

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ  
«НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ  
И ГАЗОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ – Газпром ВНИИГАЗ»

На правах рукописи



**Шулепин Сергей Александрович**

**ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ОБОСНОВАНИЕ УСТОЙЧИВЫХ  
РЕЖИМОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБВОДНЯЮЩИХСЯ ГАЗОВЫХ  
СКВАЖИН**

25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Диссертация

на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель - кандидат технических наук О.В. Николаев

Москва – 2017

## ОГЛАВЛЕНИЕ

Обозначения .....	4
Введение.....	6
<b>Глава 1. Исследования закономерностей движения восходящих газожидкостных потоков.....</b>	<b>13</b>
1.1 Характерные особенности поздней стадии разработки сеноманских газовых залежей Западной Сибири.....	13
1.2 Закономерности движения однофазных газовых и двухфазных газожидкостных потоков в трубах.....	14
1.3 Основные режимы течения восходящих газожидкостных потоков	19
1.4 Результаты ранее опубликованных экспериментальных исследований восходящих газожидкостных потоков в трубах.....	21
1.5 Анализ существующих моделей восходящих газожидкостных потоков.....	33
Выводы к главе 1.....	42
<b>Глава 2. Постановка задачи экспериментальных исследований восходящих газожидкостных потоков на стенде и установке.....</b>	<b>43</b>
2.1 Характеристики стенда по отработке технологий и эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений для проведения экспериментальных исследований восходящих газожидкостных потоков.....	43
2.2 Рабочие диапазоны параметров подобия в процессе экспериментов и рабочие характеристики, реализуемые на стенде.....	46
2.3 Методики проведения экспериментальных работ по определению объемного водосодержания в восходящем газожидкостном потоке.....	60
2.4 Анализ точности экспериментальных исследований и измерительной системы.....	68

2.5 Установка для проведения экспериментальных исследований восходящих газожидкостных потоков с жидкостями повышенной плотности.....	71
Выводы к главе 2.....	75
<b>Глава 3. Результаты экспериментальных исследований восходящих газожидкостных потоков .....</b>	<b>76</b>
3.1 Экспериментальное определение объемного водосодержания в восходящих газожидкостных потоках, характерных для поздней стадии разработки сеноманских залежей.....	76
3.2 Сравнение диапазонов изученных водонасыщенностей.....	87
3.3 Сравнение существующих моделей восходящих газожидкостных потоков с результатами экспериментальных исследований.....	90
3.4 Вывод эмпирической зависимости объемного водосодержания от приведенного параметра Фруда по результатам экспериментальных исследований на стенде.....	100
3.5 Экспериментальные исследования влияния плотности жидкости на характеристики восходящих газожидкостных потоков.....	105
Выводы к главе 3.....	128
<b>Глава 4. Обоснование эффективных методов расчёта технологических режимов работы обводняющихся газовых скважин.....</b>	<b>130</b>
4.1 Предложения по установлению эффективных технологических режимов эксплуатации обводняющихся газовых скважин.....	130
4.2 Методики расчета параметров работы газовых скважин, работающих в режиме самозадавливания жидкостью.....	136
Выводы к главе 4.....	151
ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕЗУЛЬТАТЫ.....	152
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	154

## ОБОЗНАЧЕНИЯ

В диссертационной работе используются следующие обозначения. Индексы *см*, *ж*, *г* стоящие справа внизу при параметре, относят данный параметр соответственно к смеси, жидкой фазе или газовой фазе. Нижние индексы *пл*, *уст*, *раб* относятся к условиям в пласте, на устье скважины или рабочим. Нижний индекс  $0$  по умолчанию относится к стандартным условиям.

$d$  - диаметр трубы;

$p$  - давление;

$T$  - абсолютная температура;

$V$  - объем;

$g$  - ускорение свободного падения;

$G$  - объемный расход газа при рабочих условиях;

$L$  - длина трубы; линейный масштаб;

$H$  - высота трубы; линейный масштаб;

$Q$  - дебит или расход газа;

$a$ ,  $b$  - коэффициенты фильтрационного сопротивления в уравнении притока газа к забою скважины;

$q_{ж}$  - объемный расход жидкости;

$S$  - площадь поперечного сечения трубы;

$u$  - приведенная к сечению трубы средняя скорость газа;

$v$  - приведенная к сечению трубы средняя скорость жидкости;

$W$  - водогазовый фактор, ВГФ;

$z$  - коэффициент сверхсжимаемости газа;

$Fr^*$  - приведенный параметр Фруда по газу;

$i$  - относительные потери давления на трение;

$\lambda$  - коэффициент гидравлического сопротивления трубы;

$\beta$  - расходное объемное содержание флюида;

$\varphi$  - истинное объемное содержание флюида;

$\rho$  - плотность;

$\mu$  - коэффициент динамической вязкости;

$\sigma$  - коэффициент поверхностного натяжения.

Кроме основных приведенных обозначений в работе используются дополнительные обозначения, которые определяются в работе по мере их использования.

Так как в лабораторной и промышленной измерительной практике традиционно применяются системы единиц измерения физических величин, отличающиеся от международной системы СИ, эти отраслевые системы используются также и в настоящей работе (например, дебит газовых скважин измеряется в *(тыс.м<sup>3</sup>/сут.)*, диаметры труб в *(мм)*, расход жидкости в *(л/час)*, перепад давления на измерительной колонне – в *сантиметрах водного столба (см в. ст.)* и т.д.). Для каждой конкретной физической величины указываются единицы ее измерения, а при использовании результатов экспериментов для промышленных расчетов или составления универсальных безразмерных соотношений осуществляется перевод одних единиц измерения в другие.

## ВВЕДЕНИЕ

### Актуальность темы

В настоящее время ПАО "Газпром" обеспечивает основной объем добычи газа эксплуатацией уникальных и крупных залежей севера Западной Сибири, преимущественно сеноманских, находящихся на поздней стадии разработки, для которой характерны следующие условия эксплуатации:

- пластовое давление  $P_{пл.} < 2,5$  МПа;
- дебиты скважин  $Q < 150$  тыс.м<sup>3</sup>/сут;
- преимущественно большие диаметры насосно-компрессорных труб (114, 168 мм);
- присутствие в продукции смеси конденсационной воды и пластовой воды, при характерном водогазовом факторе (далее ВГФ)  $0,5 \div 20,0$  см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

На поздней стадии разработки сеноманских залежей в условиях снизившихся пластового и забойного давлений, при прогрессивно возрастающем числе обводняющихся скважин возникает задача точного определения объемного водосодержания и прогнозирования режима самозадавливания скважин.

Экспериментальные стендовые исследования по определению водосодержания при движении восходящих двухфазных потоков в диапазонах физических параметров скважин сеномана прежде не проводились, а применение экспериментальных данных для пересчета результатов, полученных в других условиях, не дает достаточной для практики точности расчетов потерь давления и параметров процессов, имеющих место в стволах таких скважин.

Помимо конденсационной воды в продукции скважин может содержаться пластовая вода различной минерализации с плотностью, достигающей до 1200 кг/м<sup>3</sup>, что в большей степени характерно для подземных хранилищ газа (далее ПХГ). Потери давления в лифтовых трубах при движении газожидкостной смеси, содержащей такую пластовую воду, могут

существенно отличаться от потерь, где плотность жидкой фазы близка к 1000 кг/м<sup>3</sup>. При этом вопрос о влиянии плотности жидкой фазы на характеристики газожидкостных потоков оставался малоизученным.

В связи с изложенным, а также с учетом огромных (несколько трлн. куб. м) остаточных запасов газа на уникальных месторождениях Западной Сибири, находящихся на поздней стадии разработки - обоснование устойчивых режимов эксплуатации газовых скважин по результатам стендового моделирования является весьма актуальной научной и практической задачей исследований.

### **Цель работы**

Повышение эффективности эксплуатации обводняющихся газовых скважин путем совершенствования прогнозирования устойчивых режимов на основе экспериментальных исследований восходящих газожидкостных потоков.

### **Основные задачи**

1. Проведение сравнительного анализа существующих моделей восходящих газожидкостных потоков в стволах добывающих скважин с экспериментальными данными, полученными на стенде по отработке технологий и эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений (далее стенде), оценка применимости этих моделей в условиях поздней стадии разработки сеноманских залежей Западной Сибири.

2. Создание и отработка методики экспериментальных исследований для определения объемного водосодержания в восходящем газожидкостном потоке на стенде с использованием программно-аппаратного комплекса.

3. Проведение экспериментальных исследований для определения объемного водосодержания в восходящем газожидкостном потоке на стенде с использованием программно-аппаратного комплекса.

4. По результатам экспериментальных исследований разработка расчетной аналитической модели для определения параметров устойчивых и

неустойчивых режимов работы газовых скважин при пластовых давлениях  $P_{пл.} < 2,5$  МПа и ВГФ  $0,5 \div 20,0$  см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (или  $5 \cdot 10^{-7} \div 2 \cdot 10^{-5}$ ).

5. Проведение экспериментальных исследований на установке для проведения экспериментальных исследований восходящих газожидкостных потоков с жидкостями повышенной плотности (далее установка), с целью определения влияния плотности жидкости на характеристики газожидкостного потока в добывающих скважинах.

### **Методы диссертационного исследования**

1. Анализ и систематизация опубликованных результатов исследований восходящих газожидкостных потоков и особенностей режимов работы обводняющихся газовых скважин.

2. Методы физического и математического моделирования, стендовые исследования с использованием методов теории подобия.

3. Аналитическое обобщение результатов выполненных экспериментов с использованием методов теории движения двухфазных смесей в восходящих потоках и результатов численных решений.

### **Научная новизна**

Разработана экспресс-методика экспериментального определения объемного содержания жидкости в восходящем газожидкостном потоке, основанная на измерении продолжительности заполнения вертикальной трубы газожидкостной смесью.

Получены новые экспериментальные данные об объемном содержании жидкости в вертикальных восходящих газожидкостных потоках в трубах внутреннего диаметра 62 мм и 100 мм (73 мм и 114 мм внешнего) при значениях водогазового фактора в диапазоне  $1,0 \div 500,0$  см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> и давлениях до 2,0 МПа, характерных для условий завершающей стадии разработки газовых месторождений. Выведено эмпирическое соотношение, отражающее зависимость объемного содержания жидкости в восходящем газожидкостном потоке от диаметра трубы, давления, расходов газа и жидкости.

Получены новые экспериментальные данные о зависимости потерь давления в восходящих газожидкостных потоках от плотности жидкой фазы в диапазоне от  $1000 \text{ кг/м}^3$  до  $1220 \text{ кг/м}^3$ , соответствующие плотностям пластовой воды и смеси пластовой и конденсационной вод, характерных для газовых месторождений и ПХГ. Уточнены расчетные модели газожидкостных потоков, разработанные в ООО «Газпром ВНИИГАЗ», в которые введена поправка, учитывающая плотность жидкой фазы указанного диапазона.

### **Основные защищаемые положения**

1. Методика экспериментального определения объемного содержания жидкости в восходящих газожидкостных потоках для прогнозирования процесса самодавливания обводняющихся газовых скважин.
2. Обоснование эмпирической зависимости объемного содержания жидкости от параметров газожидкостных потоков, при рабочих режимах газовых скважин на завершающей стадии разработки месторождений.
3. Методика прогнозирования самодавливания газовых скважин на завершающей стадии разработки месторождений.
4. Экспериментальное обоснование зависимости потерь давления в лифтовых трубах от плотности пластовой воды, содержащейся в продукции скважин.

### **Степень достоверности результатов проведенных исследований**

Достоверность защищаемых положений подтверждается результатами экспериментальных стендовых и промысловых исследований. В качестве инструмента для решения поставленных задач использовались методы теоретического анализа, методы физического моделирования, теории измерений и теории подобия.

Результаты диссертационных исследований представлялись на научно-практических конференциях и публиковались в рецензируемых печатных изданиях.

### **Практическая ценность полученных результатов**

Полученные результаты экспериментов и разработанные на их основе алгоритмы, методики расчетов используются в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» при обосновании параметров технологических режимов и мероприятий по совершенствованию технологий устойчивой эксплуатации газовых скважин с водопроявлениями.

Результаты работы использованы при подготовке нормативных документов:

- Стандарт организации ООО «Газпром добыча Надым» «Выбор режимов работы скважин на месторождении Медвежье на основании экспериментальных исследований газожидкостных потоков» (2010 г.).
- Р Газпром «Расчет технологических параметров двух- и трехфазных потоков в вертикальных и наклонных скважинах газовых и газоконденсатных месторождений, находящихся на поздней стадии разработки» (2016 г.).

При научном обосновании методов прогнозирования работы газовых скважин на завершающей стадии разработки в материалах отчетов:

- «Разработка рекомендаций по режимам работ скважин на месторождении Медвежье на основании исследований газожидкостных потоков на специализированном стенде ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (2009 г.).
- «Экспериментальные и промысловые исследования двухфазных и многофазных потоков для условий вертикальных и наклонных скважин газовых и газоконденсатных месторождений, находящихся на стадии падающей добычи» (2014 г.).
- «Разработка предложений по эффективной эксплуатации промысловых шлейфов на поздней стадии разработки месторождений» (2016 г.).

- «Научно-методические исследования в процессе опытно-промышленной разработки Ковыктинского газоконденсатного месторождения» (2016 г.).

### **Апробация работы**

Основные результаты диссертационной работы докладывались автором или были представлены стендовыми докладами на международных и всероссийских научных конференциях и семинарах, в том числе:

- II Международная научно-практическая конференция «Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии их освоения (WGRR)» (2010);
- III Международная научно-практическая конференция «Подземное хранение газа: надежность и эффективность (USG)» (2011);
- II Международная научно-практическая конференция «Актуальные проблемы и перспективы освоения месторождений углеводородов (HCFD)» (2012);
- V Международная молодежная научно-практическая конференция «Новые технологии в газовой отрасли: опыт и преемственность» (2013);
- III Международная научно-практическая конференция «Актуальные проблемы и перспективы освоения месторождений углеводородов (HCFD)» (2014);
- VI Международная молодежная научно-практическая конференция «Моделирование газовых и нефтегазоконденсатных месторождений» (2014). Решением Конкурсной комиссии присуждено II место в секции «Гидродинамическое моделирование».

### **Публикации**

Основное содержание диссертационной работы изложено в 29 опубликованных работах, в том числе в 12-и ведущих рецензируемых научных изданиях, входящих в «Перечень...» ВАК Минобрнауки РФ, 2-х патентах на изобретение РФ.

## **Структура и объем работы**

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, заключения и списка литературы из 116 наименований. Общий объем работы составляет 163 страницы. Текст работы содержит 71 рисунок и 7 таблиц.

## **Благодарности**

Автор выражает особую благодарность научному руководителю, к.т.н. О.В. Николаеву за выбор направления исследований, ценные советы и предложения в ходе работы. Искренняя признательность и благодарность д.т.н. С.Н. Бузинову, д.г.-м.н. Н.Н. Соловьеву, д.т.н. В.А. Николаеву, д.т.н. Ю.Н. Васильеву, д.х.н. В.А. Истомину, д.т.н. Н.А. Гужову, д.ф.-м.н. М.В. Пятахину, д.т.н. А.А. Михайловскому, д.т.н. В.С. Жукову, д.т.н. А.Г. Потапову, д.т.н. Б.А. Григорьеву, к.т.н. В.М. Пищухину, к.т.н. С.А. Бородину, к.т.н. В.П. Казарян, к.т.н. В.И. Шулятикову, к.г.-м.н. Ю.М. Фриману, к.т.н. А.А. Плоскову, к.т.н. А.Н. Харитонову, к.т.н. Е.К. Бюнау, Ю.Н. Дроздову, А.А. Полякову, С.В. Дробышеву, В.С. Гамзюкову, А.И. Пискунову, А.М. Круглову, И.В. Стоноженко, С.О. Оводову, Н.Н. Бабышеву, С.А. Шевелеву, а также коллективу лаборатории освоения и заканчивания скважин, коллективу ОЭЦ ООО «Газпром ВНИИГАЗ» за оказанную помощь при выполнении работы.

## **Глава 1. Исследования закономерностей движения восходящих газожидкостных потоков**

В настоящей главе рассмотрены особенности газожидкостных потоков, представлен анализ публикаций по экспериментальным исследованиям газожидкостных потоков, приведен анализ существующих моделей вертикальных восходящих газожидкостных потоков.

### **1.1 Характерные особенности поздней стадии разработки сеноманских газовых залежей Западной Сибири**

В [42,75] отмечено, «поздняя, или завершающая, стадия разработки месторождения – период, когда рентабельность добычи углеводородов на данном месторождении для предприятия становится ниже корпоративной нормы, до полного прекращения добычи».

Характерные особенности этого периода разработки месторождений [42]:

- «снижение устьевого давления требует введения новой ступени сжатия на дожимном комплексе;
- снижение дебита скважины может привести к тому, что не будет обеспечен вынос жидкости при непрерывной эксплуатации, а остановка скважины может приводить к самозадавливанию;
- при сокращении числа скважин работа установки низкотемпературной сепарации УКПГ не может быть обеспечена работой одной (единственной) скважины;
- снижение дебита скважины (куста) может привести к образованию жидкостных и/или гидратных пробок в шлейфе (коллекторе УКПГ);
- в условиях пониженного пластового давления работы по интенсификации притока (традиционные) уже проведены, а повторные неэффективны;
- в силу снижения пластового давления технологии капитального ремонта могут не давать эффекта в увеличении дебита скважины;

- при поддержании пластового давления доля закачиваемого агента в добываемой продукции будет приближаться к 100%» [42].

В работе [55] отмечено, «эксплуатация обводняющихся скважин в таких сложных условиях при отсутствии надежных методов расчета технологических параметров работы скважин, приводит к принятию недостаточно обоснованных управленческих решений по эксплуатации скважин, неоправданным потерям в добыче газа из-за накопления воды на забоях, увеличению гидравлических сопротивлений, самозадавливанию и выбытию в бездействие на длительное время, что ведет к дополнительным издержкам на проведение ремонтных работ, связанных с освоением и повторным вводом скважин в эксплуатацию» [55].

На данный момент времени оценивается, что выработка сеноманских залежей на месторождениях довольно высока: Медвежье - 80%, Уренгойское – 83%, Ямбургская площадь – 70%. Несмотря на существующие расхождения по оценке остаточных запасов низконапорного газа (разными методами от 3,37 трлн. куб. м до 5 трлн. куб. м) этот газ необходимо извлечь и подготовить для дальнейшего использования [43,82].

## **1.2 Закономерности движения однофазных газовых и двухфазных газожидкостных потоков в трубах**

В исследованиях закономерностей движения однофазных флюидов используется гипотеза сплошной среды, в соответствии с которой считается, что любой бесконечно малый объем среды состоит из недифференцированного вещества и может характеризоваться такими макропараметрами, как плотность, давление и, в случае движения флюида – скоростью.

Для оценки потерь давления на трение вводится безразмерный параметр  $\lambda$ , который называется «коэффициентом трения трубы» или «коэффициентом гидродинамического сопротивления трубы».

Одним из основополагающих уравнений, описывающее однофазные

потоки является уравнение (1.1), которое называется формулой Дарси-Вейсбаха [2]. Оно было получено эмпирически для горизонтальных потоков воды независимо друг от друга Юлиусом Вейсбахом в 1845 г. и Анри Дарси в 1857 г.

$$\frac{dp}{dL} = \frac{\lambda \rho u^2}{2 d} \quad (1.1)$$

где  $p$  – давление газа; Па,  $L$  – длина участка трубы, м;  $\rho$  – плотность газа, кг/м<sup>3</sup>;  $u$  – приведенная к сечению трубы средняя скорость газа, м/с;  $d$  – внутренний диаметр трубы, м.

Эксперименты англичанина Осборна Рейнольдса, проведенные в 1876-1883 гг., показали, что в трубных потоках могут быть реализованы два режима течения – ламинарный (при сравнительно малых скоростях флюида) и турбулентный (при сравнительно больших скоростях флюида). И было установлено, что граница между ламинарным и турбулентным режимами определяется безразмерным параметром, характеризующим соотношение между инерциальными и вязкостными силами, действующими в потоке, который впоследствии был назван числом Рейнольдса –  $Re$  [76,111].

$$Re = \frac{\rho du}{\mu} \quad (1.2)$$

где  $\mu$  – коэффициент динамической вязкости флюида, Па·с.

Эксперименты с водой показали, что при  $Re < 2300$  поток имеет ламинарный характер (без перемешивания), а при  $Re > 2300$  происходит перемешивание (турбулизация), причем, чем больше скорость флюида, тем интенсивнее перемешивание. На интенсивность перемешивания также влияет шероховатость стенок трубы: чем больше шероховатость, тем более турбулизирован поток, и тем существеннее инерционные потери давления.

Стоит отметить, что при моделировании гидродинамических процессов широкое использование помимо параметра Рейнольдса (1.2) нашли такие параметры подобия, как параметр Фруда -  $Fr$  (1.3), и в

гидродинамике двухфазных потоков большое значение имеет параметр Вебера –  $We$  (1.4).

$$Fr = \frac{u^2}{gd}, \quad (1.3)$$

$$We = \frac{\rho du^2}{\sigma}, \quad (1.4)$$

где  $u$  – характерная скорость потока (например, приведенная к сечению трубы средняя скорость газа, м/с;  $g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;  $d$  – характерный линейный размер потока (например, внутренний диаметр трубы), м;  $\rho$  – характерная плотность потока кг/м<sup>3</sup>  $\sigma$  – поверхностное натяжение на границе раздела фаз, Н/м.

Несомненно, более глубокое экспериментальное изучение влияния однофазных и многофазных потоков на трение в трубах имеют как прикладное, так и теоретическое значение. С технической точки зрения точное экспериментальное исследование потоков газа в трубах сопряжено, во-первых, с необходимостью измерения экстремально малых величин перепадов давления, и, во-вторых, с возможностью создания и поддержания стационарных режимов течения. Эти две проблемы удалось решить в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» на стенде по отработке технологий и эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений, в ходе экспериментов по изучению трубной гидродинамики с замкнутым контуром газового потока.

Выполненные ранее на стенде эксперименты под научным руководством профессора С.Н. Бузинова [4,24] и данные анализа опубликованных работ показали, что для точного моделирования газогидродинамики потоков смеси в вертикальной трубе при условиях, характерных для работы скважин на поздней стадии разработки сеноманских залежей, необходимо ввести дополнительные безразмерные параметры подобия. В качестве таковых были предложены приведенный параметр Фруда -  $Fr^*$  (1.5) и относительные потери давления на трение -  $i$  (1.6) в стволе вертикальной скважины.

$$Fr^* = \frac{\rho_{\Gamma} u^2}{\rho_{\text{ж}} g d}, \quad (1.5)$$

$$i = \frac{\Delta p}{\rho_{\text{ж}} g \Delta H}, \quad (1.6)$$

где в структурах приведенных параметров приняты в качестве плотности потока:  $\rho_{\Gamma}$  – фигурирует плотность газа при рабочих условиях, кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_{\text{ж}}$  – плотность жидкой фазы, кг/м<sup>3</sup>;  $u$  – приведенная к сечению трубы средняя скорость газовой фазы, м/с;  $d$  – внутренний диаметр трубы, м;  $\Delta H$  – высота, длина участка вертикальной трубы, м;  $\Delta p$  – перепад давления на участке вертикальной трубы, Па.

Анализ параметров (1.5), (1.6), обоснование автомодельности приведенного параметра  $Fr^*$  по результатам ранних [4,24] и современных [10,12,20,21,23,58,64] экспериментальных исследований на стенде приведены в диссертационной работе О.В. Николаева [55] и в [12,21,58].

Анализ параметров подобия (1.2-1.5), а также реализуемые диапазоны их применимости, как в процессе самих экспериментов на стенде, так и для интерпретации полученных результатов – приводятся в разделе 2.2.

Графическое отображение результатов экспериментов [4,24] в координатах  $i=i(Fr^*)$  представлено на рисунке 1.1. Координаты  $i$  и  $Fr^*$  введены профессором С.Н. Бузиновым совместно с В.И. Шулятиковым в 1972 г. для описания двухфазных (газожидкостных) потоков; однако, поскольку для однофазного потока (газа) в этих координатах можно записать в виде линейной зависимости в соответствии с уравнением Дарси-Вейсбаха (1.1) как:

$$i = \frac{\lambda}{2} Fr^*, \quad (1.7)$$

то мы используем в дальнейшем эти безразмерные величины  $i$  и  $Fr^*$  также и для описания однофазных потоков.

Такая нормировка позволяет однозначно сравнивать графические зависимости потерь давления для однофазного и двухфазного потоков в

одних и тех же координатах  $i = i(Fr^*)$ .

Как следует из соотношения (1.7), тангенс угла наклона зависимости  $i = i(Fr^*)$  на рисунке 1.1 однофазного потока соответствует половине величины коэффициента гидродинамического сопротивления -  $\lambda$ .

