1351	1350	1349	1348
Скорость ударной волны по результатам математического модели	1337	1335	1333	1331	1330	1327

Таблица - Зависимость амплитуды ударной волны от скорости течения жидкости

Скорость течения воды, м/с	1,2	1,4	1,6	1,8	2	2,2	2,4
Амплитуда ударной волны по результатам эксперимента, 10 <sup>5</sup> Па	6	7	8	9	10	11	12
Амплитуда ударной волны по результатам математического модели	5,4	6,4	7,4	8,4	9,4	10,4	11,4

Таблица - Зависимость амплитуды ударной волны от газонасыщения воды

Газонасыщение, г/кг	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5
Амплитуда ударной волны по результатам эксперимента, 10 <sup>5</sup> Па	9	7,6	6	4,6	3
Амплитуда ударной волны по результатам математического модели, 10 <sup>5</sup> Па	8,6	7	5,6	4,2	2,6

Таблица - Зависимость скорость ударной волны от газонасыщения воды

Газонасыщение, г/кг	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5
Скорость ударной волны по результатам эксперимента, 10 <sup>5</sup> Па	1350	1270	1200	1130	1070
Скорость ударной волны по результатам математического модели, 10 <sup>5</sup> Па	1320	1240	1160	1100	1040