Одновременно на рисунке 1.1 представлена типичная характеристика восходящего газожидкостного подъемника. Такую зависимость также называют «характеристикой лифта».

Характерной особенностью двухфазного потока, в отличие от однофазного, является наличие экстремума (минимума) на зависимости потерь давления от расхода газа. Это иллюстрация двух составляющих потерь давления в восходящем газожидкостном потоке, представляющие как прямую линию, так и кривую, имеющую левую и правую ветвь, относительно точки перегиба – экстремума [58].

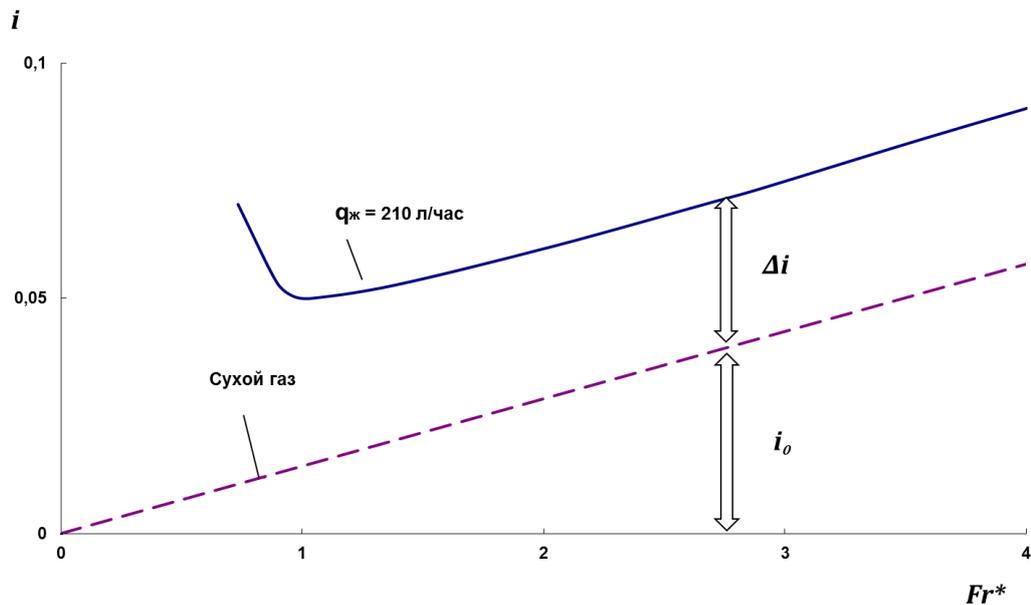


Рисунок 1.1 – Зависимость относительных потерь давления от приведенного параметра Фруда. Иллюстрация двух составляющих потерь давления в восходящем газожидкостном потоке: для течения однофазного газа (пунктирная линия) и для двухфазного газожидкостного потока (сплошная кривая).

Вначале рассмотрим на рисунке 1.1 правую ветвь характеристической кривой лифта. Как следует из анализа

экспериментальных результатов, правые ветви характеристик лифта для разных расходов жидкости (в условиях экспериментов) –  $q_{ж}$  и для труб разного диаметра в координатах  $i=i(Fr^*)$  являются прямыми линиями, параллельными прямым зависимостям для однофазного газа, которые описываются формулой Дарси-Вейсбаха с учетом принятых переменных с точностью до константы ( $\rho_{ж}g$ ). Как показали эксперименты, промежуток между характеристикой лифта и прямой Дарси-Вейсбаха при фиксированном значении приведенного параметра Фруда определяется диаметром трубы и величиной расхода жидкости; и эта величина не зависит от расхода газа [58].

Левая ветвь характеризует газожидкостный поток, при скоростях, где становятся преобладающие весовые составляющие жидкости в потоке над потерями на трение [58].

«Точка перегиба» на рисунке 1.1 - экстремум функциональной зависимости  $i=i(Fr^*)$  (координаты  $Fr^*=1$ ;  $i=0,05$ ) относится к минимуму потерь давления в характеристике газожидкостного потока.

### **1.3 Основные режимы течения восходящих газожидкостных потоков**

Существует значительное разнообразие в истолковании визуальных наблюдений, даваемых в [11,30,46,50,51,68,86-88,95,97,98,101,105,108]. Вот некоторые из названий режимов двухфазного течения с параллельным движением фаз, которые даны различными авторами на основе визуальных наблюдений: пузырьковый (bubble), газодисперсный (gas dispersed), газопоршневой (gas piston), жидкостно-пробковый (liquid slug), кольцевой (annular), жидкостно-дисперсный (liquid dispersed), пенистый (froth), гребнеобразный (slugging), пенообразный (mixed frothy), пленочный (wall film), туманообразный (mist), аэрированный газоэмульсионный (aerated), поршневой (piston), вспененный (churn), волнистый (wave entrainment), каплеобразный (drop entrainment), турбулентный (turbulent), полукольцевой (semi-annular), зыбеобразный (ripple), пробковый (plug), клочкообразно-

кольцевой (клубообразный) (wispy annular), расслоенный (stratified), волновой (wavy), и это еще не все.

Однако в большинстве случаев можно выделить четыре основных режима течения. А остальные рассматривать либо как частные случаи, существующие в определенных интервалах конкретного основного режима течения, либо при дальнейшей детализации и делении основных режимов, в частности, в окрестности перехода от одного режима к другому.

Пузырьковое (bubble) течение. При таком режиме течения газовая фаза в виде отдельных пузырьков распределена в сплошной среде жидкости. Отметим, что, хотя этот режим или его модификации упоминается практически во всех классификациях режимов (поскольку он сравнительно легко реализуется в лабораторных условиях) в практике эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин он практически не встречается даже в условиях работы задавленных жидкостью скважин.

Пробковое или снарядное (plug, gas piston) течение. При таком режиме течения некоторые из газовых пузырей занимают почти все поперечное сечение канала, имеют характерную пулеобразную (снарядообразную) форму и движутся вдоль оси канала. Пузыри газа следуют на некотором расстоянии друг за другом, а пространство между ними заполнено жидкостью, которая может содержать или не содержать более мелкие пузырьки газа, диспергированного в этой жидкости. Отметим, что в практике разработки газовых месторождений такой режим также практически не встречается, хотя в лабораторных опытах он получается достаточно просто.

Вспененное (froth, churn) течение. Если скорость двухфазной смеси, движущейся по каналу в снарядном режиме, возрастает, структура потока становится неустойчивой. В трубах больших внутренних диаметров (62 мм и более) эта неустойчивость приводит к полному распаду снарядного течения с последующим вспениванием и возникновением пульсаций. В трубах малых диаметров (50 мм и менее) переход от снарядного к

кольцевому течению осуществляется более плавно, однако и в этом случае он сопровождается характерной неустойчивостью газовых пузырей. Даже в трубах малого диаметра эта переходная область между снарядным и кольцевым течениями выделяется достаточно четко, однако в трубах больших диаметров промышленного сортамента этот режим является основным при снижении скорости газа вплоть до потери устойчивости газожидкостного потока.

Дисперсно-кольцевое (annular) течение. Такой режим течения характеризуется тем, что на стенках канала имеет место пленка жидкости, контактирующая с движущимся с большой скоростью газовым потоком в центре канала (газовым ядром). Пленка жидкости может содержать или не содержать пузырьки газа, а центральный поток может содержать или не содержать капли или более крупные включения жидкости. Многие авторы делали различия между кольцевым течением и дисперсно-кольцевым течением (т. е. кольцевым течением с включениями жидкости в газовом ядре), однако, поскольку в условиях эксплуатации газовых скважин газовое ядро всегда содержит частицы жидкости, мы не будем отдельно выделять чисто кольцевой режим.

Приведенный выше перечень режимов движения газожидкостных потоков применим к подъемному течению в вертикальном канале трубы.

#### **1.4 Результаты ранее опубликованных экспериментальных исследований восходящих газожидкостных потоков в трубах**

Проанализируем некоторые опубликованные результаты экспериментальных исследований восходящих газожидкостных потоков (далее ГЖП). Из огромного числа трудов, посвященных многофазной гидродинамике, результаты экспериментальных измерений, направленных на изучение двухфазной гидродинамики с точки зрения проблемы эксплуатации газовых скважин, представлены в весьма ограниченном круге работ. Это работы Лутошкина Г.С. [49], Коротаяева Ю.П. [44,45],

Хьюитта Дж. и др. [88], Гриценко А.И. (совместно с Бузинов С.Н., Клапчук О.В., Харченко Ю.А.) [32-34]. Есть и другие работы, оперирующие оригинальными результатами, но экспериментальные данные в них представлены в виде обобщенных комплексных величин или безразмерных комплексов, что существенно усложняет проведение их полного анализа применительно к рассматриваемой в настоящей работе проблеме. Ниже представлены имеющиеся экспериментальные результаты.

Исследования Лутошкина Г.С. [49].

В [49] опубликованы результаты экспериментов Г.С. Лутошкина по исследованию изменения градиента давления в вертикальных ГЖП. Исследования проводились при давлениях, близких к атмосферному, в трубах длиной 13,74 м, внутренним диаметром от 40 до 76 мм, расходах жидкости от 360 до 22500 л/час, расходах газа от 0,5 до 550 м<sup>3</sup>/час. Большие расходы жидкости обусловлены направленностью экспериментов на решение нужд нефтяной отрасли.

Необходимо рассмотреть эти результаты поскольку - они изложены достаточно подробно, что позволяет использовать их при обобщающем анализе; и также потому, что диссертация Г.С. Лутошкина [49] – единственный источник опубликованных результатов экспериментальных исследований ГЖП, в состав которых входят углеводороды, в трубах с диаметрами, соответствующим лифтовым колоннам промышленного сортамента; в дальнейшем эта же установка с некоторыми переделками была использована Ю.П. Коротаевым, эксперименты которого представлены ниже.

Подробное рассмотрение экспериментов [49] с углеводородными жидкостями и анализ влияния плотности, вязкости жидкой фазы на потери давления в газожидкостном потоке будет приведен в разделе 3.5.

Схема экспериментальной установки представлена на рисунке 1.2.

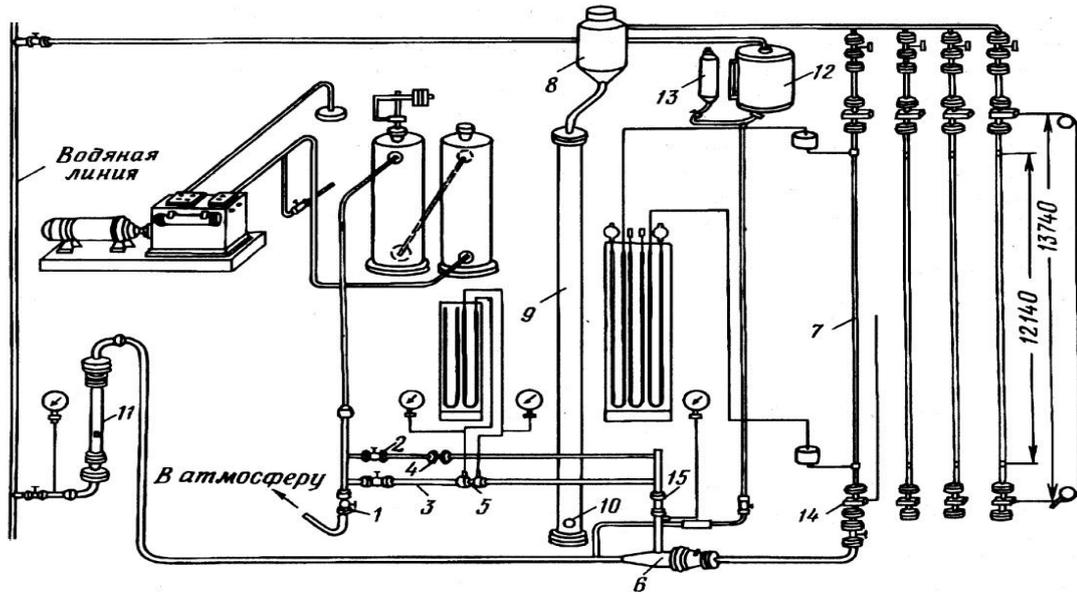


Рисунок 1.2 - Схема экспериментальной установки Г.С. Лутошкина (1956 г., ВНИИнефть) [49]. Условные обозначения: 1 – отводный вентиль; 2, 3 – замерный участок; 4, 5 – диафрагмы; 6 – смеситель; 7 – вертикальные трубы внутренним диаметром 38, 50, 62 и 76 мм; 8 – сепаратор; 9 – стояк; 10 – выход жидкости; 11 – ротаметр; 12 – мерный блок; 14 – отсекающий; 15 – регулировочный вентиль.

Основные результаты измерений представлены на рисунках 1.3-1.6, с описанием условий проведения опытов и диапазонов охваченных физических параметров.

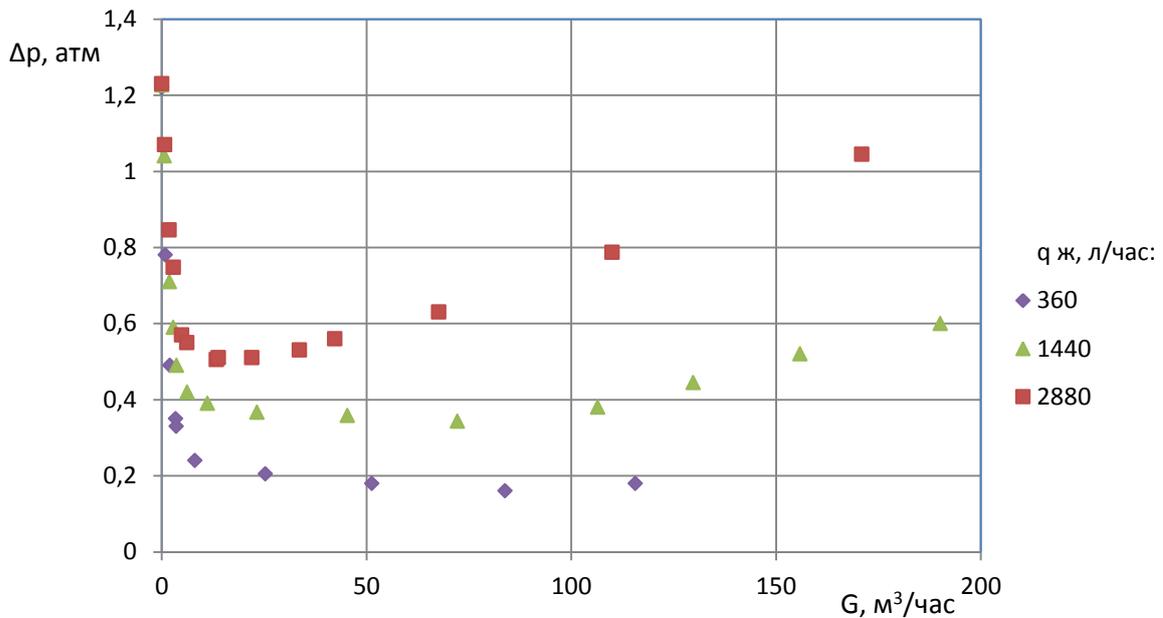


Рисунок 1.3 - Эксперименты Лутошкина Г.С. на трубе диаметром 38 мм при разных расходах жидкости. Жидкость – вода, газ – воздух.

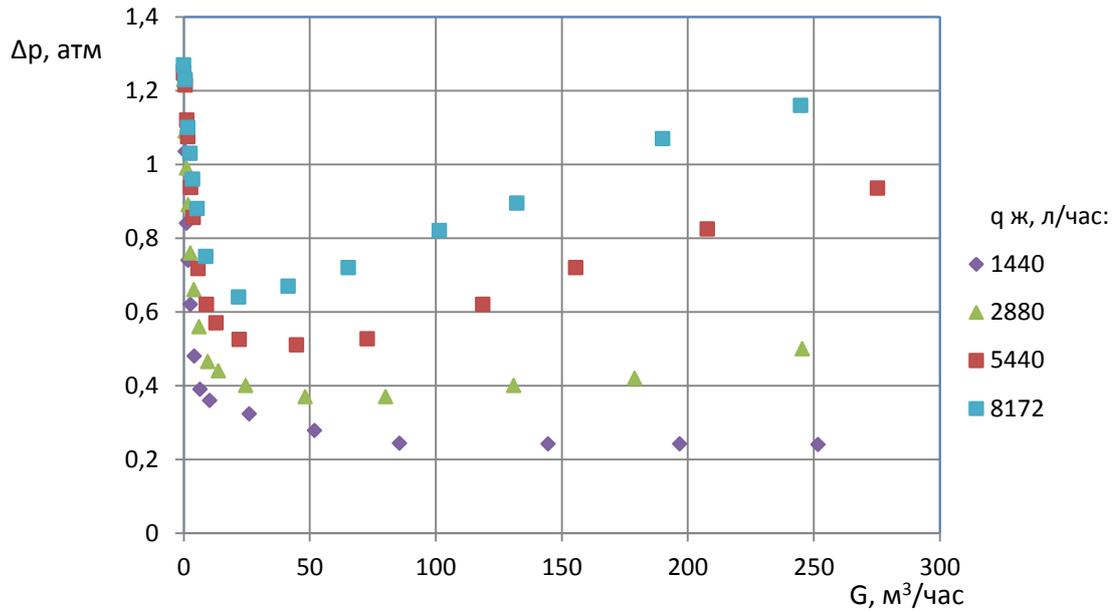


Рисунок 1.4 - Эксперименты Лутошкина Г.С. на трубе диаметром 50 мм при разных расходах жидкости. Жидкость – вода, газ – воздух.

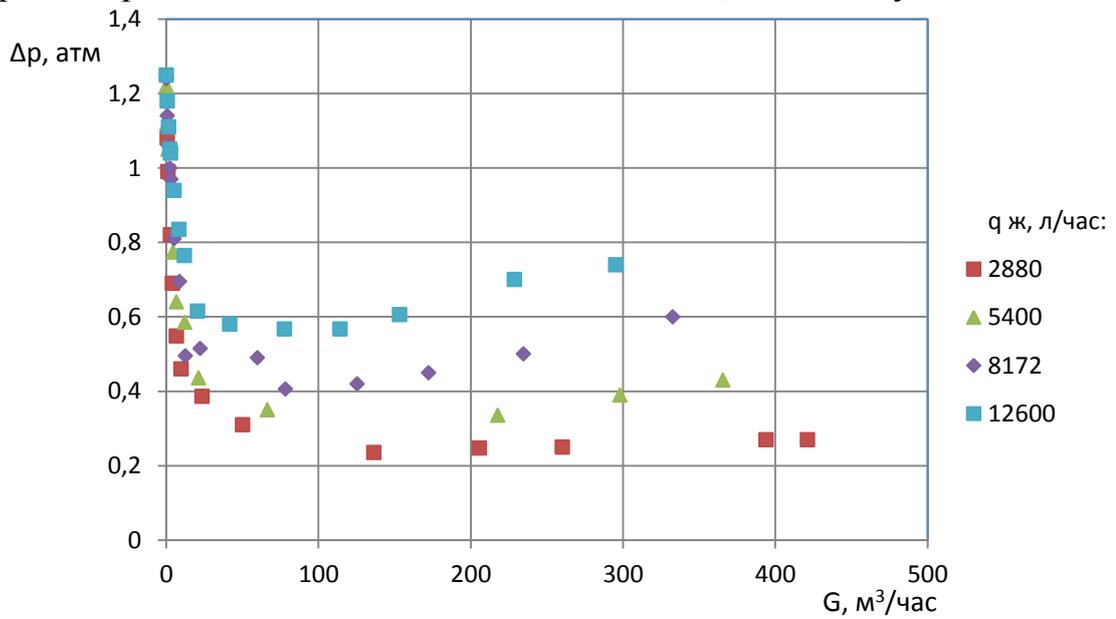


Рисунок 1.5 - Эксперименты Лутошкина Г.С. на трубе диаметром 62 мм при разных расходах жидкости. Жидкость – вода, газ – воздух.

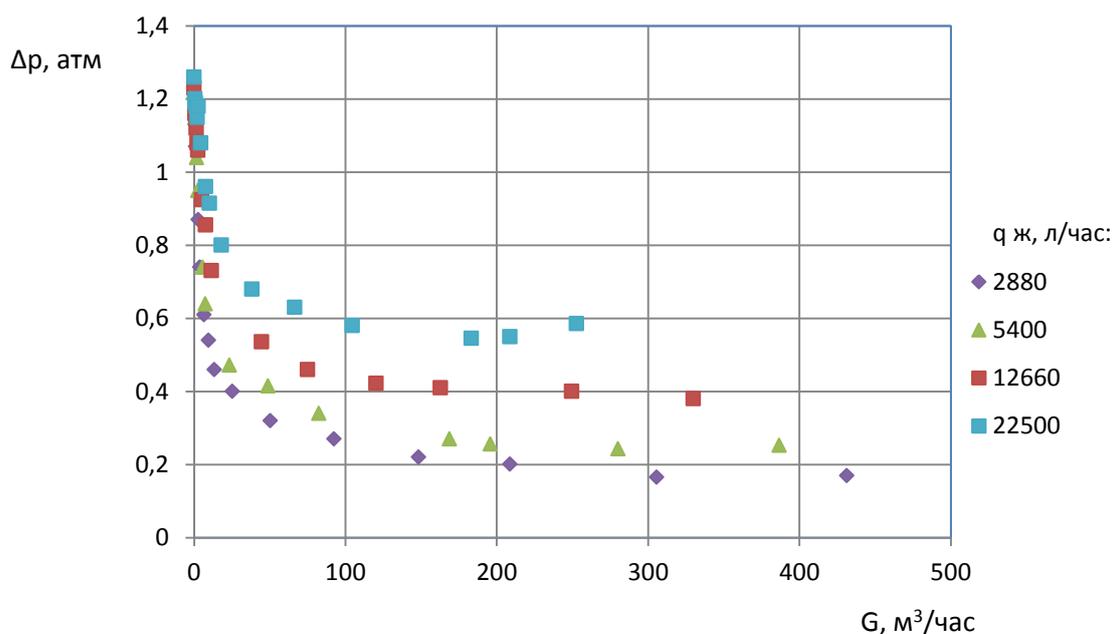


Рисунок 1.6 - Эксперименты Лутошкина Г.С. на трубе диаметром 76 мм при разных расходах жидкости. Жидкость – вода, газ – воздух.

Представленные на рисунках 1.3-1.6 данные позволяют анализировать влияние диаметра трубы и свойств жидкости на потери давления в газожидкостном потоке. Однако, поскольку опыты проводились при атмосферном давлении, из них невозможно выявить влияние величины давления. Кроме того, опыты проводились при больших значениях расхода жидкости.

Необходимо отметить, что данные Лутошкина Г.С. имеют безусловную ценность как для анализа влияния диаметра трубы и свойств жидкой фазы на гидродинамику газожидкостных систем, так и для общего понимания закономерностей двухфазной гидродинамики. Однако в связи с перечисленными ограничениями этих данных не достаточно для решения вопросов эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки.

Стоит отдельно отметить, что в работе в одной из первых приводятся опыты по отсечению жидкости, однако из-за описанных выше условий проведения экспериментов эти данные имеют мало практической ценности для изучения газожидкостных потоков с низкими водогазовыми факторами.

Исследования Коротаева Ю.П.[44,45].

В [44,45] опубликованы результаты экспериментов Ю.П. Коротаева по исследованию градиента давления в вертикальных ГЖП. Исследования проводились на установке, которая описана в предыдущем разделе, однако расходы жидкости были существенно меньше, чем у Г.С. Лутошкина [49] , поскольку Ю.П. Коротаев ориентировался на проблемы обводняющихся газовых скважин.

Исследования проводились при давлениях, близких к атмосферному, в трубах длиной 13,74 м, внутренним диаметром от 38 до 73 мм, расходах жидкости от 180 до 780 л/час, расходах газа от 50 до 550 м<sup>3</sup>/час.

Первые опыты, проведенные с чистым воздухом, позволили в дальнейшем сравнивать влияние наличия жидкости на сопротивление. При каждом опыте давления и температуры записывались через определенные промежутки времени. После того, как три последних показания имели неизменный результат, что свидетельствовало о наступлении установившегося движения, переходили к следующему опыту. Опыты проводились, как правило, начиная с наименьших расходов воздуха и заканчивая наибольшими. Исключением являлись опыты, проводившиеся с максимальным столбом жидкости, остающегося в трубах при ее нулевой подаче. В этих опытах не могло наблюдаться совпадения результатов в прямом и обратном порядке, и они в основном проводились при последовательном возрастании расхода воздуха. Кроме того, при нулевой подаче жидкости была проведена серия опытов при уменьшении расхода воздуха, что соответствует работе скважины с постоянным столбом жидкости па забое.

Проводилось два варианта исследований:

- 1) опыты с изменяющимся расходом воздуха при постоянном расходе жидкости;
- 2) опыты со столбом жидкости в трубах при нулевой подаче жидкости с последовательным увеличением расхода воздуха. В при-

водимых графиках эти опыты условно отмечены символом  $q_{жс} = \min$ . Движение чистого воздуха в сухих трубах отмечено символом  $q_{жс} = 0$ . На рисунке 1.7 представлены результаты, проведенных экспериментов.

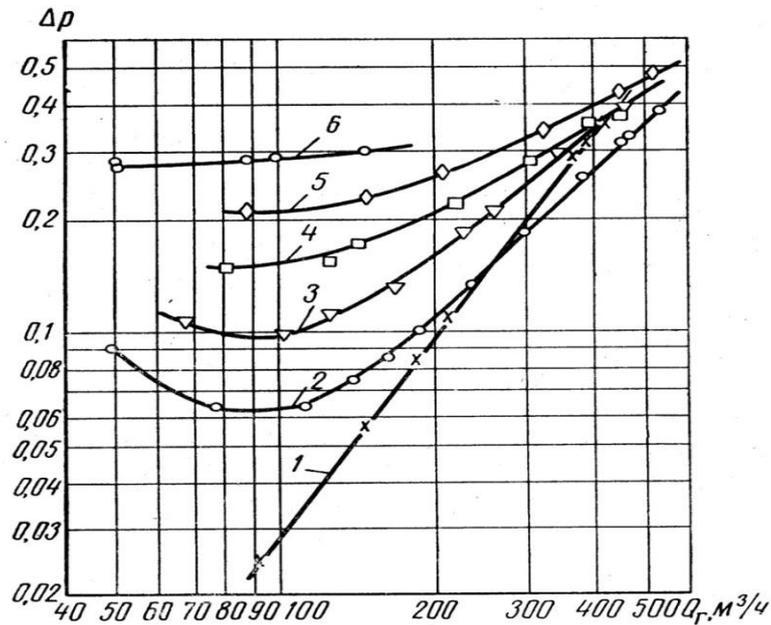


Рисунок 1.7 - Эксперименты Ю.П. Коротаева [44]. Зависимость суммарного перепада давления от расхода воздуха для разных расходов жидкости в трубах диаметром 38 мм: 1 -  $q_{жс} = 0$ ; 2 -  $q_{жс} = \min$ ; 3 -  $q_{жс} = 180$  л/час; 4 -  $q_{жс} = 390$  л/час; 5 -  $q_{жс} = 690$  л/час; 6 -  $q_{жс} = 780$  л/час.

Как утверждает автор [44], в основном проведенные опыты относятся к пленочному режиму течения. Начало этого режима характеризуется возвратно-поступательными движениями жидкости, находящейся на стенках труб, а воздух при этом прорывается внутри через кольца жидкости. При увеличении расхода воздуха наблюдается ярко выраженный пленочный режим движения смеси, характеризующийся наличием сплошной пленки, как правило, имеющей волнистую поверхность. При дальнейшем увеличении расхода воздуха пленка жидкости при небольших количествах жидкости на поверхности плексигласа разрывалась на отдельные струйки.

Было отмечено, что пленка жидкости покрыта волнами, скорость движения которых увеличивается при повышении расхода воздуха. Кроме того, волны становятся мельче.

Для оценки количества жидкости, находящейся в трубах, служили отсекатели. Опыты в основном отразили только пленочный режим движения. Кроме того, большинство отсечек было проведено при нулевой подаче жидкости. При обработке результатов первоначально определяли расходы воздуха, жидкости, давление. Расход воздуха рассчитывался по известной формуле для дроссельных расходомеров. Расход жидкости определяли двумя способами: по ротаметрам или объемным методом.

Исследования Хьюитта Дж. Х.[88].

В работе [88] описаны экспериментальные исследования Дж. Хьюитта по исследованию восходящего водовоздушного потока в трубе диаметром 31,7 мм при давлениях 0,14 МПа и 0,28 МПа при разных расходах воды: 1 -  $q_{ж} = 136$  л/час; 2 -  $q_{ж} = 91$  л/час; 3 -  $q_{ж} = 37$  л/час; 4 -  $q_{ж} = 13,6$  л/час. Результаты измерения потерь давления представлены на рисунках 1.8 и 1.9.

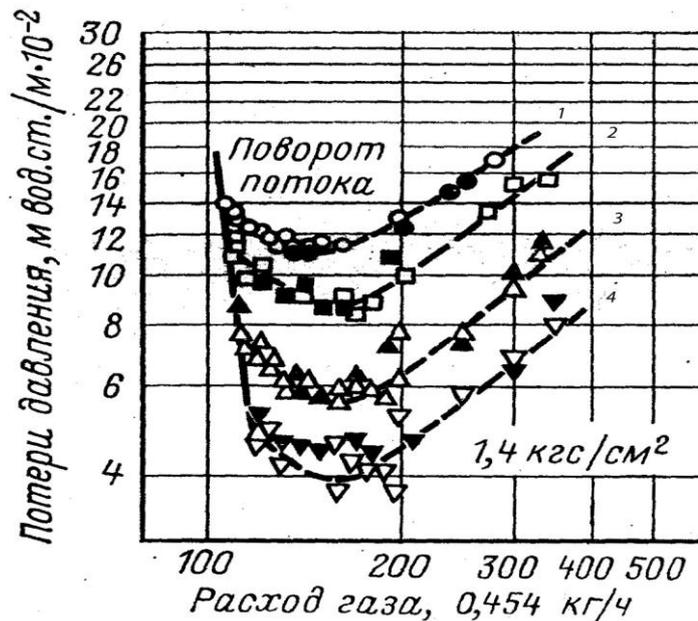


Рисунок 1.8 - Эксперименты Хьюитта и др. [88] по исследованию восходящего водовоздушного потока в трубе диаметром 31,7 мм при давлении 0,14 МПа при разных расходах воды: 1 -  $q_{ж} = 136$  л/час; 2 -  $q_{ж} = 91$  л/час; 3 -  $q_{ж} = 37$  л/час; 4 -  $q_{ж} = 13,6$  л/час.

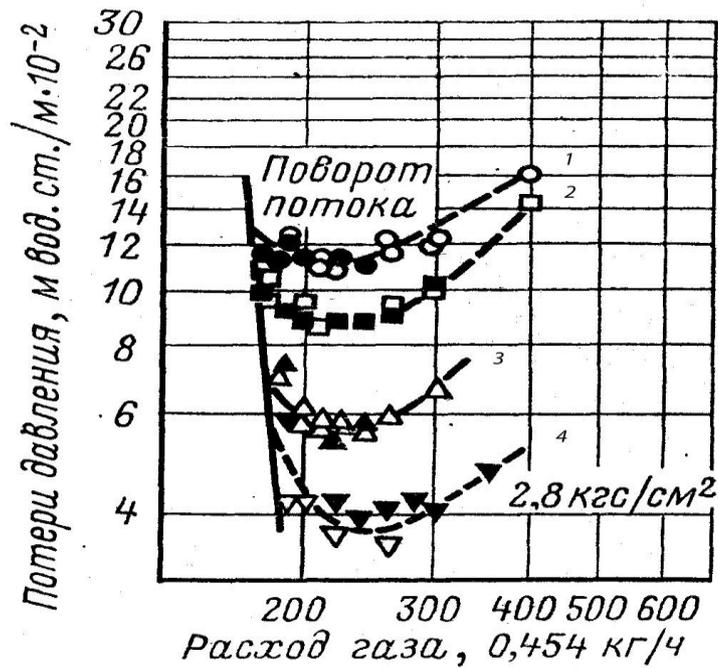


Рисунок 1.9 - Эксперименты Хьюитта и др. [88] по исследованию восходящего водовоздушного потока в трубе диаметром 31,7 мм при давлении 0,28 МПа при разных расходах воды: 1 -  $q_{жс} = 136$  л/час; 2 -  $q_{жс} = 91$  л/час; 3 -  $q_{жс} = 37$  л/час; 4 -  $q_{жс} = 13,6$  л/час.

Исследования Гриценко А.И., Бузинова С.Н., Ахмедова Б.Г.-О., Вязенкина Г.Н., Казакова Б.О. [32].

В работе [32] представлены экспериментальные результаты исследований вертикальных водовоздушных потоков, проведенных во ВНИИГАЗе в 1982 году. Схема установки представлена на рисунке 1.10.

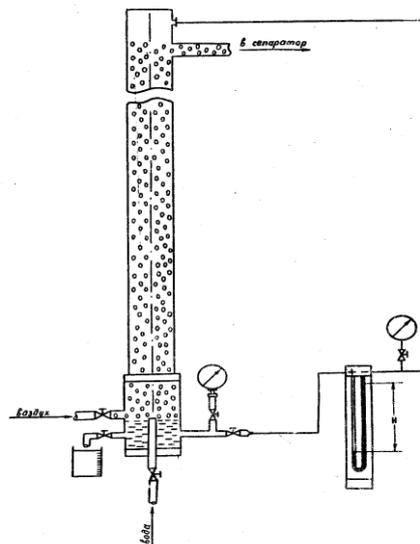


Рисунок 1.10 - Схема установки Гриценко А.И., Бузинова С.Н., Ахмедова Б.Г.-О., Вязенкина Г.Н., Казакова Б.О. [32].

Длина исследуемой трубы 30 м, внутренний диаметр 62 мм. Газ и вода подавались в нижний торец модели. На входе и выходе из модели устанавливались образцовые манометры, замеряющие давление. С целью более полного определения перепада давления в ряде опытов использовался дифференциальный жидкостной манометр, подключенный к концам модели. Перепад давления на входе и выходе из модели характеризовал общие потери давления при движении газожидкостного потока. На рисунке 1.11 представлены результаты измерений перепада давления на концах трубы от расхода газа при разных значениях расхода жидкости. Как видно из рисунка, все рассматриваемые измерения проводились на левой ветви характеристики лифта.

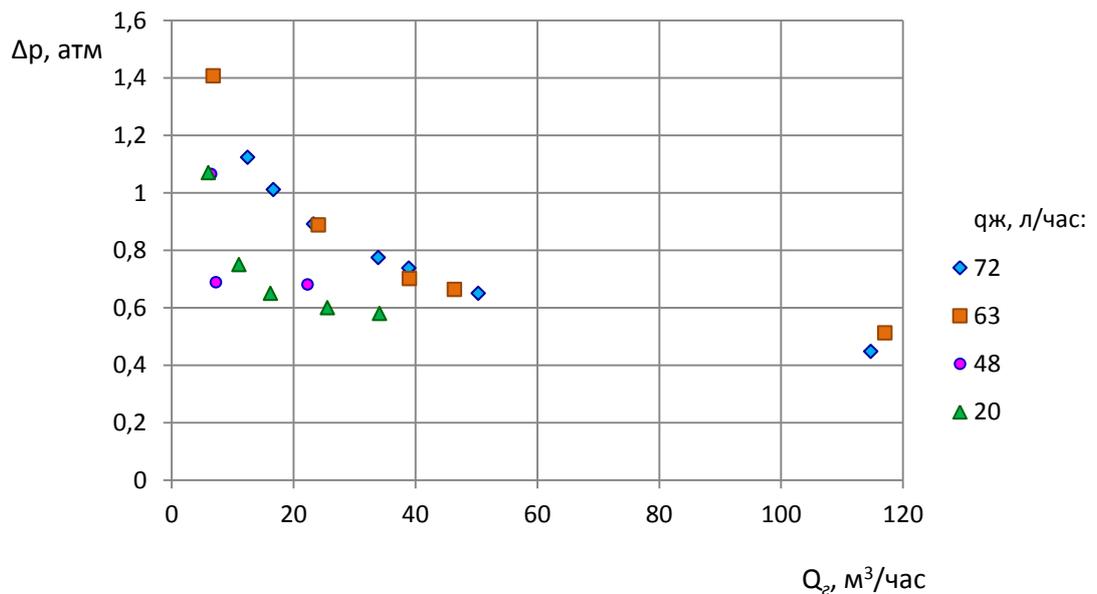


Рисунок 1.11 - Результаты измерений потерь давления в экспериментах Гриценко А.И., Бузинова С.Н., Ахмедова Б.Г.-О., Вязенкина Г.Н., Казакова Б.О. [32] в трубе диаметром 62 мм при разных расходах жидкости.

Помимо перепада давления в опытах определялось водосодержание методом отсечки. Авторы [32] обнаружили специфическое явление, характерное для левой ветви характеристики вертикальных потоков при малых расходных водосодержаниях, отраженное на рисунке 1.12, отображающем зависимость безразмерных потерь давления, взятое без

учета веса газового столба:

$$i = \frac{\Delta p}{\Delta H} \frac{1}{\rho_{ж} g} - \frac{\rho_{г}}{\rho_{ж}} \quad (1.8)$$

от истинной объемной водонасыщенности  $\varphi$  (оно же истинное объемное содержание жидкости  $\varphi_{ж}$ , в частном случае - водосодержание):

$$\varphi = \varphi_{ж} = \frac{V_{ж}}{V_{тр}} \quad (1.9)$$

где  $V_{ж}$  – объем слитой жидкости, м<sup>3</sup>;  $V_{тр}$  – объем участка трубы, в котором определялась насыщенность жидкостью, м<sup>3</sup>.

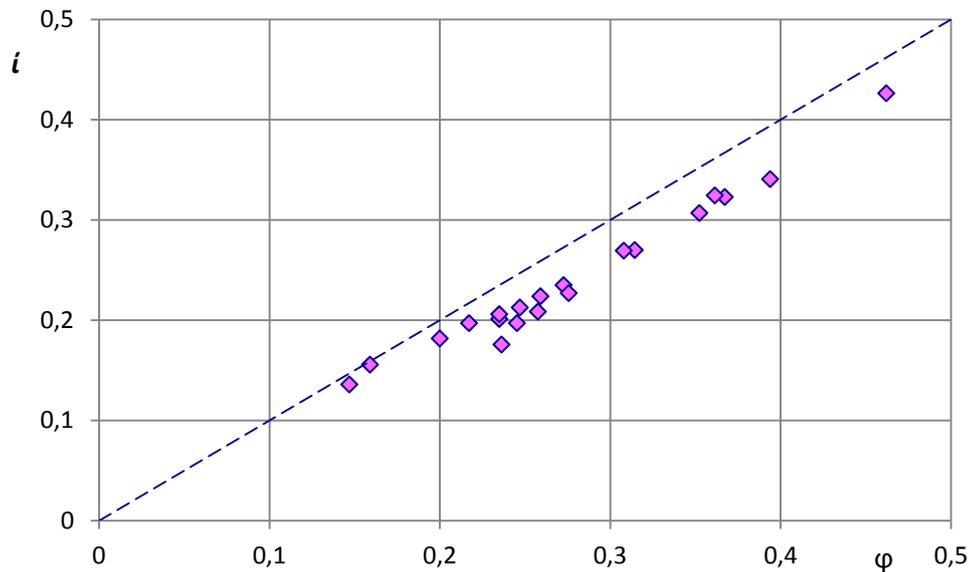


Рисунок 1.12 - Зависимость безразмерных потерь давления от объемного водосодержания в экспериментах Гриценко А.И., Бузинова С.Н., Ахмедова Б.Г.-О., Вязенкина Г.Н., Казакова Б.О. [32].

Как видим, во всем диапазоне проведенных экспериментов оказалось, что  $i < \varphi$ . Парадокс обнаруженного явления заключается в том, что в этой области параметров потери давления меньше весовой составляющей смеси

$$\frac{\Delta p}{\Delta H} < \rho_{см} g, \quad (1.10)$$

что противоречит общепринятому способу моделирования движущейся газожидкостной смеси как единого целого. Тем не менее этот эффект

достаточно важен для практики, поскольку ставит под сомнение принципиальную применимость модели квазигомогенной среды для описания многофазных потоков.

В таблице 1.1 представлены результаты экспериментов [32]. По сравнению с исходной публикацией добавлены столбцы с безразмерным приведенным параметром Фруда -  $Fr^*$  и безразмерным перепадом давления -  $i$ , значения которых были посчитаны и обработаны по методике ООО «Газпром ВНИИГАЗ», описанной в [15,17,20,21,55,64].

Таблица 1.1 - Результаты экспериментов Гриценко А.И., Бузинова С.Н., Ахмедова Б.Г.-О., Вязенкина Г.Н., Казакова Б.О. [32].

№№ опыта	Расход газа, м <sup>3</sup> /час	Расход жидкости, л/час	Давление избыточное, МПа		Перепад давления, МПа	$Fr^*$	$i$	$\varphi$
			на выходе модели	на входе модели				
1	12,46	72	0,0010	0,1134	1,1	0,001621	0,3406	0,3939
	16,71	72	0,0016	0,1028	1,0	0,003013	0,3067	0,3524
	23,29	72	0,0025	0,0916	0,9	0,006062	0,2700	0,3145
	33,88	72	0,0043	0,0818	0,8	0,013097	0,2348	0,2727
	38,92	72	0,0055	0,0793	0,7	0,017335	0,2236	0,2591
	50,33	72	0,0055	0,0705	0,7	0,030048	0,1970	0,2173
	114,76	72	0,0420	0,0868	0,4	0,130672	0,1358	0,1470
2	6,84	63	0,0006	0,1413	1,4	0,000444	0,4263	0,4621
	24,08	63	0,0020	0,0908	0,9	0,006447	0,2691	0,3080
	46,41	63	0,0086	0,0750	0,7	0,02485	0,2012	0,2350
	39,02	63	0,0061	0,0763	0,7	0,017515	0,2127	0,2470
	117,05	63	0,0420	0,0933	0,5	0,133313	0,1555	0,1590
3	7,28	48	0,0500	0,1188	0,7	0,004538	0,2083	0,2576
	22,35	48	0,0920	0,1600	0,7	0,007203	0,2060	0,2350
	6,51	48	0,0060	0,1125	1,1	0,000648	0,3227	0,3674
4	6,00	20	0,0020	0,1100	1,1	0,000552	0,3242	0,3615
	11,05	20	0,0350	0,1100	0,8	0,001849	0,2270	0,2757
	16,20	20	0,0800	0,2450	0,7	0,00383	0,1969	0,2454
	25,57	20	0,0400	0,1000	0,6	0,009904	0,1818	0,2000
	34,10	20	0,1370	0,1950	0,6	0,016206	0,1757	0,2363

Во всех других работах, описывающих экспериментальные исследования восходящих газожидкостных потоков в трубах, результаты

измерений представлены, к сожалению, только в виде комплексных параметров, из которых невозможно выделить исходные измеренные величины.

### **1.5 Анализ существующих моделей восходящих газожидкостных потоков**

В тридцатые годы XX-го века, в связи с потребностями нефтедобывающих предприятий, началась активная разработка расчетных моделей газожидкостных потоков. Поскольку динамические газожидкостные системы весьма сложны для описания, возникла потребность в их экспериментальном изучении. Постановка экспериментальных работ предусматривала исследование зависимости от различных формирующих процесс физических условий двух ключевых параметров – относительного содержания фаз и градиента давления в двухфазном потоке. Экспериментаторы изучали либо оба параметра, либо один из них. В настоящее время накопился обширный экспериментальный материал в этом направлении. Экспериментальные исследования подъемного движения газожидкостных смесей в вертикальных трубах представлены в работах отечественных ученых Арманда А.А., Бузинова С.Н., Гриценко А.И., Клапчука О.В., Коротаева Ю.П., Крылова А.П., Кутателадзе С.С., Лутошкина Г.С., Мамаева В.А., Мохова М.А., Одишария Г.Э., Сахарова В.А., Телетова С.Г., Шулятикова В.И. и других; зарубежных – Азиза К. (Aziz K.), Аззопарди Б. (Azzopardi B.), Беггса Х. (Beggs H.D.), Брауна К. (Brown K.E.), Брилла Дж.П. (Brill J.P.), Грэя Х.Е. (Gray H.E.), Говьера Дж. (Govier J.W.), Дуклера А.Е. (Dukler A.E.), Локарта Р. (Lockhart R.W.), Мартинелли Р. (Martinelli R.C.), Мукерджи Х. (Mukherjee H.), Роса Н. (Ros N.C.J.), Хэйдждорна А.Р. (Hagedorn A.R.), Хьюитта Дж. (Hewitt G.F.) и других [11,88,94-96,99,100,103,104,114].

В это же время проводилась интенсивная разработка различных моделей для описания поведения газожидкостных систем. К настоящему

времени наиболее известны модели Бузинова С.Н., Кутателадзе С.С., Мамаева В.А.-Одишария Г.Э.- Клапчука О.В., Сахарова В.А. - Мохова М.А., Азиза К. - Говьера Дж. - Фогараси М., Данса Х. - Роса Н., Дуклера А., Беггса Х. -Брилла Дж., Брилла Х. - Мукерджи Х., Грэя Х.Е., Локарта Р. – Мартинелли Р., Петаласа Н. (Petalas N.)– Азиза К., Пятахина М.В.

Модификации, развитие этих моделей получено в работах Анзари А. (Ansari A.M.), Каэтано Е. (Caetano E.F.), Оркиджевского Дж. (Orkiszewski J.), Хасана А. (Hasan A.R.) и Кабира К. (Kabir C.S.), Тэйтеля И. (Tate Y.M.) –Барнеа Д. (Barnea D.) –Дуклера А., Чьеричи Дж. (Chierici G.L.) - Кьюччи Дж. (Ciucci G.M.) - Склоччи Дж. (Sclocchi G.) и других авторов.

Стоит отметить, что модели газожидкостных потоков предназначены в первую очередь для прогнозирования потерь давления в стволе скважины. Имеются различные модификации таких моделей, но большинство - это модели, для которых необходимы данные об объемном содержании жидкости в трубе.

Все эти модели основываются, исходя из теории сплошных сред и в той или иной степени предполагающем использование гипотезы однородности газожидкостного потока (сплошности среды) [11,31,40,47,48,87,112]. Как известно, с точки зрения физики сплошных сред в строгом понимании этого термина в природе не существует: газы, жидкости и твердые тела состоят из отдельных частиц, взаимодействующих между собой на расстоянии, в связи с чем им присущи характерные линейные масштабы внутреннего строения, связанные соответственно с размерами самих частиц и величинами промежутков между ними. Тем не менее рассмотрение реальных сред в предположении их сплошности, то есть игнорирование их дискретного строения, приносит благотворные результаты и позволяет в огромном количестве практических случаев прогнозировать поведение сред с большой точностью. Это относится к гидро- и аэродинамике, сопротивлению материалов и ко всем тем областям науки и техники,

размеры объектов рассмотрения которых существенно превышают внутренние масштабы строения материи, из которой те состоят. Очевидно, априорно утверждать, что гипотеза сплошности среды применима для газожидкостных потоков, не правомерно, поскольку двухфазные среды имеют гораздо более значительные масштабы дискретности, или внутренние масштабы, чем атомы, молекулы и расстояния между ними, и соответствующие размерам капель, пузырей, пленок и т.д., которые в большом количестве случаев могут быть соизмеримы с внешними геометрическими масштабами потоков, например, диаметром труб. В частности, соотношения между внутренними и внешними масштабами газожидкостных потоков в условиях устойчивой работы скважины составляют величины порядка  $10^{-3}$ , а в условиях самозадавливания порядка  $10^{-2}$  и даже  $10^{-1}$ , что на несколько порядков превышает такие соотношения для характерных масштабов однофазных потоков в тех же условиях, имеющих порядки  $10^{-9}$  для частиц и  $10^{-7}$  для расстояний между ними. Тем не менее, большинство расчетных моделей газожидкостных потоков применяют уравнение, справедливое для сплошной среды в виде (1.11)

$$\frac{dp}{dL} = \rho_{см} g + \frac{\lambda_{см}}{2} \frac{\rho_{см} u_{см}^2}{d}, \quad (1.11)$$

где нижний индекс *см* относит тот или иной параметр к смеси жидкости и газа в условиях динамики двухфазного потока.

Рассмотрим несколько, наиболее значимых для наших целей, с точки зрения методологии моделей для расчета потерь давления в восходящих газожидкостных потоках, использующих данные об объемном содержании жидкости для расчета потерь давления в установившемся режиме.

Если подойти с точки зрения практической применимости для условий завершающей стадии разработки месторождений (в частном случае - условий сеномананских залежей Западной Сибири) существует ряд наиболее распространенных моделей для расчета объемного водосодержания в потоке газожидкостной смеси. Из них четыре модели

отечественных авторов и две наиболее известные модели зарубежных авторов:

- 1) модель Данса Х. и Роса Н. (Duns H.Jr., Ros, N.C.J.) [102,112];
- 2) модель Мамаева В.А. и Клапчука О.В. и др.[50,51];
- 3) модель Одишария Г.Э. [69-71];
- 4) модель Грэя Х.Е. (Gray H.E.) [11,103];
- 5) модель Сахарова В.А. и Мохова М.А. [78];
- 6) модель Пятахина М.В. [73].

Для последующего анализа и сравнения в разделе существующих моделей вертикальных восходящих газожидкостных потоков дополнительно обозначим следующие параметры (см. также формулу (1.9) в разделе 1.4):

$\beta = \beta_{ж}$  – расходное объемное содержание жидкости (в частном случае, далее расходное водосодержание),

$$\beta = \beta_{ж} = \frac{q_{ж}}{q_{ж} + G}, \quad (1.12)$$

где  $q_{ж}$  – расход жидкости, м<sup>3</sup>/с,  $G$  – расход газа при рабочих условиях, м<sup>3</sup>/с;

$\beta_{г}$  – расходное объемное содержание газа (далее, расходное газосодержание),

$$\beta_{г} = \frac{G}{q_{ж} + G}. \quad (1.13)$$

$\varphi_{г}$  – истинное объемное содержание газа (далее, объемное газосодержание),

$$\varphi_{г} = \frac{V_{г}}{V_{тр}}, \quad (1.14)$$

где  $V_{г}$  – объем занимаемый газом на участке трубы, м<sup>3</sup>;  $V_{тр}$  – объем участка трубы, в котором определялась газонасыщенность, м<sup>3</sup>

Модель Данса Х. и Роса Н. [102,112] для расчета объемного содержания жидкости

Модель Данса и Роса разрабатывалась в 1963 г. в первую очередь для нужд нефтедобычи на основе экспериментов по движению газожидкостных смесей с высоким содержанием жидкости в вертикальных трубах, поскольку в дальнейшем на ее основе производились многочисленные модификации, направленные на расширение ее возможностей в сторону применимости к газовым и газоконденсатным скважинам. В той или иной степени заложенные в модели Данса и Роса идеи нашли свое продолжение в моделях Хэйдждорна-Брауна, Оркиджевского, Азиза-Говьера-Фогараси, Кьеричи-Кьюччи-Слоччи и других.

В [102,112] было отмечено, что модель Данса и Роса является результатом интенсивных лабораторных исследований. В вертикальной трубе высотой 56 м было проведено около 4000 испытаний по изучению двухфазного потока. Трубы имели диаметр от 32 до 142 мм, давление фактически равнялось атмосферному. В качестве газа использовался воздух, в качестве жидкости – вода или жидкие углеводороды. Из [102] следует, что эксперименты, по результатам которых осуществлялось построение расчетной модели, были нацелены на удовлетворение нужд нефтедобычи; минимальное расходное содержание жидкости составляло 0,5% ( $5 \cdot 10^{-3}$ ), что существенно превышает величины актуального для эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений диапазона расходных водосодержаний  $\beta_{жс} = 5 \cdot 10^{-6} - 2 \cdot 10^{-4}$ . Тем не менее, работы Данса Х. и Роса Н. считаются классическими в двухфазной гидродинамике, поэтому важно рассмотрение результатов расчетов по предложенной ими модели, но в интересующем нас диапазоне параметров.

Модель Мамаева В.А., Клапчука О.В. и соавторов [50,51] для расчета объемного содержания жидкости

В тоже время была разработана модель Мамаева В.А. и соавторов, это одна из первых отечественных моделей, предназначенных для решения задач нефте- и газодобычи в широком спектре физических условий. Эта модель построена на основе оригинальных экспериментальных исследований газожидкостных потоков, проведенных на специализированном оборудовании во ВНИИГАЗе. В дальнейшем экспериментальные работы в этом направлении были продолжены Одишария Г.Э. и Клапчуком О.В., что позволило этим исследователям усовершенствовать исходную модель. Позже в модели Одишария Г.Э., удалось расширить диапазон применимости исходной модели для меньших расходных содержаний жидкости.

При построении модели расчета восходящих газожидкостных потоков авторы работ [50,51] выделили два режима – кольцевой и пробковый.

Анализ собственных и опубликованных экспериментальных результатов позволил авторам [50,51] для построения модели, а также для вычисления величины истинного объемного газосодержания потока  $\varphi_2$  ввести вспомогательные параметры, такие как приведенная плотность; приведенная вязкость; параметр Фруда для газожидкостной смеси и др.

Введенные вспомогательные параметры позволили получить обобщенное эмпирическое соотношение для истинного газосодержания  $\varphi_2$  от расходного газосодержания  $\beta_r$  при течении смеси в пробковом и кольцевом режиме.

При этом необходимо понимать, что для скважин сеномана актуален диапазон экстремально малых значений расходного водосодержания ( $\beta_{ж} = 5 \cdot 10^{-6} - 2 \cdot 10^{-4}$ ) при которых расходное газосодержание  $\beta_r = (1 - \beta_{ж})$  практически не отличается от единицы.

Модель Одишария Г.Э. [69-71] для расчета объемного содержания жидкости

Модель для пробковой и кольцевой структур течения газожидкостных смесей практически любого состава в вертикальных трубах представлена функциональной зависимостью  $\varphi = \varphi(Fr_{cm})$  в сложном эмпирическом выражении.

Как отмечает автор [69-71], модель разрабатывалась для случая  $\beta < 0,1$ , и результаты расчетов по нему хорошо согласуются с имеющимися опытными данными. Однако необходимо иметь в виду, что проведенные к моменту опубликования работы [69-71] эксперименты проводились при расходе содержания жидкости  $\beta > 10^{-2}$ , величина которого существенно превышает реализуемые на практике в большинстве случаев эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений.

Приближенная модель Сахарова В.А. и Мохова М.А. [78].

Существует модель отечественных ученых Сахарова-Мохова (РГУ Нефти и Газа им. И.М. Губкина), которая также разрабатывалась для нужд нефтяной отрасли; для ее разработки было проведено большое количество экспериментальных работ.

В монографии [78] предлагается следующая упрощенная зависимость для истинного объемного содержания жидкости:

$$\varphi_{ж} = \beta_{ж} \frac{(2 - \beta_{ж})}{1 + \beta_{ж}(1 - \beta_{ж})} \quad (1.15)$$

Поскольку в формулу (1.15) никакие параметры, кроме  $\beta$ , не входят, в этой модели величина расхода жидкости  $q_{жс}$  на форму кривой  $\varphi(\beta)$  влияния не оказывает. Поэтому в координатах  $\varphi_{ж} = \varphi_{ж}(\beta_{ж})$  сравнение этой модели в разделе 3.2 не приводится.

Модель Грэя для расчета объемного содержания жидкости [11,103].

Грэй получил свои эмпирические корреляции на основе обработки данных скважинных испытаний. Рекомендуемые границы диапазонов физических параметров при использовании данной модели составляют:  $u < 15$  м/с;  $d < 76$  мм; ВГФ  $< 28$  см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Следует отметить, что при проведении скважинных испытаний принципиально невозможно исследовать левую ветвь кривой характеристики лифта, поскольку скважина в этой области параметров не может функционировать в стационарном режиме. Поэтому, предвосхищая результаты анализа модели Грэя, можно с уверенностью констатировать, что, скорее всего, данная модель на левой ветви будет приводить к существенным погрешностям.

При построении корреляции для истинного объемного водосодержания на основе анализа размерностей с привлечением результатов лабораторных исследований Грэй подобрал и использовал собственные безразмерные величины, на основе которых строилась модель.

Модель, разработанная Грэм, на сегодняшний момент рекомендуется как наилучшая для газовых и газоконденсатных скважин. Однако, из-за того что эта модель построена на основе экспериментального изучения работы реальных скважин, скорее всего не следует ожидать от нее большой точности в диапазоне малых расходов газа, так как из-за спонтанного накопления жидкости в стволе реальных скважин они часто самопроизвольно задавливаются.

Модель Пятахина М.В. и соавторов для расчета объемного содержания жидкости [73]

В последние годы в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» Пятахиным М.В. и соавторами была разработана новая гидродинамическая модель газожидкостного потока в скважине. Одной из целей являлось осуществление импортозамещения коммерческого программного

обеспечения. А также проведение теоретических исследований, обладающих самостоятельной ценностью, поскольку они позволяют расширить область прогнозирования параметров за пределы, ограниченные возможностями экспериментальной установки. Проведенные теоретические исследования позволили проводить оперативное моделирование реальных режимов и ситуаций на скважинах.

Поскольку часть важных параметров газожидкостных потоков не регистрируется в процессе экспериментов, определить их позволяет только математическая модель. Из известных структур газожидкостных течений и режимов для газовых скважин месторождений на поздней стадии эксплуатации наибольший интерес представляют пробковый и капельно пленочный режимы течений вертикальных восходящих потоков.

Результаты расчетов с использованием разработанной модели хорошо согласуются с экспериментом в случае восходящего капельно-пленочного течения двухфазного потока, соответствующего рабочим режимам эксплуатационных скважин.

Стоит обратить внимание, что все экспериментальные исследования, на которых основываются рассматриваемые нами модели, проводились в достаточно широком диапазоне расходного содержания жидкости, однако область малых ВГФ ( $5 \cdot 10^{-7} \div 2 \cdot 10^{-5}$ ), актуальная для условий эксплуатации газовых скважин сеномана, охвачена не была.

Более подробно результаты расчетов по предложенным авторами [11,50,51,69-71,73,78,102,103,112] моделям и сравнение их с результатами экспериментов на стенде в интересующем нас диапазоне параметров, характерном для завершающей стадии разработки месторождений будут рассмотрены в разделе 3.2.

### ВЫВОДЫ К ГЛАВЕ 1.

С учетом рассмотренных в главе особенностей двухфазных газожидкостных потоков, анализа публикаций ранее проведенных экспериментальных исследований, а также анализа существующих моделей восходящих газожидкостных потоков, становится актуальной постановка задачи проведения в стендовых условиях экспериментальных исследований объемного содержания жидкости при условиях, характерных для поздней стадии разработки газовых месторождений (давлении  $P_{пл.} < 2,5$  МПа, ВГФ  $0,5 \div 20,0 \text{ см}^3/\text{м}^3$  (или  $5 \cdot 10^{-7} \div 2 \cdot 10^{-5}$ ), в насосно-компрессорных трубах типичного промышленного сортамента 62 мм и 114 мм).

## **Глава 2. Постановка задачи экспериментальных исследований восходящих газожидкостных потоков на стенде и установке**

Вторая глава посвящена обоснованию методики экспериментальных исследований с целью получения данных, позволяющих как в качественных, так и в количественных характеристиках описывать газогидродинамику газожидкостных потоков в стволах скважин, эксплуатирующих газовые залежи при пластовых давлениях ( $P_{пл.} < 2,5 \text{ МПа}$ ) и ВГФ ( $0,5 \div 20,0 \text{ см}^3/\text{м}^3$  или  $5 \cdot 10^{-7} \div 2 \cdot 10^{-5}$ ), а также описанию методики экспериментального определения объемного водосодержания.

### **2.1 Характеристики стенда по отработке технологий и эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений для проведения экспериментальных исследований восходящих газожидкостных потоков**

Для изучения особенностей процессов выноса жидкости газом и отработки технологий эксплуатации скважин с водопроявлениями в 2005 г. ООО «Газпром ВНИИГАЗ» создан специализированный стенд по отработке технологий и эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений (Тер-Саркисов Р.М., Бузинов С.Н., Шулятиков В.И. и др.). Стенд, предназначенный для исследований трубной гидравлики, позволяет не только моделировать технологические процессы, но и воспроизводить их в широком диапазоне условий, идентичным реальным месторождениям.

Впервые появилась возможность существенно увеличить диапазон исследований режимов работы газовых скважин, продукция которых представляет собой однофазные или многофазные смеси пластовых флюидов, включая режимы эксплуатации скважин на поздней стадии разработки сеноманских газовых залежей Западной Сибири.

В результате дооснащения стенда в 2005 году пневматическими клапанами-отсекателями появилась возможность определения объемного водосодержания в вертикальном газожидкостном потоке при давлениях

выше атмосферного и при установившихся стационарных режимах для рабочих условий эксперимента.

Технические характеристики ранней экспериментальной установки (до 2005 года - прообраза стенда по отработке технологий и эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений) приводятся в диссертационных работах Шулятикова В.И. [91], Б.Г.-О. Ахмедова [6] и в источниках [4,24,32,55].

Описание стенда после 2005 года и результаты экспериментальных исследований на нем приводятся в диссертационных работах Николаева О.В. [55], Толмачева Д.В. [85], источниках [9,10,12,13,15,17,19,23,26,83], в полученном патенте РФ [93]. Также, аналогичная современному стенду установка (по характеристикам автоматизации измерительного оборудования) описана в диссертационной работе Медко В.В. [52].

Результаты последнего дооснащения и модернизации стенда, которые были реализованы в 2012 г. - подробно освещены в диссертационной работе Бородин С.А. [8], а также упомянуты в источниках [9,35,54,57,66], получено два патента РФ [61,62].

В настоящее время основная особенность стенда заключается в использовании измерительных колонн с внутренними диаметрами, соответствующими диаметрам эксплуатационных колонн и колонн насосно-компрессорных труб моделируемых скважин. На стенде стало возможно изучать движение потоков при экстремально низких перепадах давления, в том числе с поддержанием заданных стационарных и переменных расходов газа.

Результаты, проведенных на стенде экспериментальных исследований при непосредственном участии автора настоящей диссертации, позволили предлагать новые технологии эксплуатации, совершенствовать и обосновывать методики расчетов технологического режима работы газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений, а также подземных хранилищ газа. Среди них:

- выбор газлифтной эксплуатации газовых скважин [18];
- расчет влияния шлейфа на работу обводняющихся скважин [16];
- расчет технологического режима, с учетом особенностей формирования работы куста скважин [27];
- оптимизация диаметра лифтовых труб скважин [60];
- использование концентрического лифта при эксплуатации газовых скважин [54];
- интеллектуализация процессов работы подземных хранилищ газа [13];
- перечисленные здесь технологические решения были также отражены в научно-исследовательских работах, перечисленных в практической значимости диссертации (в написании разделов которых автор принимал участие) и дополнительно опубликованы в [5,13-20,24,26,27,54,60].

Также в соавторстве с коллегами на основе полученных результатов:

- в работе [35] был проведен сопоставительный анализ эмпирических моделей наклонных газожидкостных потоков;
- создана расчетная гидродинамическая модель [74] восходящих газожидкостных потоков для обоснования режимов работы газовых скважин.

Характеристики современной системы определения изучаемых параметров на стенде по результатам анализа метрологических измерений показали – максимальная относительная инструментальная погрешность рассчитываемых физических величин не превышала 3,2% (см. раздел 2.4). При этом известно, что, как правило, промысловые данные характеризуются меньшей точностью. Соответственно, современный стенд по отработке технологий и эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений может использоваться для исследований трубной гидравлики газовых скважин при прогнозировании технологических режимов их эксплуатации.

## **2.2 Рабочие диапазоны параметров подобия в процессе экспериментов и рабочие характеристики, реализуемые на стенде**

В процессе экспериментальных исследований однофазных и многофазных газожидкостных потоков большое значение имеют диапазоны физических параметров, реализуемые в процессе опытов.

Создание расчетных моделей всегда предполагает подобие рассчитываемого процесса тому процессу, на основе которого была построена модель. В качестве критериев подобия традиционно используются некоторые безразмерные комплексы, в состав которых входят физические размерные параметры, существенные для процесса и определяющие его характер. В задачу экспериментатора входит выявление с последующим обоснованием того набора безразмерных параметров, который однозначно характеризует рассматриваемый процесс.

При этом должен для данных параметров соблюдаться принцип гидродинамического подобия, при котором потоки жидкости одновременно удовлетворяют условиям геометрического, кинематического и динамического подобия [79].

Продемонстрируем диапазоны скоростей газа в вертикальных трубах разного диаметра, реализуемые на стенде.

На рисунке 2.1 графически отображена функциональная зависимость средней, приведенной к сечению трубы скорости газа –  $u$  от его расхода при рабочих условиях –  $G$ . Приведенные графики справедливы для рабочих давлений от 0,1 до 2,0 МПа, при которых проводились эксперименты на стенде, т.к. очевиден факт независимости скорости газа от давления в системе. То есть, как видно из рисунка, в приведенном диапазоне давлений на стенде скорость 20 м/с всегда реализуема для труб с внутренним диаметром 62 мм и 76 мм. Предельной скоростью газа для трубы 100 мм будет ~18,5 м/с, для трубы 152 мм см ~7 м/с.

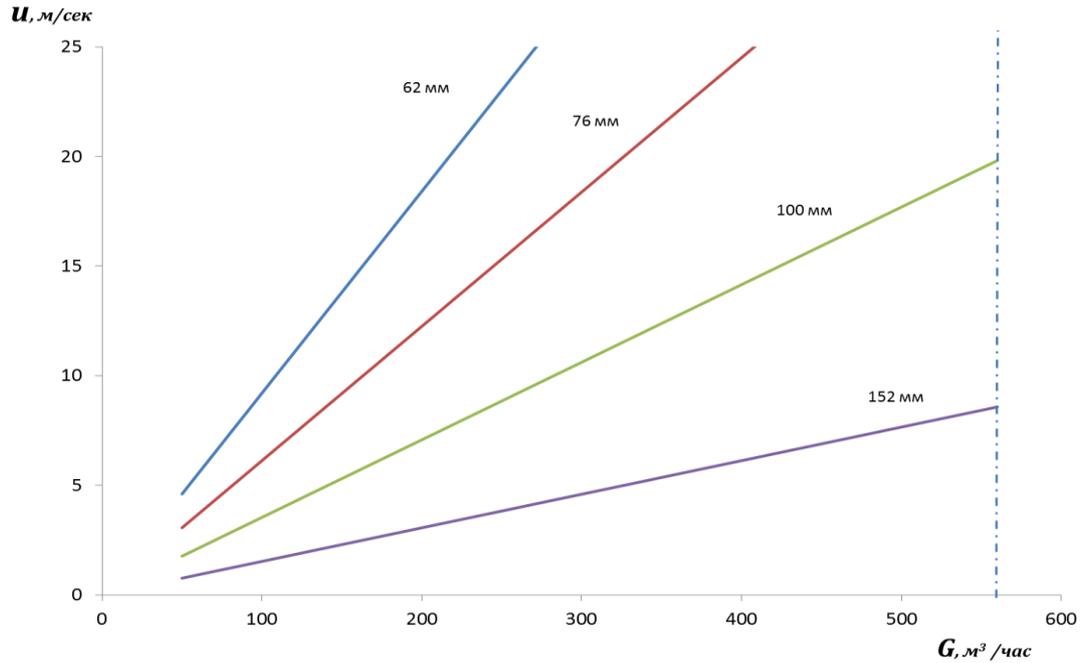


Рисунок 2.1 - Диапазоны скоростей газа –  $u$  в зависимости от рабочего расхода газа –  $G$  в трубах разного диаметра (голубая линия – внутренний диаметр 62 мм, красная – 76 мм, зеленая – 100 мм, синяя – 152 мм), реализуемые на стенде при давлениях от 0,2 до 2,0 МПа.

На рисунке 2.2 отображена зависимость приведенного объемного расхода газа (дебита) –  $Q$  от рабочего расхода –  $G$  в условиях экспериментов, реализуемых на стенде при давлениях от 0,1 до 2,0 МПа. Из графиков видно, что максимальных расходов газа приведенных к суткам и одной абсолютной атмосфере при стандартных условиях (или дебита газа), можно добиться, проводя эксперименты при давлениях от 1 до 2 МПа (диапазон между красной и зеленой линиями). Значение дебита, реализуемое на стенде при этом будет достигать 180 тыс.м<sup>3</sup>/сут.

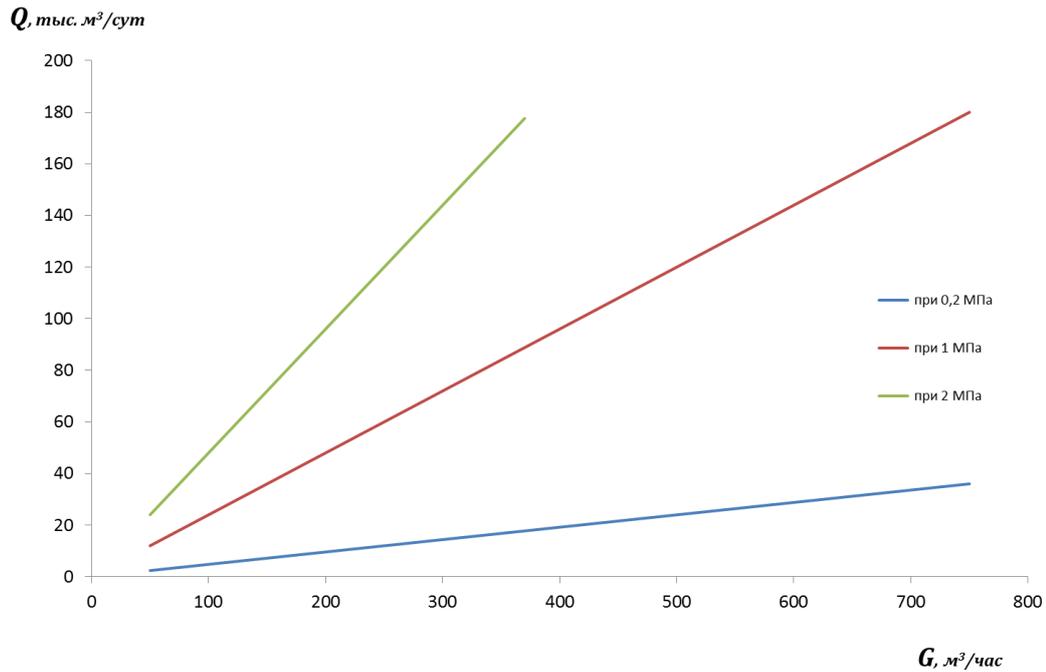


Рисунок 2.2 – Зависимость приведенного объемного расхода газа (дебита) –  $Q$  от рабочего расхода –  $G$  в условиях экспериментов, реализуемые на стенде при давлениях от 0,2 до 2,0 МПа

Соответственно, из представленного на рисунке 2.2 видно, что стенд полностью обеспечивает своими потенциальными характеристиками дебиты и рабочие давления, сопоставимые с реальными условиями на газовым скважинах, находящихся на завершающей стадии разработки месторождений.

При этом стоит отметить, что указанные максимальные значения скоростей газа и дебитов для труб приведенных диаметров достигаются для однофазного газа (воздуха в условиях экспериментов). В тоже время, при реализуемых в условиях опытов с газожидкостными потоками расходов жидкости (воды) от 1 л/час до 1300 л/час (покрывающие соответствующий диапазон значений ВГФ ( $0,5 \div 20,0 \text{ см}^3/\text{м}^3$ )) максимальные значения –  $u$  и  $Q$  будут несколько меньше.

Как уже отмечалось в разделе 1.2, в гидродинамике большое применение получили параметры Рейнольдса -  $Re$  (1.2) и Фруда –  $Fr$  (1.3).

В гидродинамике двухфазных потоков большое значение имеет параметр Вебера –  $We$  (1.4).

На нижеприведенных рисунках 2.3-2.6 представлены диапазоны этих параметров, реализуемые на стенде в процессе экспериментов. Ограничение параметров «сверху» связано с предельной мощностью газовых нагнетателей, используемых на стенде.

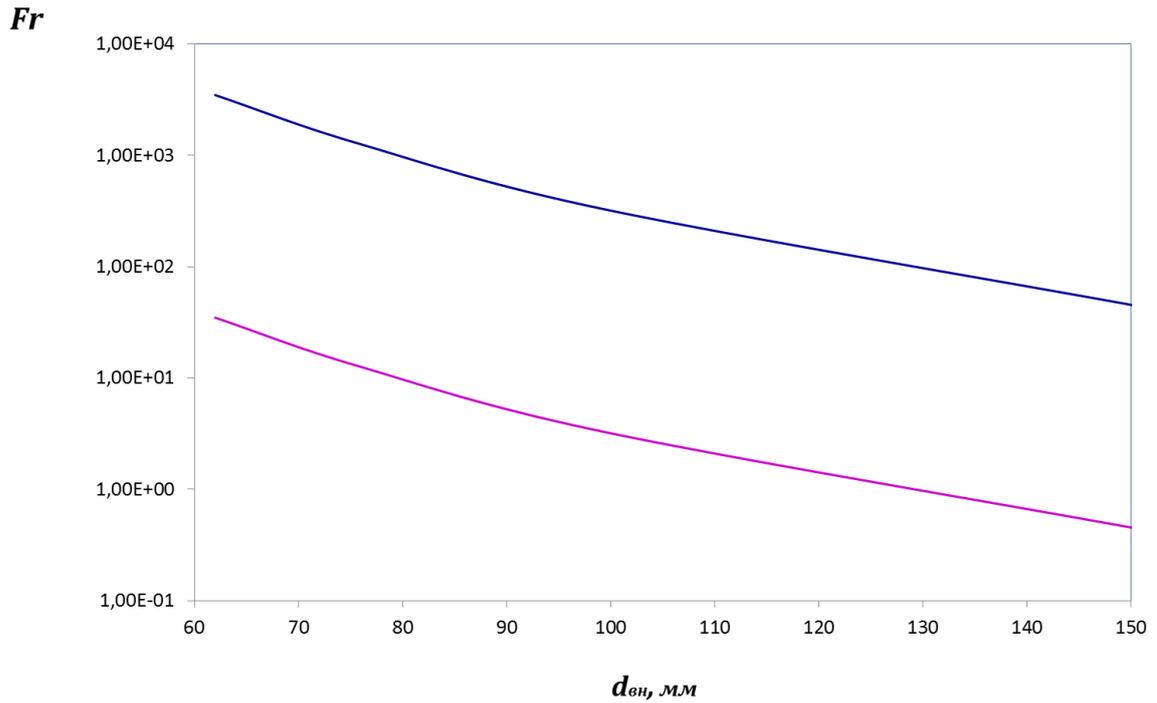


Рисунок 2.3 - Диапазоны параметра Фруда в трубах разного диаметра, реализуемые на стенде при давлении 2,0 МПа.

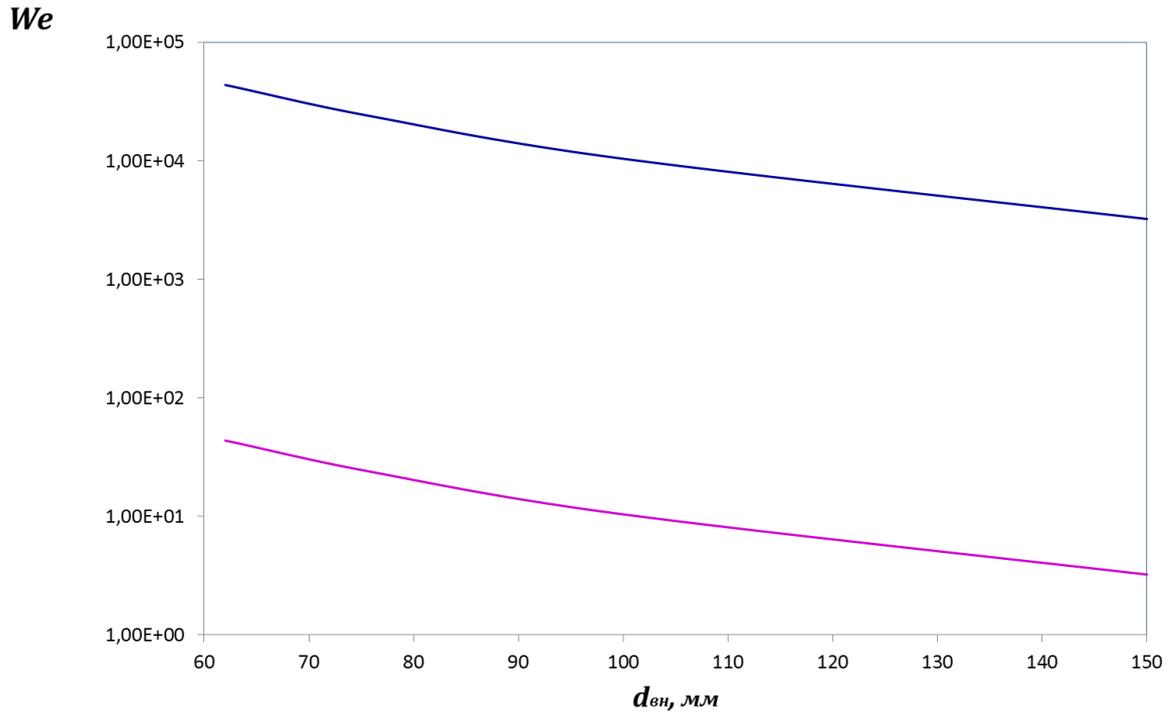


Рисунок 2.4 - Диапазоны параметра Вебера в трубах разного диаметра, реализуемые на стенде при давлении 2,0 МПа.

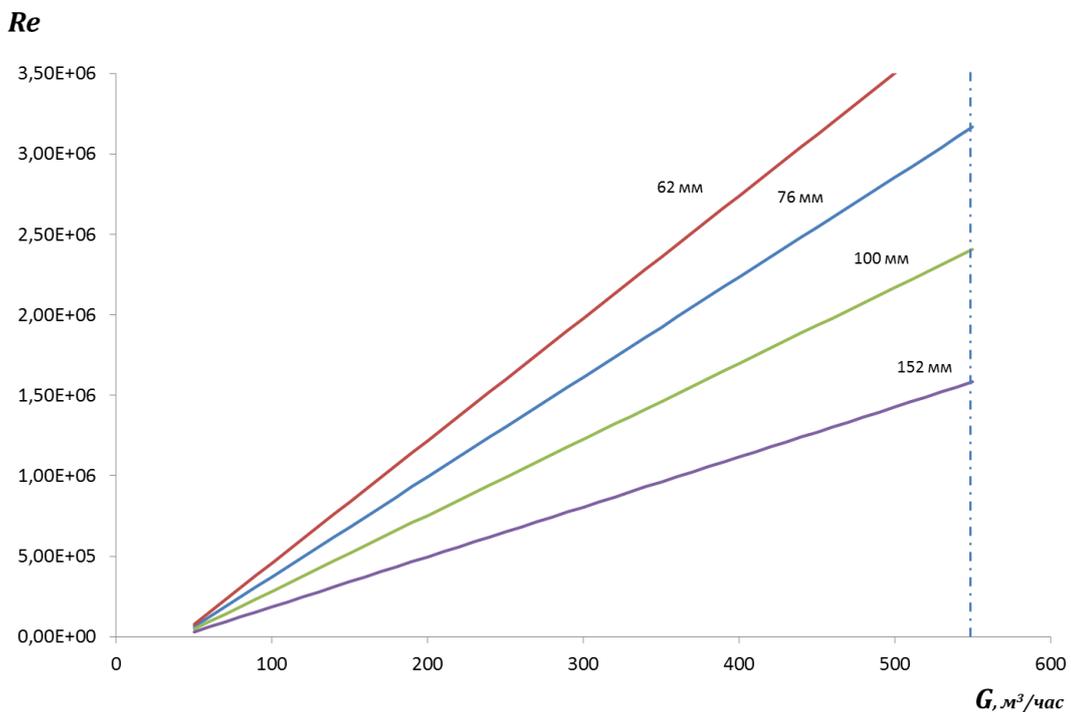


Рисунок 2.5 - Зависимости параметра Рейнольдса от рабочего расхода газа в условиях экспериментов при давлении 2,0 МПа в трубах разного диаметра

На рисунке 2.6 изображена условная граница между ламинарным и турбулентным режимами, обычно [40] принимаемая равной  $Re = 10^5$ .

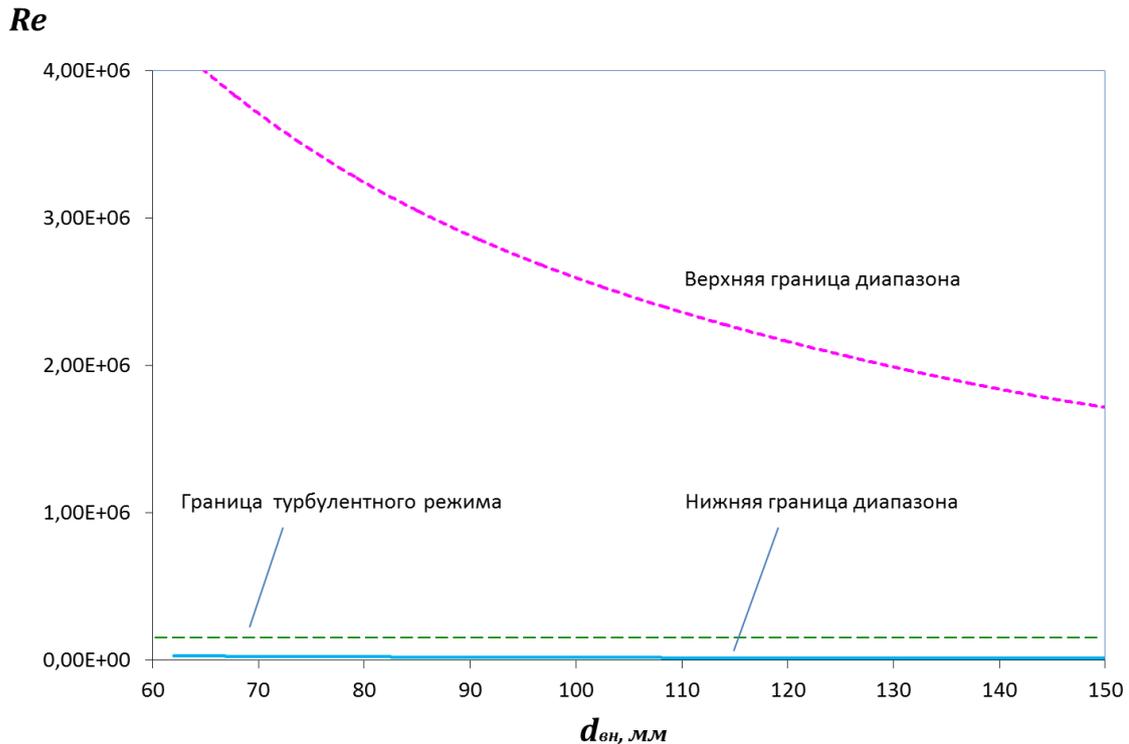


Рисунок 2.6 - Диапазоны чисел Рейнольдса в трубах разного диаметра, реализуемые на стенде при давлении 2,0 МПа.

Из рисунка 2.6 следует, что в экспериментах реализуется почти исключительно турбулентный режим (за исключением некоторой небольшой области ламинарного режима в правой нижней части графика, относящейся к самым малым расходам газа в трубе диаметром 152 мм), который в случае однофазного газового потока описывается формулой Дарси-Вейсбаха (1.1) и (1.7).

На сегодняшний день основным параметром подобия, который используется для обработки всех наших экспериментальных данных, получаемых на стенде - является приведенный параметр Фруда  $Fr^*$  (1.5).

На рисунке 2.7 изображены условные границы параметра в зависимости от диаметра трубы, реализуемые на стенде при рабочих условиях. Пунктирная линия «минимум потерь давления» относится к

характеристике газожидкостного потока, имеющей экстремум или точку перегиба (описание в разделе 1.2 на примере рисунка 1.1).

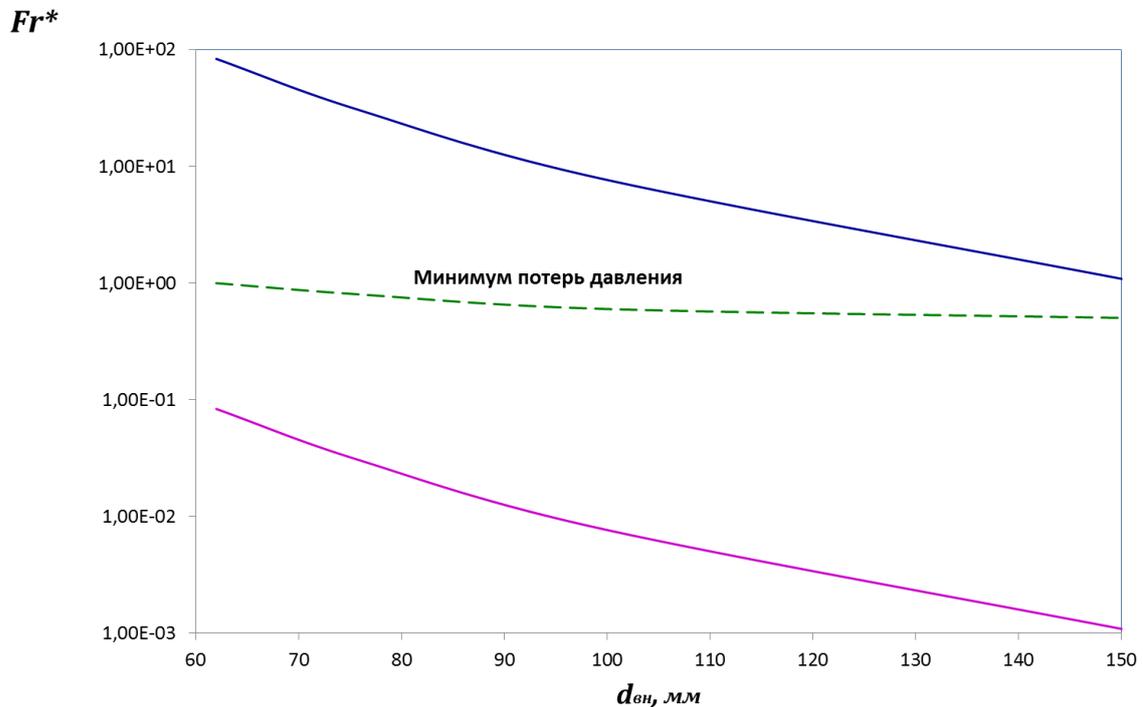


Рисунок 2.7 - Диапазоны приведенного параметра Фруда в зависимости от диаметра трубы, реализуемые на стенде при давлении 2,0 МПа.

В настоящей диссертационной работе дополнительно были проведены аналитические исследования (помимо сделанного ранее в работах [12,21,24,55,58]), обосновывающие выбор приведенного параметра Фруда  $Fr^*$ , как основного параметра подобия, который закладывается в расчетные модели ООО «Газпром ВНИИГАЗ», [15,17,20,21,55,64].

На рисунках 2.8-2.11 представлены для сравнения зависимости относительных потерь давления  $i$  в вертикальных газожидкостных потоках от приведенного параметра Фруда  $Fr^*$  (значения которых эмпирически определяются в процессе наших опытов, см. разделы 1.2, 3.1) и трех параметров - Рейнольдса, Фруда, Вебера, рассчитанных по соотношениям (1.2-1.4). Зависимости приведены для трёх разных давлений 0,5; 1,0; 2,5 МПа.

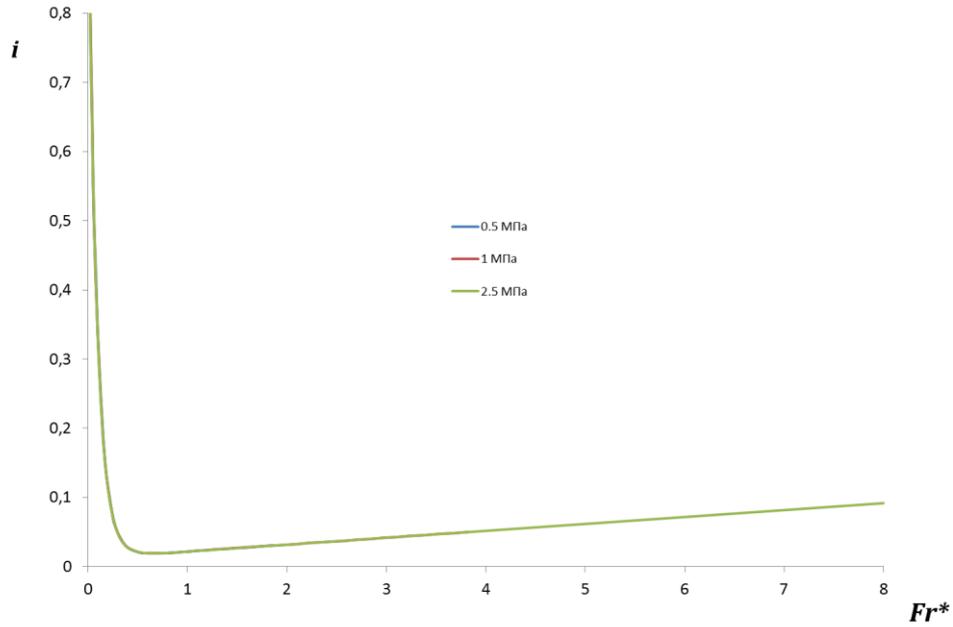


Рисунок 2.8 - Зависимость относительных потерь давления от приведенного параметра Фруда  $i=i(Fr^*)$  в вертикальном газожидкостном потоке для трех разных давлений 0,5; 1,0; 2,5 МПа.

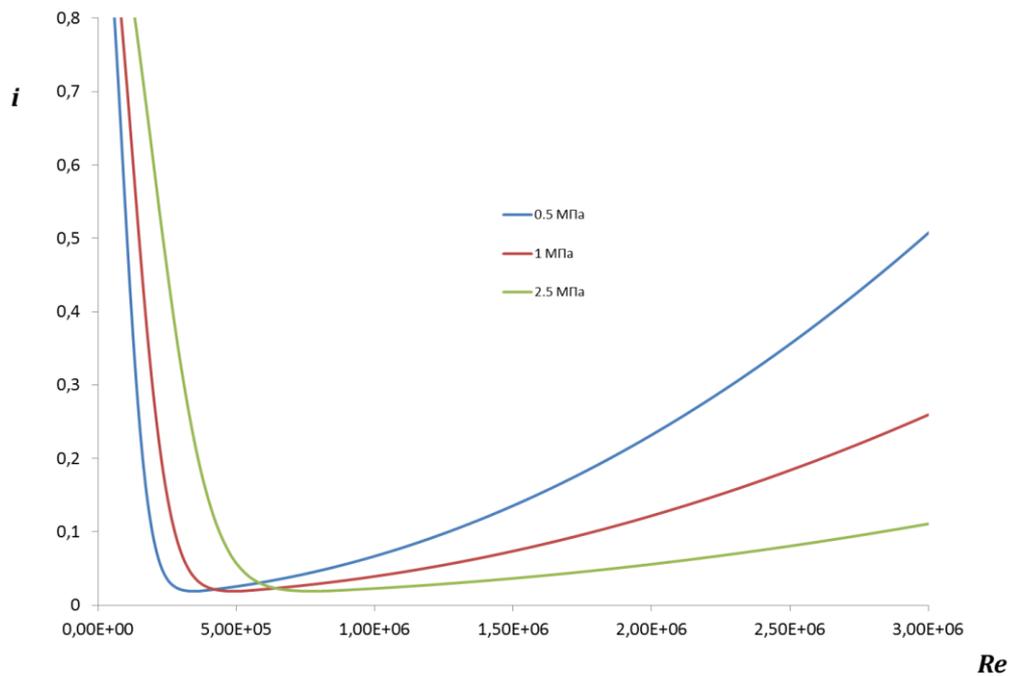


Рисунок 2.9 - Зависимость относительных потерь давления от параметра Рейнольдса  $i=i(Re)$  в вертикальном газожидкостном потоке для трех разных давлений 0,5; 1,0; 2,5 МПа.

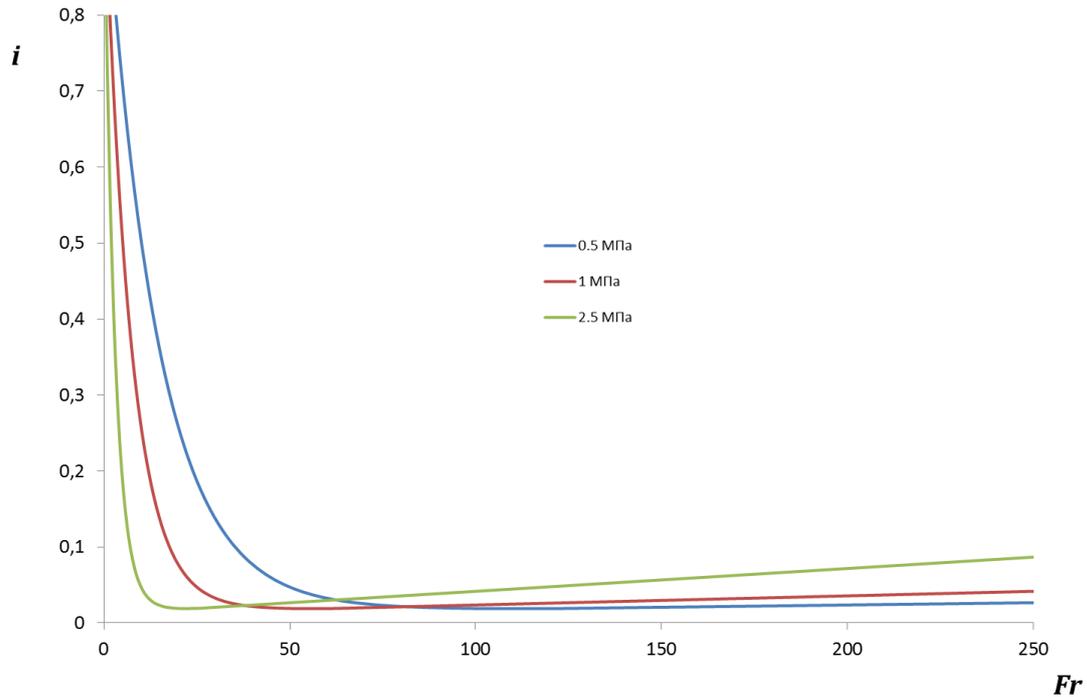


Рисунок 2.10 - Зависимость относительных потерь давления от параметра Фруда  $i=i(Fr)$  в вертикальном газожидкостном потоке для трех разных давлений 0,5; 1,0; 2,5 МПа.

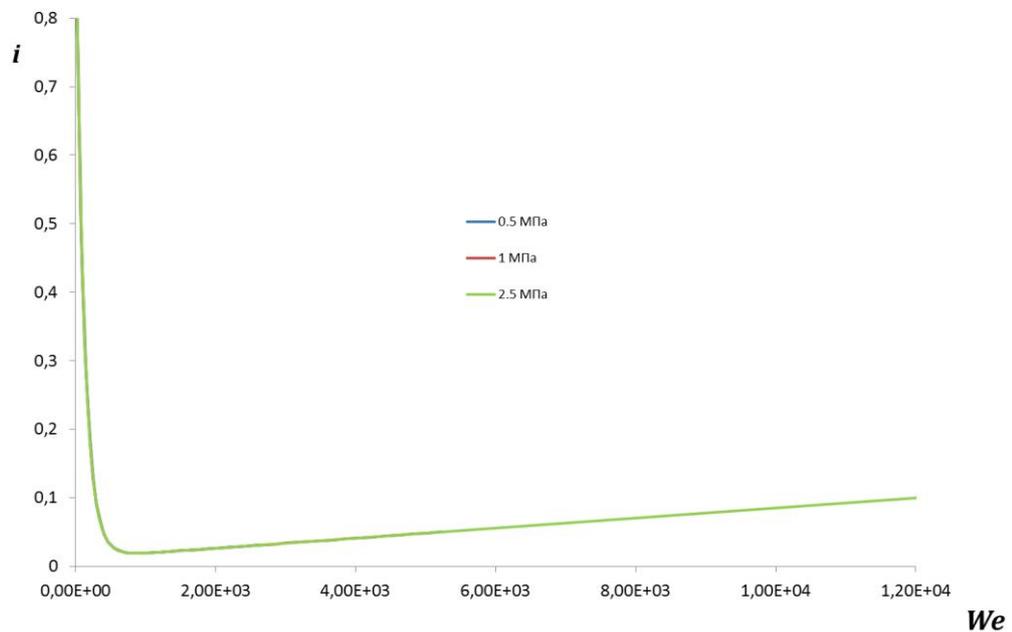


Рисунок 2.11 - Зависимость относительных потерь давления от параметра Вебера  $i=i(We)$  в вертикальном газожидкостном потоке для трех разных давлений 0,5; 1,0; 2,5 МПа.

Как следует из рисунков 2.9 и 2.10 параметры Рейнольдса и Фруда не автомодельны по давлению, что очевидно при изменении последнего в

системе, т.к. соответствующие графики  $i=i(Re)$  и  $i=i(Fr)$  расходятся в этих координатах.

А по рисункам 2.8 и 2.11 видно, что значения параметров Вебера и приведенного параметра Фруда совпадают независимо от давления при рабочих условиях.

Теперь проанализируем приведенные на рисунках 2.12-2.15 зависимости  $i=i(Fr^*, Re, Fr, We)$  при изменении диаметра лифтовых труб, но фиксированном для расчета во всех случаях давлении – 1,5 МПа.

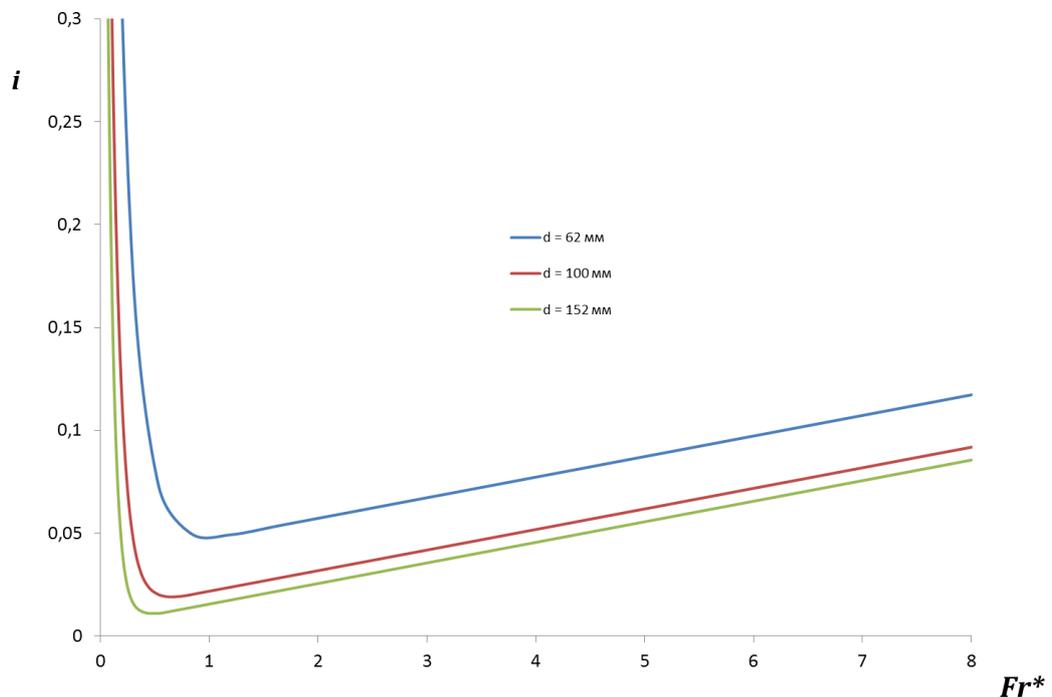


Рисунок 2.12 - Зависимость относительных потерь давления от приведенного параметра Фруда  $i=i(Fr^*)$  в вертикальном газожидкостном потоке при изменении диаметра трубы - 62; 100; 152 мм при давлении 1,5 МПа.

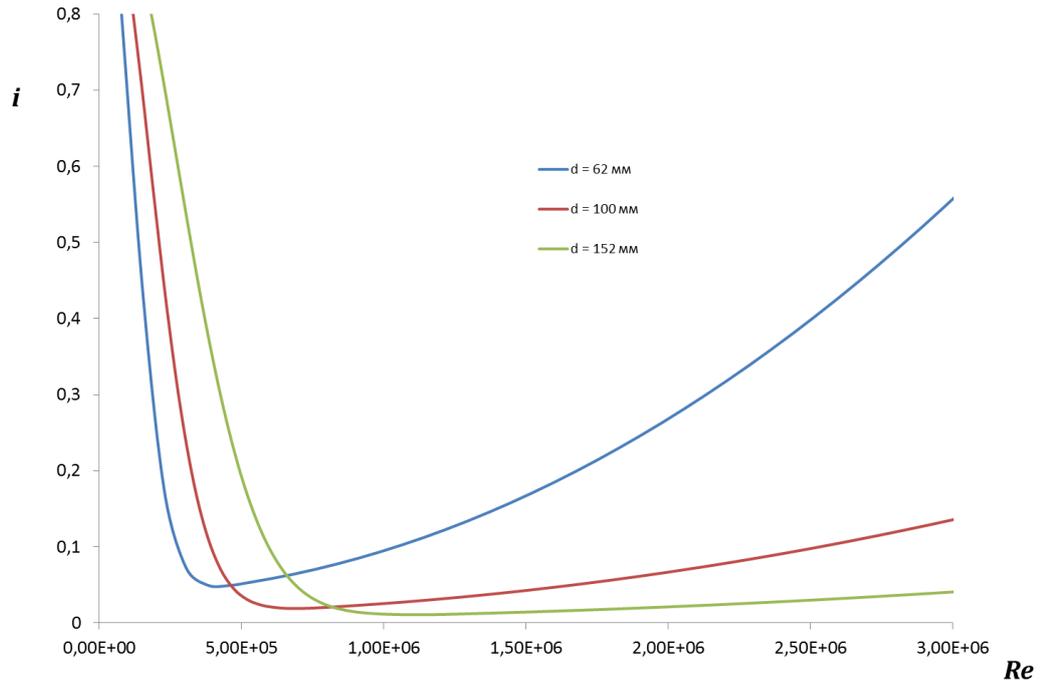


Рисунок 2.13 - Зависимость относительных потерь давления от параметра Рейнольдса  $i=i(Re)$  в вертикальном газожидкостном потоке при изменении диаметра трубы - 62; 100; 152 мм при давлении 1,5 МПа.

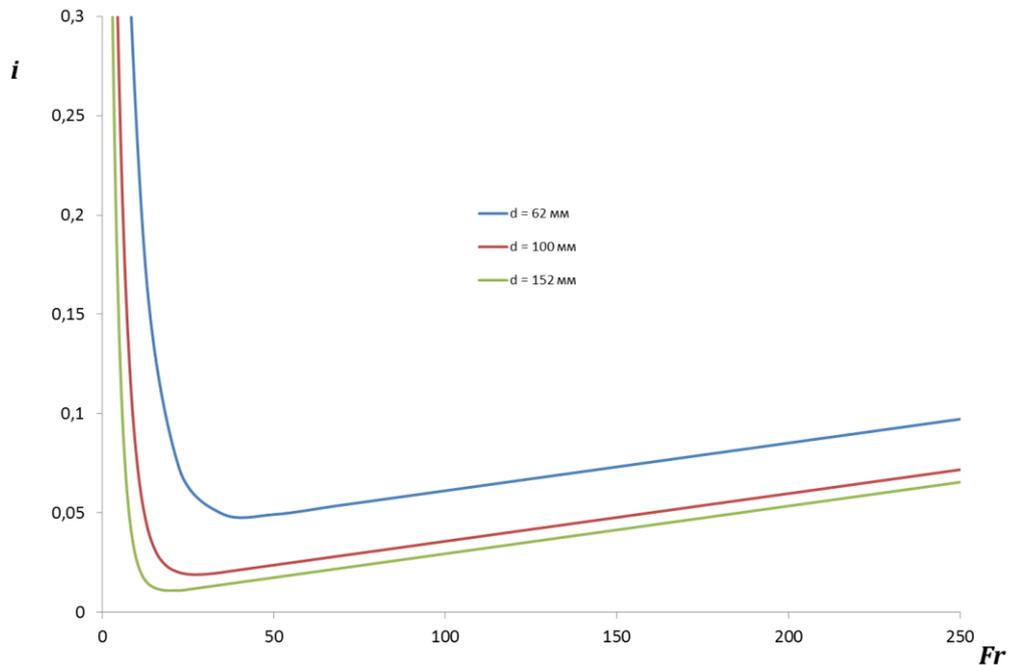


Рисунок 2.14 - Зависимость относительных потерь давления от параметра Фруда  $i=i(Fr)$  в вертикальном газожидкостном потоке при изменении диаметра трубы - 62; 100; 152 мм при давлении 1,5 МПа.

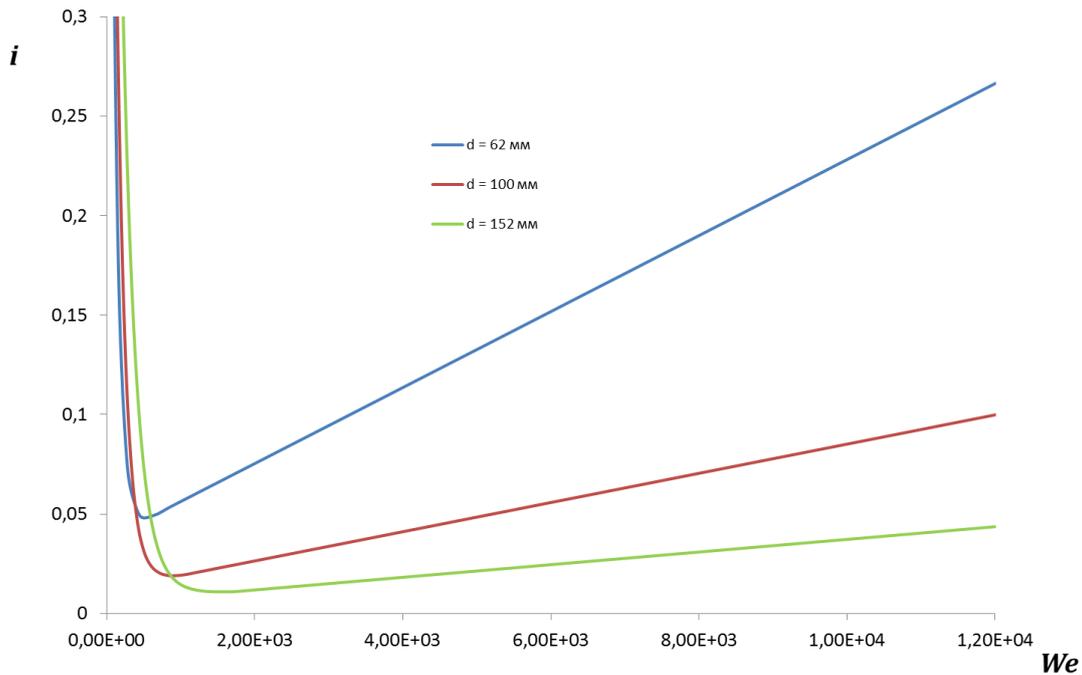


Рисунок 2.15 - Зависимость относительных потерь давления от параметра Вебера  $i=i(We)$  в вертикальном газожидкостном потоке при изменении диаметра трубы - 62; 100; 152 мм при давлении 1,5 МПа.

Как видно из рисунков 2.12-2.15 - относительные потери давления для всех четырех параметров подобия ( $Fr^*$ ,  $Re$ ,  $Fr$ ,  $We$ ) имеют зависимость от величины диаметра трубы. Но при этом только по графикам на рисунке 2.12 визуально наблюдается сохранение симметричности именно в координатах  $i=i(Fr^*)$ . Это означает (т.к. приведенный параметр Фруда является функцией таких параметров как  $Fr^*=Fr^*(d, q_{жс}, G, P)$ ), что можно добиться параллельного переноса графиков до полного их совмещения при разных диаметрах путем варьирования в данном случае расхода жидкости  $q_{жс}$ . Такого совмещения не произойдет, если пытаться изменять соответствующие переменные, входящие в безразмерные комплексы двух других параметров подобия -  $Re$ ,  $We$ .

Параметр Фруда  $Fr$  также имеет аналогичную визуальную симметрию (рисунок 2.14) при изменении диаметра труб, но как показало рассмотрение предыдущего рисунка 2.9, параметр  $Fr$  не обладает в отличие от приведенного  $Fr^*$  гидродинамическим подобием по давлению.

Таким образом, проведенный анализ сравнения зависимостей  $i=i(Fr^*, Re, Fr, We)$  доказывает, что оптимальным параметром подобия для описания двухфазных вертикальных газожидкостных потоков при характерных пластовых давлениях ( $P_{пл.} < 25$  МПа) и ВГФ ( $0,5 \div 20,0$  см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>) является именно приведенный параметр Фруда –  $Fr^*$ .

Обоснование уравнения для расчета потерь давления в газовых скважинах, исходя из принципа определения перепада давления на стенде

В разделе 1.5 уже упоминалось о том, что современные квазигомогенные модели используют соотношение (1.11) для расчета потерь давления в вертикальных трубах для многофазных потоков.

$$\frac{dp}{dL} = \rho_{см} g + \frac{\lambda_{см}}{2} \frac{\rho_{см} u_{см}^2}{d}, \quad (1.11)$$

где в правой части формулы (1.11) присутствуют члены, определяющие влияние веса смеси и влияние потерь на трение смеси на изменение давления вдоль вертикального потока. Однако эта формула дает существенные погрешности для расчётов, когда газожидкостный поток начинает содержать в себе незначительные количества воды 0,001-0,05% (в исследуемом нами диапазоне ВГФ и давлений), но при этом ведет себя уже не как гомогенная газовая среда.

В работе [55] приводится новое уравнение для расчета потерь давления в газовых скважинах с жидкостью, основанное на эмпирически полученной зависимости  $i=i(Fr^*)$ . Это уравнение (2.1) отражает схему измерений перепада давления в наших экспериментах на стенде [12], которая представлена на рисунке 2.16.

$$\frac{dp}{dL} = \rho_{г} g + i \rho_{ж} g \quad (2.1)$$

Собственно уравнение (2.1) определяет полный перепад давления в вертикальной трубе при движении газожидкостного потока.

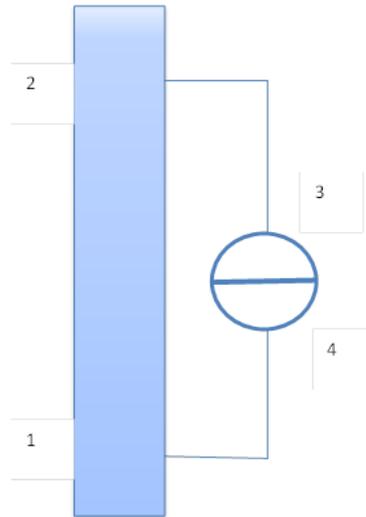


Рисунок 2.16 – Схема измерения перепада давления на стенде.

При этом в безразмерных единицах формулу (2.1) можно представить в виде (2.2), где общие относительные потери давления в экспериментах  $I$  равны сумме относительных потерь на трение  $i$  и веса столба газа:

$$I = i + \frac{\rho_{\Gamma}}{\rho_{\text{ж}}} \quad (2.2)$$

В настоящей работе приводится аналитическое обоснование уравнений (2.1 и 2.2), которое основано на принципе определения перепада давления на стенде в ходе экспериментов.

Для проведения аналитического вывода формул проведем преобразования, руководствуясь схемой измерения перепада давления, указанной на рисунке 2.16 и введем условные обозначения, применимые для потоков в вертикальных трубах.

Примем по схеме, что

$$\begin{aligned} \Delta P_{\text{общ}} &= \Delta P_{21}, \quad \Delta P_{\text{тр}} = \Delta P_{43}, \\ \Delta L = \Delta H &= \Delta H_{21} = \Delta H_{41} + \Delta H_{32}, \end{aligned} \quad (2.3)$$

где  $\Delta P_{\text{общ}}$  – общие потери давления в вертикальной трубе, Па;

$\Delta P_{\text{тр}}$  – потери давления на трение в вертикальной трубе, Па;

$\Delta H$  – высота участка вертикальной трубы, для условного отличия от длины модели  $\Delta L$ , м.

При этом очевидно, что

$$\Delta P_{21} = \Delta P_{32} + \Delta P_{41} + \Delta P_{43}, \quad \Delta P_{21} = P_1 - P_2, \quad (2.4)$$

тогда выразив

$$P_1 = P_4 + \rho_{\Gamma} g \Delta H_{41}, P_2 = P_3 - \rho_{\Gamma} g \Delta H_{32}, \quad (2.5)$$

окончательно получим:

$$\begin{aligned} \Delta P_{21} &= (\Delta P_4 + \rho_{\Gamma} g \Delta H_{41}) - (P_3 - \rho_{\Gamma} g \Delta H_{32}) = \\ &= P_4 - P_3 + \rho_{\Gamma} g \Delta H_{21} = \Delta P_{43} + \rho_{\Gamma} g \Delta H_{21} \end{aligned} \quad (2.6)$$

Чтобы привести уравнение (2.6) к безразмерным параметрам, необходимо умножить каждый член уравнения на комплекс  $1/\rho_{\text{ж}} g \Delta H_{21}$ .

В результате преобразований получаем искомые уравнения (2.1) и (2.2), позволяющие при помощи экспериментально полученных на стенде значений безразмерных потерь давления  $i$  (общие потери без учета веса столба газа) считать общие потери давления  $I$  в скважине:

$$\frac{\Delta P_{\text{общ}}}{\Delta h} = \rho_{\Gamma} g + i \rho_{\text{ж}} g \quad \Rightarrow \quad \frac{dp}{dL} = \rho_{\Gamma} g + i \rho_{\text{ж}} g, \quad (2.1)$$

$$\frac{\Delta P_{\text{общ}}}{\rho_{\text{ж}} g \Delta H} = \frac{\Delta P_{\text{тр}}}{\rho_{\text{ж}} g \Delta H} + \frac{\rho_{\Gamma}}{\rho_{\text{ж}}} \quad \Rightarrow \quad I = i + \frac{\rho_{\Gamma}}{\rho_{\text{ж}}}. \quad (2.2)$$

### **2.3 Методики проведения экспериментальных работ по определению объемного водосодержания в восходящем газожидкостном потоке**

#### Способ механического отсечения жидкости

Одной из основных задач диссертационной работы являлось экспериментальное определение объемного водосодержания в вертикальном потоке газожидкостной смеси и исследование процесса накопления жидкости в стволе скважины. При этом условия экспериментов должны были соответствовать режимам эксплуатации газовых скважин на завершающей стадии разработки. Исходя из поставленной задачи, при реальных рабочих условиях на стенде удалось реализовать следующее:

- давление в условиях экспериментов изменялось от 0,5 до 2,0 МПа;

- ВГФ варьировался в диапазоне значительно шире актуального  $1,0 \div 500,0 \text{ см}^3/\text{м}^3$  (или  $10^{-6} \div 5 \cdot 10^{-4}$ );

- отсечение жидкости проводилось на вертикальных колоннах НКТ внутренним диаметром 62 мм и 100 мм.

Очевидно, что одним из ключевых параметров, определяющих процесс самозадавливания скважин, является объемное содержание жидкости в потоке, поскольку именно этот параметр определяет истинную скорость движения жидкости и, соответственно, скорость подъема газожидкостного столба, время наполнения трубы жидкостью.

Поэтому вначале рассмотрим методику и результаты прямого измерения объемного содержания жидкости в потоке, а затем перейдем к непосредственному исследованию процесса наполнения трубы газожидкостной смесью, являющегося причиной самозадавливания скважин жидкостью.

В основе способа отсечения – механическое отсечение газожидкостного потока при его движении с последующим измерением количества жидкости в отсеченном пространстве.

Способ механического отсечения жидкости в вертикальном газожидкостном потоке для экспериментальной установки до 2005 года на базе ВНИИГАЗа (без клапанов-отсекателей) описан в [4,6,83,91].

В рамках настоящей работы при непосредственном участии автора диссертации, помимо планирования и проведения экспериментов, была предложена и реализована обновленная, по сравнению с упомянутыми источниками [4,6,83,91], методика прямого измерения объема жидкости (способ механического отсечения потока). Впервые результаты этих исследований упоминаются в опубликованных работах [56,59,66].

Также, в работах [55,57,59,64] уже упоминалось, что механическое отсечение осуществляется сверху и снизу насосно-компрессорной трубы с помощью пневматических шаровых кранов-отсекателей, управление

процессов открытия и закрытия которых, осуществляется с помощью пневматической система подачи азота под давлением.

Алгоритм обновленной методики по проведению эксперимента способом механического отсечения газожидкостного потока следующий:

- устанавливался при постоянном расходе газа и постоянном расходе жидкости установившийся по времени режим эксперимента для таких параметров, как относительный перепад давления  $i$  и приведенный параметр Фруда  $Fr^*$ ;

- в выбранный экспериментатором момент времени производилось одновременное включение пневматических шаровых кранов-отсекателей на первом и десятом этажах (см. рисунки 2.17 и 2.18, высота отсекаемого участка для НКТ с внутренними диаметрами 62, 100, 152 мм на стенде составляет 29,59 м);



Рисунок 2.17 – 1-й этаж стенда. В желтом цвете – блоки пневматических клапанов-отсекателей



Рисунок 2.18 – 10-й этаж стенда. В желтом цвете – блоки пневматических клапанов-отсекателей

- одновременно (насколько это возможно) работа воздушных нагнетателей переводилась на безопасный режим циркуляции воздуха через байпасную линию;

- через 15-20 минут после остановки эксперимента (время для стекания жидкости) в общем контуре стенда выравнивалось рабочее давление с атмосферным;

- сливалась вода со всех контуров и смесителя-барбатера, которая не находилась в отсеченном объеме колонны;

- затем выравнивалось рабочее давление с атмосферным в испытуемой колонне через сателлитную трубку;

- открывали пневматические клапаны-отсекатели на 1-м и 10-м этажах, при этом вода, из отсеченного в процессе опыта объема колонны, попадала в смеситель-барбатер;

- затем воду из смесителя-барбатера сливали в общую измерительную емкость и далее точно измеряли ее количество с помощью тарированной однолитровой мензурки;

- объемное истинное водосодержание определяли путем определения частного в отношении - измеренное количество слитой воды/общий объем колонны в отсеченном пространстве (см. формулу (1.9) раздела 1.4).

Скорость срабатывания пневматических клапанов-отсекателей по техническому паспорту 0,5 секунды. При этом, в результате усовершенствования методики отсечения, удалось синхронизировать процесс так, что воздушный поток переводился на байпасный режим с некоторым запаздыванием, т.е. время на изменение структуры потока становилось меньше 0,5 секунды (0,2-0,25 секунды).

Существенные погрешности (до 15%) в определении количества жидкости на стенде возникали, когда в ходе усовершенствования методики, в обратной последовательности проводилось окончание эксперимента - вначале с некоторым опережением переводили подачу воздуха на байпасный режим, затем проводилось отсечение жидкости пневматическими клапанами.

Необходимо отметить – что самые важные опыты, с расходными характеристиками близкими к минимально-допустимым дебитам и условиями, при которых начинается задавливание скважин, вообще проводились при постоянно открытой байпасной линии. Поэтому систематическая экспериментальная погрешность в опытах (результаты которых легли в основу расчета времени самозадавливания скважин, см. раздел 4.1) была еще меньшей, чем в случае одновременного включения отсекателей и байпасной линии.

Так как инструментальная погрешность в опытах при измерении отсеченной жидкости не превышала 1%, расчет показал – для определения объемного водосодержания погрешность составила 3% (см. раздел 2.4).

Следует особо отметить принципиальное отличие проведенных автором экспериментов по механическому отсечению жидкости в динамическом газожидкостном потоке на стенде от ранее проведенных опытов другими авторами (как на аналогичных установках [44,45,49,69], так и на стенде до модернизации 2005 года [4,6,83,91], когда были установлены блоки пневматических клапанов-отсекателей); оно заключается в том, что:

- впервые удалось провести опыты по отсечению жидкости при рабочем давлении в диапазоне 0,6-2,0 МПа;

- впервые удалось провести отсечение жидкости при установившемся во времени режиме по таким параметрам как расход газа, перепад давления, температура, расход жидкости на входе и выходе из системы, постоянное рабочее давление;

- впервые удалось провести опыты по отсечению жидкости при низком ВГФ ( $1,0 \div 20,0 \text{ см}^3/\text{м}^3$ ), и в целом, как итог, при соблюдении диапазонов всех рабочих условий аналогичных завершающей стадии разработки газовых месторождений.

Таким образом, полученные с использованием метода механического отсечения результаты экспериментов позволяют:

- с достаточной точностью обосновывать параметры режимов устойчивой работы скважин;

- рассчитывать параметры процесса самозадавливания скважин при пластовых, забойных давлениях и дебитах, типичных для завершающей стадии разработки сеноманских залежей.

Расчетно-аналитический способ определения содержания жидкости в вертикальном газожидкостном потоке

Расчетно-аналитический способ был разработан и внедрен в ходе модернизации стенда 2012 года, проведенной в целях расширения функциональных возможностей последнего. На “Способ проведения исследований газожидкостного потока” и параллельно с ним, на

“Устройство для проведения исследований газожидкостного потока”, было получено два патента на изобретение Российской Федерации [61,62].

Подробнее методика и алгоритм обработки экспериментальных результатов, основанные на данном способе подробно описаны в разделе 3.1, в описании результатов исследований на стенде.

Автор настоящей диссертационной работы принял непосредственное участие в отработке и создании данного расчетно-аналитического способа [61], а также в совершенствовании и адаптации программного комплекса для обработки результатов стендовых экспериментов (шаблона регистрации значений технологических параметров, как важнейшего элемента данной схемы), в основе которого лежит создание [62].

Обновленная измерительная схема стенда изображена на рисунке 2.19.

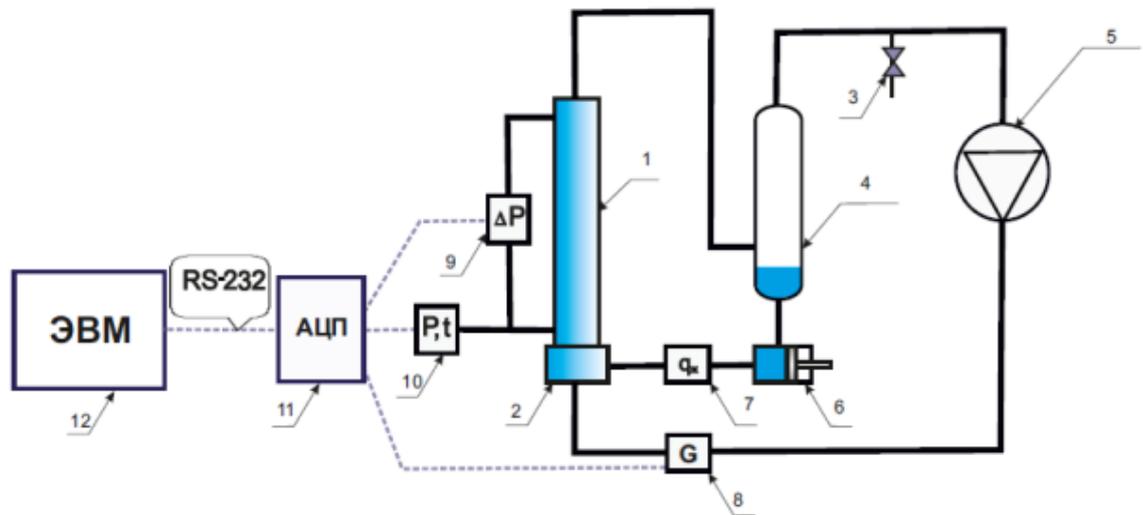


Рисунок 2.19 [56] - Измерительная схема стенда для исследования закономерностей трубной гидродинамики. Здесь: 1 - испытуемая колонна; 2 – смеситель газа и жидкости; 3 - кран впуска и выпуска газа; 4 - сепаратор; 5 - центробежный газовый нагнетатель; 6 - жидкостный насос; 7 - расходомер жидкости; 8 - расходомер газа; 9 – блок датчиков перепада давления; 10 - блок датчиков давления и температуры; 11 - блок аналого-цифрового преобразования первичных сигналов; 12 – блок обработки данных и визуализации результатов наблюдения на базе ЭВМ.

Основой этой измерительной схемы является компьютеризированная система сбора, передачи и обработки сигналов, поступающих от первичных преобразователей.

В процессе эксперимента физические параметры изучаемого процесса контролируются цифровыми каналами передачи информации. В состав каналов входят:

- датчики с токовым выходом 4-20 мА;
- аналогово-цифровой преобразователь (АЦП) с выходом RS-232;
- ЭВМ с установленным драйвером обмена.

Сигналы с датчиков передаются на аналогово-цифровой преобразователь, который связан с ЭВМ по протоколу RS-232. Драйвер обмена производит сбор, отображение и хранение полученных значений технологических параметров всей системы датчиков в файле формата Microsoft Excel [56].

Для автоматизации с помощью внешней универсальной ЭВМ функции сбора данных, поступающих от приборов производства НПП «Элемер», предназначается программа Dynamic Data Exchange (DDE) Driver [116]. Программа позволяет организовать непрерывную передачу информации технологией DDE операционной системы Windows XP.

Далее на стенде DDE Driver передаёт значения технологических параметров в шаблон формата Excel, а экспериментатор непосредственно обрабатывает, получаемую «в режиме реального времени» информацию, следит за происходящими процессами, управляет ходом эксперимента.

Примеры обработанных по такой методике результатов исследований будут представлены в разделах 3.1-3.3.

## 2.4 Анализ точности экспериментальных исследований и измерительной системы

Для оценки точности экспериментальных исследований на стенде и установке для проведения экспериментальных исследований восходящих газожидкостных потоков с жидкостями повышенной плотности (установка описана в разделе 2.5) необходимо оценить погрешности основных рассчитываемых параметров: приведенного параметра Фруда -  $Fr^*$  (1.5), относительных потерь давления  $i$  (1.6), объемного водосодержания -  $\varphi$  (1.9).

Расчёт относительной погрешности величины  $Fr^*$ , исходя из представленной в разделе 1.2 зависимости (1.5), определяется суммой погрешности значений таких величин как плотность, скорость газа, диаметр колонны.

Проведем аналитическую оценку относительной погрешности приведенного параметра Фруда на примере параметра скорости [37,77].

Исходя из того, что,

$$\begin{aligned} \frac{\Delta u}{\bar{u}} &= \delta u, \\ u &= \bar{u} + \Delta u, \\ Fr^* &= au^2 = a(\bar{u}^2 + 2\bar{u}\Delta u + \Delta u^2) = a\bar{u}^2 + 2a\bar{u}\Delta u + a\Delta u^2, \\ Fr^* &= \overline{Fr^*} + \Delta Fr^*, \\ \overline{Fr^*} &= a\bar{u}^2, \\ \Delta Fr^* &= 2a\bar{u}\Delta u + a\Delta u^2, \\ \frac{\Delta Fr^*}{\overline{Fr^*}} &= \delta Fr^*, \end{aligned} \quad (2.7)$$

получаем,

$$\delta Fr^* = \frac{2a\bar{u}\Delta u + a\Delta u^2}{a\bar{u}^2} = \frac{2\Delta u}{\bar{u}} + \left(\frac{\Delta u}{\bar{u}}\right)^2 = 2\delta u + \delta^2 u, \quad (2.8)$$

где,

$\delta Fr^*$ ,  $\delta u$  - относительные погрешности приведенного параметра Фруда и скорости;

$\Delta Fr^*$ ,  $\Delta u$  - абсолютные погрешности приведенного параметра Фруда и скорости;

$\overline{Fr^*}$ ,  $\bar{u}$  - истинные значение приведенного параметра Фруда и скорости;

$Fr^*$ ,  $u$  – определяемые в процессе эксперимента значения приведенного параметра Фруда и скорости;

$a$  – константа.

В свою очередь, точность определения скорости  $u$  зависит от погрешности таких параметров, как объемный расход газа при рабочих условиях  $G$ , внутренний диаметр колонны  $d$ .

Помимо этого общая относительная погрешность  $\delta Fr^*$  будет складываться из погрешностей, измеряемых в процессе опытов таких величин как:

- температура в трубе,  $T_{тр}$ ;
- давление в трубе,  $p_{тр}$ ;
- коэффициент сверхсжимаемости газа в трубе,  $z_{тр}$ ;

и будет выглядеть в виде:

$$\delta Fr^* = 2\delta G + \delta p_{тр} + 5\delta D + 2\delta T_{тр} + 2\delta z_{тр} . \quad (2.9)$$

В работе [55] обосновывается, что погрешностью датчиков температуры можно пренебречь, т.к. она относится к градусам Цельсия, в то время как во всех наших формулах используется шкала Кельвина. Это обстоятельство существенно уменьшает влияние погрешности датчиков температуры на окончательный результат. Кроме того можно пренебречь погрешностью при определении коэффициента сверхсжимаемости газа  $z$ , которая рассчитывается по известным зависимостям  $z = z(p, T)$  [40] и для исследуемых диапазонов температур и давлений, характерных для поздней стадии разработки месторождений, будет также незначительной [55].

В итоге окончательный вариант для относительной погрешности  $\delta Fr^*$  представляется в виде (2.10):

$$\begin{aligned}\delta Fr^* &= 2\delta G + \delta p_{\text{тр}} + 5\delta D = 2 \cdot 0,011 + 0,005 + 5 \cdot 0,001 \\ &= 0,032 = 3,2\%\end{aligned}\quad (2.10)$$

Расчёт относительной погрешности параметра  $i$ , исходя из представленной в разделе 1.2 зависимости (1.6) проводится аналогичным способом, и в результате расчета получаем:

$$\delta i = \delta \Delta p + \delta \Delta H = 0,005 + 0,001 = 0,006 = 0,6\%, \quad (2.11)$$

где,

$\delta \Delta p$ ,  $\delta \Delta H$  - соответственно относительные погрешности величины перепада давления по вертикальной колонне и величины длины колонны.

Стоит обратить внимание, что по сравнению с представленными в работе [55] данными, произошло уменьшение ( $\sim$  в 1,5 раза) относительных погрешностей параметров  $Fr^*$  и  $i$  в связи с увеличением точности новых приборов, установленных в результате модернизации стенда в 2012 году.

Аналогично, проведя вычисления, получаем для параметра  $\varphi$  - истинного объемного водосодержания, представленного в разделе 1.4 как зависимость (1.9):

$$\varphi = \frac{V_{\text{ж}}}{V_{\text{тр}}}, \quad (1.9)$$

что относительная погрешность измерения  $\delta \varphi$  будет равна (исходя из того, что инструментальная погрешность при измерении объема трубы составляет 1%, и отдельно - при измерении объема слитой жидкости также 1%, см. также раздел 2.3):

$$\delta \varphi = 2\delta V_{\text{тр}} + \delta V_{\text{ж}} = 2 \cdot 0,01 + 0,01 = 0,03 = 3\%. \quad (2.12)$$

Расчет погрешностей установки для проведения экспериментальных исследований восходящих газожидкостных потоков с жидкостями повышенной плотности составили соответственно для  $\delta Fr^*$ :

$$\begin{aligned}\delta Fr^* &= 2\delta G + \delta p_{\text{тр}} + 5\delta D = 2 \cdot 0,015 + 0,02 + 5 \cdot 0,001 \\ &= 0,055 = 5,5\%,\end{aligned}\quad (2.13)$$

а для  $\delta i$ :

$$\delta i = \delta \Delta p + \delta \Delta H = 0,01 + 0,01 = 0,02 = 2\%. \quad (2.14)$$

## **2.5 Установка для проведения экспериментальных исследований восходящих газожидкостных потоков с жидкостями повышенной плотности**

В результате исследований, проведенных на стенде по отработке технологий и эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений, были получены и систематизированы экспериментальные данные о потерях давления в вертикальных трубах при движении в них газожидкостных потоков с водой в качестве жидкой фазы при плотности  $1000 \text{ кг/м}^3$  [10,15,20,57,64,83]. По результатам анализа полученных экспериментальных данных была разработана гидродинамическая модель для расчетов режимов работы газовых скважин с водопроявлениями. Однако вопрос о влиянии плотности жидкой фазы на характеристики газожидкостных потоков оставался практически не изученным.

С целью исследования влияния плотности жидкости на потери давления в вертикальных газожидкостных потоках была дополнительно проведена серия экспериментов на специально созданной установке для исследований восходящих газожидкостных потоков с жидкостями повышенной плотности (далее - установка).

Базой для создания установки послужил «стенд призабойная зона-скважина», описание которого приведено в диссертационной работе Плоскова А.А. [72] и патенте РФ [92].

В схему работы установки, были внесены определенные конструкторские изменения, в связи с проведением данных экспериментальных работ на базе и помещении стенда по отработке технологий и эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений.

Схема созданной установки представлена на рисунке 2.20:

- плунжерный жидкостной насос (1);
- расходомер жидкости - тарированная емкость (2);

- блок подачи жидкости и воздуха - емкость смешения жидкости и воздуха (3), где образование газожидкостной смеси происходит таким образом, что всасывание воды и воздуха, поступающих в рабочую колонну, и их предварительное перемешивание при атмосферном давлении, происходит в зоне 2-х сантиметрового зазора между нижним краем рабочей колонны и верхним слоем поступающей из специальной емкости жидкости;
- блок измерения перепада давления (U-образный жидкостной манометр с водяным наполнением) (4);
- вертикальная экспериментальная колонна из прозрачного пластика высотой 2,1 м и внутренним диаметром 35 мм (5);
- блок разделения жидкости и воздуха (прозрачная сфера из пластика) (6);
- блок создания расхода газа (турбина, всасывающая воздух) (7);
- расходомер воздуха (счетчик газа турбинный СТГ-100-400) (8).

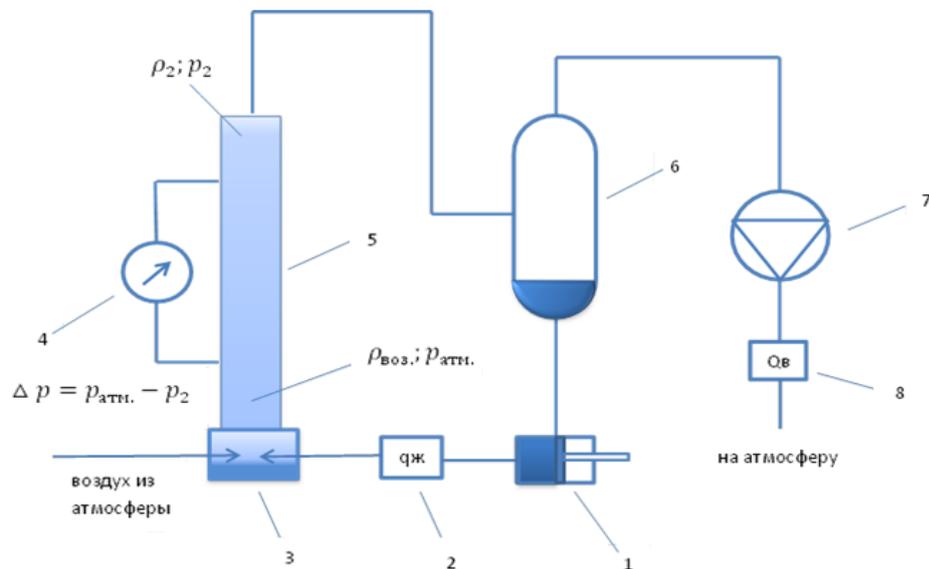


Рисунок 2.20. Рабочая схема установки для исследований восходящих газожидкостных потоков с жидкостями повышенной плотности:

1 –плунжерный жидкостной насос; 2 – расходомер жидкости; 3 - блок подачи жидкости и воздуха; 4 – блок измерения перепада давления (U - образный водяной манометр); 5 - вертикальная экспериментальная колонна; 6 - блок разделения жидкости и воздуха (сфера); 7 – блок создания расхода газа (турбинный насос); 8 – расходомер воздуха.

При расчете потерь давления при движении вертикальной газожидкостной смеси использовались следующие допущения:

1) давление воздуха в месте поступления его снизу колонны (рисунок 2.20, (3)) принималось равным  $p_{\text{атм.}} = 101.3$  кПа или одной физической атмосфере, а плотность воздуха  $\rho_{\text{воз.}} = 1,20$  кг/м<sup>3</sup> (при этом в течение двух месяцев во время проведения экспериментов по барометру наблюдались колебания атмосферного давления в диапазоне 751-766 мм рт. ст., а температуры воздуха в помещении 20-24°C);

2) смешивание поступающей жидкости с воздухом, путем всасывания ее в колонну происходит способом, минимально искажающим измеряемые параметры;

3) при определении параметра Фруда для каждой экспериментальной точки мы брали усредненную плотность воздуха  $\rho_{\text{ср.}}$  в колонне. Формулы для расчета приведены ниже:

$$\rho_{\text{ср}} = \frac{\rho_{\text{воз}} + \rho_2}{2}, \quad (2.15)$$

$$\rho_2 = \rho_{\text{воз}} \frac{p_2}{p_{\text{атм}}}, \quad (2.16)$$

$$p_2 = p_{\text{атм}} - \Delta p. \quad (2.17)$$

Далее из (2.15-2.17) получаем выражение для вычисления средней плотности воздуха в колонне:

$$\rho_{\text{ср}} = \frac{\rho_{\text{воз}} + \rho_{\text{воз}} \frac{p_2}{p_{\text{атм}}}}{2} = \rho_{\text{воз}} \left( \frac{1 + \frac{p_2}{p_{\text{атм}}}}{2} \right) = \rho_{\text{воз}} \left( \frac{2 - \frac{\Delta p}{p_{\text{атм}}}}{2} \right), \quad (2.18)$$

где:

-  $\rho_{\text{воз}}; p_{\text{атм}}$  - плотность и давление воздуха внизу колонны или геометрически нижней точке трубы, кг/м<sup>3</sup>; Па (см. обозначения на рисунке 2.5.1);

-  $\rho_2; p_2$  - плотность и давление воздуха сверху колонны или геометрически верхней точке трубы, точке измерения перепада давления, кг/м<sup>3</sup>; Па (см. обозначения на рисунке 2.20);

-  $\Delta p$  - перепад давления между низом и верхом вертикальной экспериментальной колонны, Па.

Таким образом, в экспериментах было два измеряемых параметра:

- 1 - расход воздуха  $\Delta G$ , ( $\text{м}^3/\text{час}$  пересчитывались в  $\text{м}^3/\text{с}$ );
- 2 - перепад давления между входом в колонну (атмосферным давлением) и верхней частью колонны (в месте подсоединения U - образный водяной манометр)  $\Delta p$ , (см в.ст. пересчитывались в Па).

Относительная погрешность при проведении измерений для конечных параметров, в которых обрабатывались результаты экспериментов, составила для приведенного параметра Фруда  $Fr^*$ - 5,5 %, для относительных потерь давления  $i$  - 2% (см. раздел 2.4).

#### Приборы для исследования физических параметров растворов соли – формиата натрия

Определение плотности проводились на приборе Anton Paar DMA 35N Density Meter. Абсолютная погрешность при кратном повторении измерений (до трех повторений) составила  $\pm 0,05 \text{ г/см}^3$ . Измерения проводились при температуре  $22.3^\circ\text{C}$ .

Определение поверхностного натяжения проводились по ГОСТ 20216-74 на приборе KRUS-K-20 «методом отрыва кольца де Нуи». Абсолютная погрешность при кратном повторении измерений (до пяти повторений) составила  $\pm 0,35 \text{ мН/м}$  для всех растворов различной плотности. Измерения проводились при температуре  $21.1^\circ\text{C}$ .

Определение условной вязкости растворов проводилось по СТО Газпром 2-3.2-004-2005 на полевом вискозиметре ВП-5. Измерения проводились при температуре  $24.0^\circ\text{C}$ . Абсолютная погрешность при кратном повторении измерений (до трех повторений) составила  $\pm 0,2 \text{ сек}$ .

## ВЫВОДЫ К ГЛАВЕ 2.

Приведенные в главе характеристики стенда по отработке технологий и эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений позволяют проводить эксперименты по определению объемного водосодержания  $\varphi$  в восходящем газожидкостном потоке в условиях типичных для поздней стадии разработки газовых месторождений ( $P_{пл.} < 25$  МПа, ВГФ  $0,5 \div 20,0$  см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, в насосно-компрессорных трубах промыслового сортамента).

Анализ безразмерных параметров, реализуемых в процессе экспериментов при рабочих диапазонах и характеристиках стенда, показал, что параметрами подобия для описания двухфазных вертикальных газожидкостных потоков являются приведенный параметр Фруда  $Fr^*$  и относительные потери давления  $i$ .

Создана и отработана экспресс-методика экспериментального определения объемного водосодержания  $\varphi$  в восходящем газожидкостном потоке на стенде по отработке технологий и эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений.

В результате оценки точности экспериментальных исследований относительная инструментальная погрешность основных рассчитываемых параметров на стенде составила:  $\delta Fr^* = 3,2 \%$ ;  $\delta i = 0,6 \%$ ;  $\delta \varphi = 3,0 \%$ .

Разработана методика исследования характеристик газожидкостных потоков с жидкостями повышенной плотности на установке для проведения экспериментальных исследований восходящих газожидкостных потоков с жидкостями повышенной плотности.

Относительная инструментальная погрешность основных рассчитываемых параметров на установке составила:  $\delta Fr^* = 5,5 \%$ ;  $\delta i = 2,0 \%$ .

### **Глава 3. Результаты экспериментальных исследований восходящих газожидкостных потоков**

В главе представлены результаты определения содержания жидкости в вертикальном газожидкостном потоке механическим способом отсечения жидкости, а также расчетно-аналитическим способом. Проведено сравнение диапазонов изученных водонасыщенностей, а также существующих моделей вертикальных восходящих газожидкостных потоков в сравнении с экспериментальными результатами.

Показан вывод новой эмпирической зависимости объемного водосодержания от приведенного параметра Фруда.

Представлены результаты экспериментальных исследований влияния плотности жидкой фазы на характеристики газожидкостных потоков в вертикальных трубах.

#### **3.1 Экспериментальное определение объемного водосодержания в восходящих газожидкостных потоках, характерных для поздней стадии разработки сеноманских залежей**

##### Результаты определения содержания жидкости в вертикальном газожидкостном потоке механическим способом отсечения

Как констатировалось в [56], «в работах [1,38,53,59,80,81] описаны методики и результаты экспериментальных исследований восходящих газожидкостных потоков применительно к проблеме эксплуатации обводняющихся скважин. На практике используются четыре основных способа определения объемного водосодержания в трубе:

- отсечение потока внизу и вверху трубы с измерением количества жидкости в отсеченном пространстве;
- объемный балансовый метод с измерением количеств поступившей в трубу и вышедшей из трубы жидкости;
- на основе измерения динамического напора газожидкостного потока на выходе из трубы;

- волновые методы, основанные на измерениях отражения и поглощения волн различной физической природы (электромагнитных или акустических)» [56].

Автором диссертации за 2011, 2013 годы на стенде был выполнен 41 эксперимент с использованием способа механического отсечения на вертикальной колонне внутренним диаметром  $d_{\text{вн}}=100$  мм. Дополнительно были обработаны и использованы для расчетов и построения моделей 34 эксперимента, проведенные тем же способом Николаевым О.В. в 2006 году на колонне  $d_{\text{вн}}=62$  мм.

Эти опыты проводились до создания на стенде компьютеризированной система сбора, передачи и обработки сигналов, поступающих от первичных преобразователей, описанной в разделе 2.3 и в [56,61]. Поэтому, вводимые вручную в базу Excel фиксируемые параметры записывались с большими промежутками времени - в лучшем случае один раз в 30-45 секунд. Соответственно уверенно фиксировались лишь установившееся во времени процессы, а нестационарные режимы, такие как заполнение колонны газожидкостной смесью, могли бы фиксироваться со значительными погрешностями.

В результате, эксперимент прерывался отсечением газожидкостного потока, после того как фиксировались установившееся во времени значения параметров, таких как:

- расход воздуха при рабочих условиях  $G$ , м<sup>3</sup>/час;
- перепад давления  $\Delta p$ , см в.ст.;
- давление в колонне  $p$ , кПа;
- температура  $t$ , °С;
- постоянная скорость заполнения водой сепаратора  $\Delta V$ , л/мин;

здесь внесистемные единицы измерения параметров отображают реальные единицы измерения на приборах, с которых снимаются данные, но впоследствии, для расчетов зависимости  $i=i(Fr^*)$  они все однозначно переводятся в СИ.

В результате прерывания каждого опыта по отсечению жидкости фиксировалось ее количество, способом, описанном в разделе 2.3, и рассчитывалось истинное объемное содержание жидкости по приведенной в разделе 1.4 формуле (1.9).

$$\varphi = \varphi_{жс} = \frac{V_{жс}}{V_{тр}} \quad (1.9)$$

При этом фиксировался момент времени и соответствующие ему рассчитанные параметры  $Fr^*$  и  $i$ . Далее строилось графическое отображение для двух функциональных зависимостей  $i=i(Fr^*)$  и  $\varphi=\varphi(Fr^*)$ , где аргументом является значение приведенного параметра Фруда. В итоге для каждого опыта по отсечению на графике возникают две точки - потерь давления и объемной водонасыщенности.

На рисунках 3.1 и 3.2 все эти экспериментальные данные (обозначены точками) по оценке потерь давления и величин объемного содержания жидкости как функции приведенного параметра Фруда сведены вместе и представлены в виде графиков.

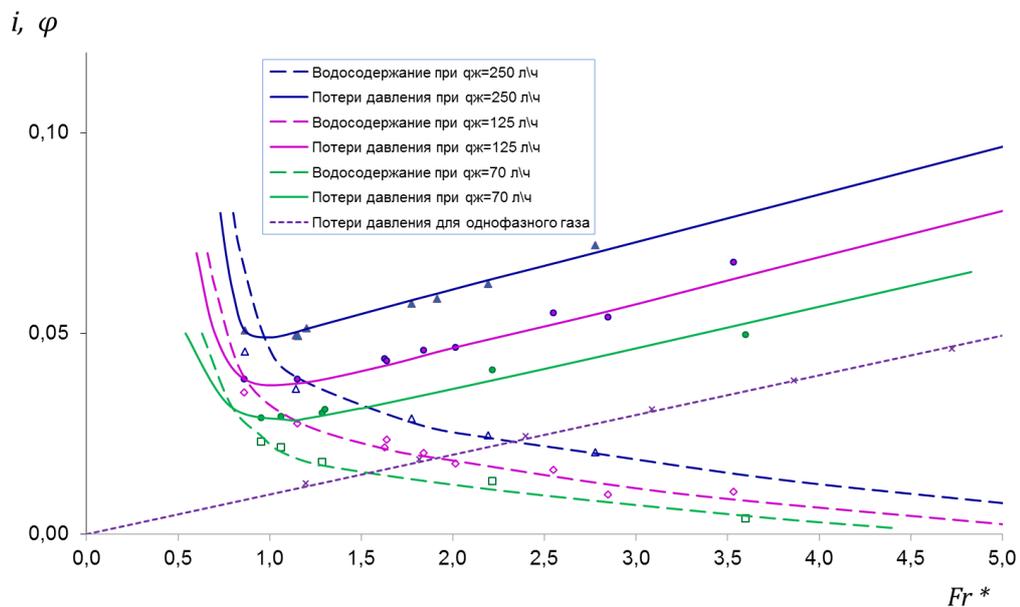


Рисунок 3.1. Зависимости относительных потерь давления  $i$  и объемного водосодержания  $\varphi$  от приведенного параметра Фруда для трубы диаметром 62 мм при различных расходах жидкости.

Экспериментальные исследования были проведены на вертикальной трубе 62 мм в диапазоне давлений 0,5 ÷ 2,0 МПа, с расходами жидкости в условиях эксперимента 70, 125, 250 л/ч при скоростях газа 8-16 м/с (см. рисунок 3.1).

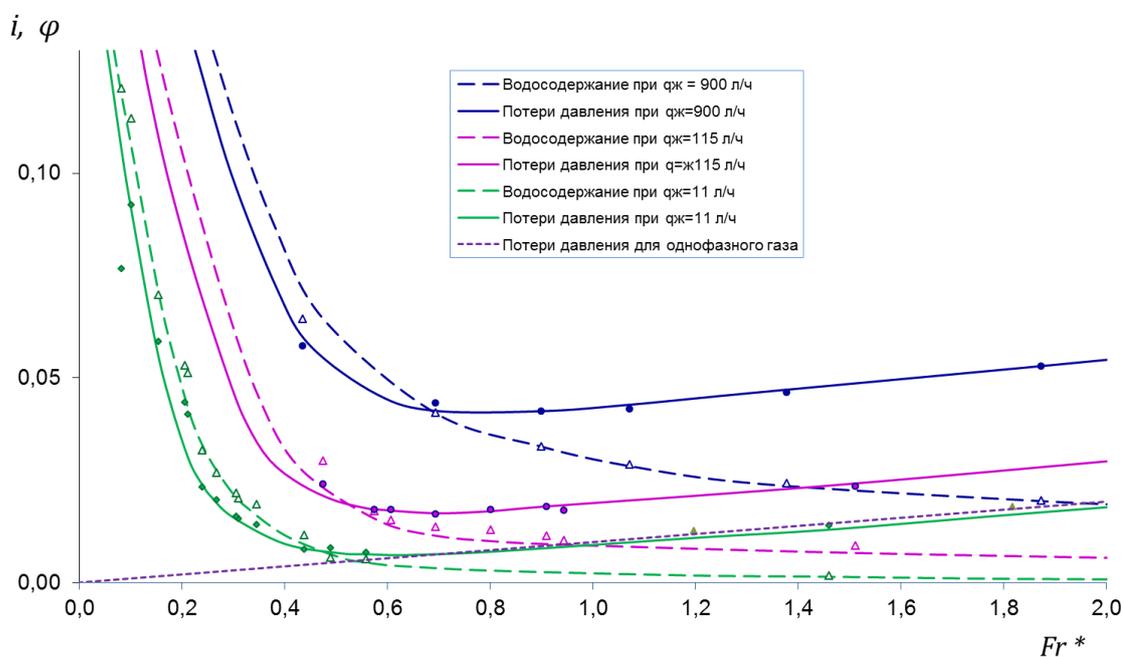


Рисунок 3.2. Зависимости относительных потерь давления  $i$  и объемного водосодержания  $\varphi$  от приведенного параметра Фруда для трубы диаметром 100 мм при различных расходах жидкости.

Для вертикальной трубы 100 мм экспериментальные исследования были проведены также в диапазоне давлений 0,5 ÷ 2,0 МПа, но расходами жидкости в условиях эксперимента 11, 115, 900 л/ч при скоростях газа 7-14 м/с (см. рисунок 3.2).

Анализ проведенных исследований показал - способ механического отсечения жидкости характеризует высокая повторяемость результатов - расхождения в значениях объемов слитой воды при повторении экспериментов были не более 3%.

Второе очевидное преимущество способа - визуальное определение результата опыта, количества слитой жидкости.

Но при этом стоит отметить:

- способ достаточно трудоемкий, требующий больших временных затрат, сноровки и подготовленности экспериментатора;

- при высоких расходах газа и малых относительных содержаниях в потоке жидкости (правая ветвь на рисунках 3.1 и 3.2) погрешности метода отсечения увеличиваются и могут превышать 20%. Однако указанная область параметров выходит за рамки исследований данной работы.

Следует отметить, что в результате проведения 75-и экспериментов по отсечению жидкости на стенде появились уникальные данные, которые были получены впервые и ранее нигде не описывались. Впервые они были опубликованы коллективом авторов в 2016 году в [59].

Эти данные легли в основу алгоритма расчета времени задавливания скважины, высоты поднятия газожидкостного столба и других процессов, а также были использованы при написании научно-исследовательских работ, что отмечено в практической ценности работы. Методика будет описана ниже в разделе 4.1.

#### Результаты определения содержания жидкости в вертикальном газожидкостном потоке расчетно-аналитическим способом

На примере конкретного эксперимента приводится анализ алгоритма расчётно-аналитического способа, его применение для получения результатов по определению истинного объемного содержания жидкости в потоке без прерывания эксперимента. В [56,61] было показано, где «на рисунке 3.3 представлены результаты измерений, получаемые во время проведения опыта на экране монитора в режиме реального времени. Эксперимент в рассматриваемом примере проводился на вертикальной колонне длиной  $L = 29,59$  м внутренним диаметром  $d = 100$  мм, при рабочем давлении  $p = 1,04$  МПа, расходе жидкости  $q_{жс} = 11,4$  л/час, расходе газа  $G = 146$  м<sup>3</sup>/час. В качестве компонентов газожидкостной смеси использовались вода и воздух. На рисунке 3.3 обозначено:  $\Delta p$  (29,59 м) – потери давления на концах колонны, см. водного столба;  $\Delta p$  (1,3 м) – потери давления на нижнем участке колонны высотой 1,3 м, см. водного

столба;  $G$  – расход газа через колонну при рабочем давлении, м<sup>3</sup>/час;  $V$  – объем жидкости в сепараторе, л. Измерения потерь давления на нижнем участке трубы длиной 1,3 м осуществлялись с целью определения влияния на характеристики газожидкостного потока растущего вышележащего столба смеси.

Последовательность эксперимента следующая. В начале в контур стенда нагнетается газ до рабочего давления  $p$ . Далее в момент времени  $t=0$  включается газовый нагнетатель; регулированием частоты вращения ротора нагнетателя с помощью частотного преобразователя устанавливается требуемая величина расхода газа  $G$ . После включения жидкостного насоса в момент времени  $t_1$  в испытываемую трубу начинает поступать вода, одновременно за счет возникновения столба газожидкостной смеси начинается рост потерь давления  $\Delta p(29,59 \text{ м})$  и  $\Delta p(1,3 \text{ м})$ . В исходном состоянии в уровнемере сепаратора присутствует некоторое количество воды  $V$  (в рассматриваемом эксперименте эта величина равна 1,2 л).

Существенными особенностями поведения газожидкостного потока в эксперименте являются (см. рисунок 3.3):

1. монотонный во времени рост потерь давления в трубе вплоть до ее заполнения, характеризуемый практически постоянным углом наклона графика к оси абсцисс;
2. постоянный уровень потерь давления в нижнем участке трубы после достижения столбом смеси уровня 1,3 м,

что свидетельствует о равномерном, почти поршнеобразном, поднятии столба двухфазной смеси и постоянной величине насыщенности жидкостью практически по всей высоте трубы (за исключением небольшого верхнего участка, заполняемого в соответствии с рисунком 3.4 после момента времени  $t > t_2$  и на котором локальная насыщенность и локальные потери давления несколько меньше, чем во всей остальной трубе).

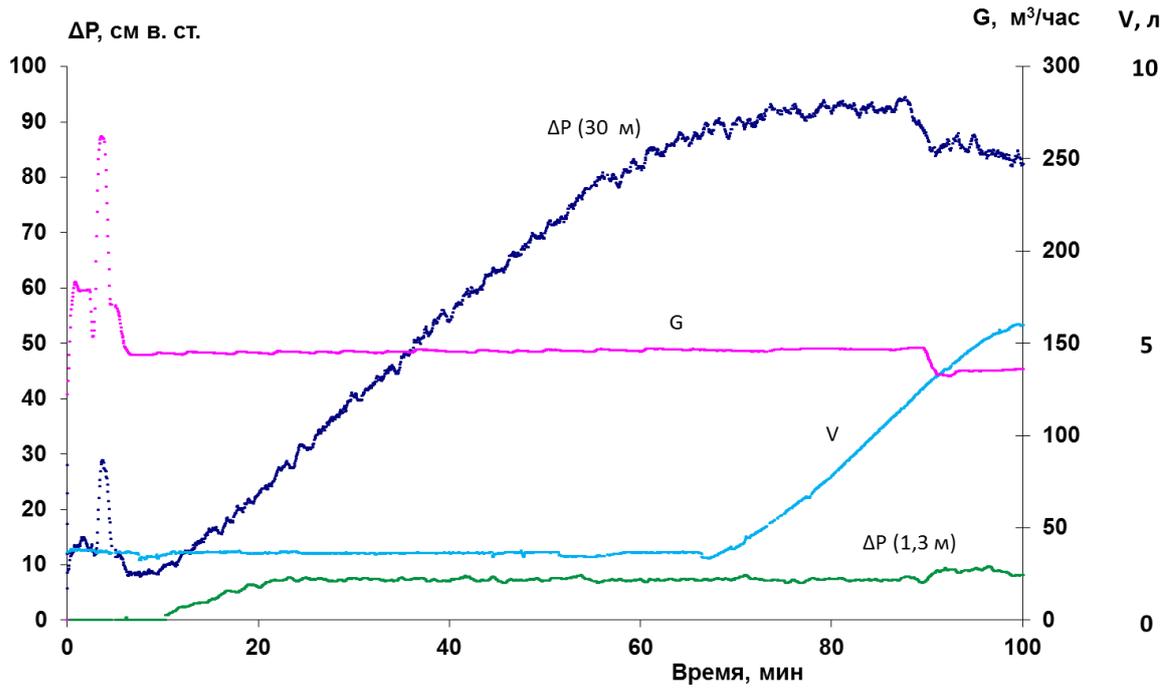


Рисунок 3.3. Измерение параметров газожидкостного потока в режиме реального времени.

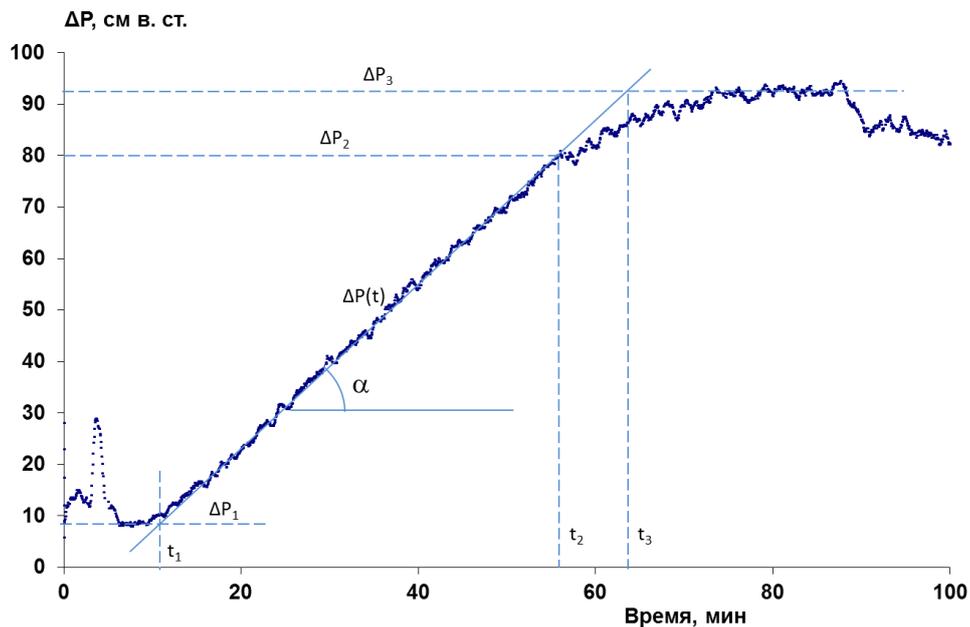


Рисунок 3.4. Определение времени заполнения колонны газожидкостной смесью.

На рисунке 3.4 отмечены различные фазы рассматриваемого эксперимента. На начальном этапе, после установления расхода газа на уровне  $G = 146 \text{ м}^3/\text{час}$ , потери давления на трение для однофазного газа по

всей длине трубы (29,59 м) равны 8,6 см вод.ст. В момент времени  $t_1=10,5$  мин в испытываемой трубе стала появляться жидкость, что инициировало возникновение и рост столба газожидкостной смеси, сопровождаемый монотонным ростом потерь давления:

$$\frac{d}{dt} \Delta p = C \cdot \operatorname{tg} \alpha, \quad (3.1)$$

где  $C$  – масштабирующий множитель с размерностью  $\left[ \frac{\Delta p}{t} \right]$ .

В момент времени  $t_2 = 55$  мин столб смеси достиг уровня  $H_1$ , выше которого плотность смеси будет несколько меньше, чем в нижнем участке (рисунок 3.5), однако мы для наших расчетов пренебрежем этим «концевым эффектом», и за окончание периода заполнения трубы примем момент времени  $t_3=64$  мин, получаемый аппроксимацией, как показано на рисунке 3.4.



Рисунок 3.5. Распределение газожидкостной смеси по плотности в установившемся вертикальном газожидкостном потоке.

Как видно из рисунка 3.3, после заполнения трубы газожидкостной смесью до верха жидкость стала сливаться в сепаратор (голубая кривая, соответствующая величине  $V$ ), и через некоторое время скорость заполнения сепаратора сравнялась с расходом водного насоса, что

свидетельствует о достижении установившегося режима во всех участках стенда.

На рисунке 3.5 представлено распределение газожидкостной смеси по плотности, которое следует из анализа результатов эксперимента по рисунку 3.4. В течение времени  $(t_2 - t_1)$  столб смеси поднимается до высоты  $H_1$  и соответствует участку №1, в течение времени  $(t_3 - t_2)$  столб смеси поднимается по верхнему участку трубы №2 до верхней точки измерения перепада давления в трубе общей высотой  $L = H_1 + H_2$ . После установления режима плотность смеси на участке №1 практически постоянна (или меняется весьма слабо), а на участке №2 уменьшается с высотой. Принимая равенство

$$\frac{t_3 - t_2}{t_2 - t_1} = \frac{H_2}{H_1}, \quad (3.2)$$

из экспериментальных данных получим, что  $H_1/L = 0,84$ .

Количество жидкости в трубе на участке №1 после ее заполнения можно рассчитать исходя из балансового соотношения:

$$V_{ж1} = q_{жс} \cdot (t_2 - t_1) = 11,4 \cdot \frac{55,0 - 10,5}{60} = 8,45 \text{ л}. \quad (3.3)$$

Объем участка №1 трубы составляет  $V_{мп1} = 194$  л, поэтому объемное водосодержание в исследуемом газожидкостном потоке на участке №1 равно

$$\varphi = \frac{V_{ж1}}{V_{мп1}} = 4,4 \cdot 10^{-2}. \quad (3.4)$$

Из приведенных результатов экспериментов можно рассчитать среднюю истинную скорость жидкости -  $w$ . Обозначим  $v$  - скорость жидкости, приведенную к сечению трубы. В рассмотренном эксперименте она равна

$$v = \frac{4 \cdot q_{жс}}{\pi \cdot D^2} = 4 \cdot 10^{-4} \text{ м/сек}. \quad (3.5)$$

Тогда, считая, что занимаемая в сечении трубы площадь жидкой фазы пропорциональна объемному водосодержанию  $\varphi$ , получим

$$w = \frac{v}{\varphi} = \frac{0,0004}{0,044} \text{ м/сек} = 0,009 \text{ м/сек} , \quad (3.6)$$

или  $w=9$  мм/сек. Эта величина – истинная скорость движения жидкости в трубе в процессе рассматриваемого эксперимента, и именно с такой скоростью происходит заполнение трубы газожидкостной смесью, что отражается углом наклона  $\alpha$  графика  $\Delta p$  (29,59 м) на рисунке 3.4.

Соответственно в данном опыте величина истинной скорости движения жидкости ( $w = 9$  мм/сек) в 22,5 раза больше величины приведенной к сечению трубы скорости жидкости ( $v = 0,4$  мм/сек).

Отметим, что приведенная скорость жидкости  $v$ , определяемая выражением (3.5), не зависит от расхода газа, в то время как истинная скорость движения жидкости  $w$ , определяемая выражением (3.6), зависит от расхода газа» [56,61].

Методика механического отсечения воды в колонне и расчетно-аналитическая методика, предложенные выше, имеют свои ограничения по применимости.

Так, на стенде, в условиях экспериментов для правой ветви, где существенны скорость газа и очень низко водосодержание возможны большие погрешности в измерениях.

Для метода отсечения:

- в связи с высокой температурой колонны (в результате трения газа о стенки колонны при циркуляции по замкнутому контуру без отвода тепла, температура может повышаться до  $+60^\circ\text{C}$ ) и как следствие, испарением жидкости;

- относительно незначительном количестве воды (150 – 800 мл), приходящимся на внутреннюю площадь НКТ порядка  $9,5 \text{ м}^2$ , которое измерялось в процессе опыта.

Для методики расчёта по скорости подъема газожидкостной смеси (расчетно-аналитический способ) в колонне:

- в связи с высокой скоростью заполнения колонны газожидкостной смесью и невозможностью точной оценки тангенса угла наклона кривой.

Возможно впоследствии, значения истинного водосодержания  $\varphi$  при  $Fr^* > 1,5$  могут быть уточнены новыми экспериментальными данными.

Однако, для расчета процесса самозадавливания и расчета работы скважины с минимально возможным рабочим дебитом, экспериментальные данные верны и могут в нем использоваться, так как посчитанные погрешности лежат в допустимых пределах (см. раздел 2.4).

#### Сравнение двух приведенных способов

Основное преимущество расчетно-аналитического способа над способом механического отсечения жидкости - в существенном уменьшении трудозатрат и времени (по предварительной оценке в 3-4 раза) на подготовку и проведение каждого отдельного эксперимента. Из-за отсутствия необходимости прерывания эксперимента и связанных с этим потерь времени.

При этом после модернизации стенда (упомянутой в разделах 2.1 и 2.3), специально в 2013 году были поставлены эксперименты, совмещающие расчетно-аналитический и механический способы, для сравнения конечных результатов между ними.

В таблице 3.1 приведены данные сравнения 15-и экспериментов для значений параметра  $\varphi$  двумя описанными выше способами. А также приведены относительные отклонения результатов. Суммарное среднеарифметическое отклонение расчетно-аналитического способа над способом механического отсечения составило  $\delta\varphi = 2,7 \%$ .

Таблица 3.1 – Сравнение значений объемного водосодержания, полученные способом механического отсечения жидкости и расчетно-аналитическим способом [56].

№ опыта	$Fr^*$	$i$	$\varphi$ , механическое отсечение	$\varphi$ , расчетный способ	$\delta\varphi$ , %
1	0,211	0,0411	0,0513	0,0530	3,2
2	0,206	0,0440	0,0530	0,0540	1,9
3	0,154	0,0588	0,0703	0,0720	2,4
4	0,102	0,0923	0,1134	0,1156	2,0
5	0,082	0,0767	0,1207	0,1152	4,5
6	0,100	0,0081	0,0132	0,0128	3,0
7	0,103	0,1008	0,1231	0,1288	4,4
8	0,207	0,0598	0,0724	0,0729	0,7
9	0,453	0,0179	0,0199	0,0204	2,5
10	0,452	0,0241	0,0273	0,0281	2,8
11	0,259	0,0486	0,0604	0,0628	3,8
12	0,115	0,0972	0,1097	0,1110	1,2
13	0,104	0,1200	0,1451	0,1410	2,7
14	0,318	0,0782	0,0986	0,0994	0,8
15	0,204	0,0192	0,1176	0,1130	4,0

В результате проведенного анализа двух способов удалось защитить авторские права патентами РФ (см. также раздел 2.1) на расчетно-аналитический способ и устройство для проведения исследований газожидкостного потока [56,61,62].

### 3.2 Сравнение диапазонов изученных водонасыщенностей

[56] «Поскольку целью настоящих исследований является изучение гидродинамики двухфазных потоков применительно к условиям эксплуатации скважин на поздней стадии разработки сеноманских залежей, величины водогазового фактора в проведенных экспериментах меньше, чем в опубликованных ранее экспериментальных работах, вследствие чего соотношения между расходным  $\beta$  и объемным  $\varphi$  водосодержаниями существенно отличаются от известных ранее.

На рисунке 3.6 изображены исследованные диапазоны параметров  $\varphi$  и  $\beta$  по результатам проведенных и описанных в разделах 3.1 и 3.4 экспериментов (выделен розовым пунктирным прямоугольником) в сравнении с более ранними работами других авторов [27, 34,59]. В связи

с тем, что в исследованиях, проведенных в настоящей работе, величины  $\beta$  экстремально малы, ось абсцисс представлена в логарифмических координатах.

На рисунках 3.7 и 3.8 изображены экспериментальные зависимости  $\varphi = \varphi(\beta)$ , полученные на трубах диаметром 62 и 100 мм. Как видно из графиков, в рассматриваемых диапазонах параметров значения объемного и расходного водосодержания могут отличаться на три порядка, что, как уже отмечено, является существенным отличием исследуемых потоков от изученных ранее» [56].

В источнике [40] при расчете забойного давления в скважинах, в продукции которых имеется в незначительных количествах жидкость предлагается принимать равенство  $\varphi_r = \beta_r$ , что на самом деле далеко от истины и будет приводить к существенным погрешностям в расчетах, так как противоречит полученным на стенде экспериментальным результатам.

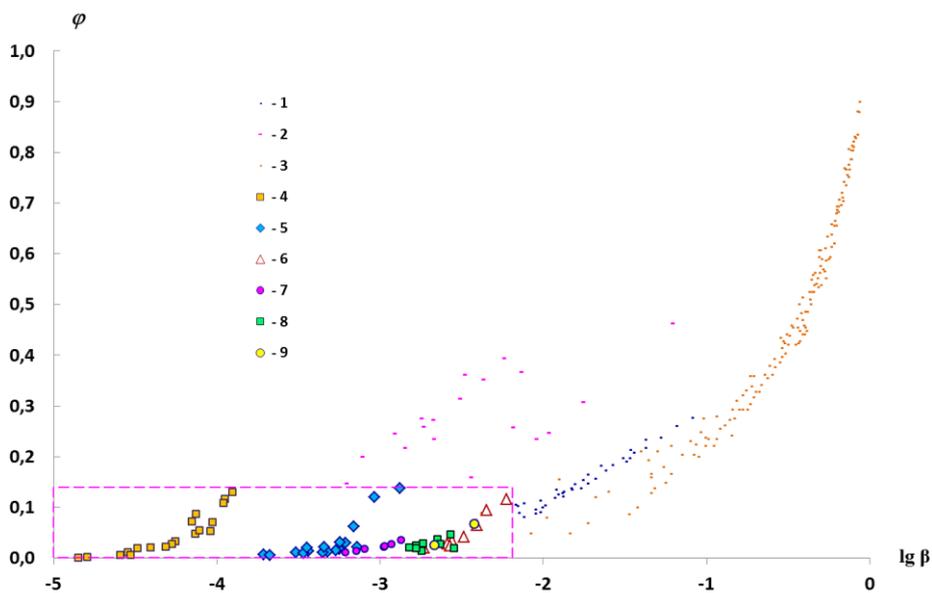


Рисунок 3.6. Диапазоны изученных водонасыщенностей (расходных  $\beta$  и объемных  $\varphi$ ). По данным исследований: 1 – Арманд А.А., 1955 г. [3]; 2 – Гриценко А.И. [32-34], 1983 г.; 3 – Одишария Г.Э. [69-71], 1998 г.; 4 – 9 – ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2005 – 2013 гг.: 4 –  $d = 100$  мм,  $q_{жс} = 7$  л/час; 5 –  $d = 100$  мм,  $q_{жс} = 110$  л/час; 6 –  $d = 100$  мм,  $q_{жс} = 900$  л/час; 7 –  $d = 62$  мм,  $q_{жс} = 135$  л/час; 8 –  $d = 62$  мм,  $q_{жс} = 240$  л/час; 9 –  $d = 62$  мм,  $q_{жс} = 350$  л/час.

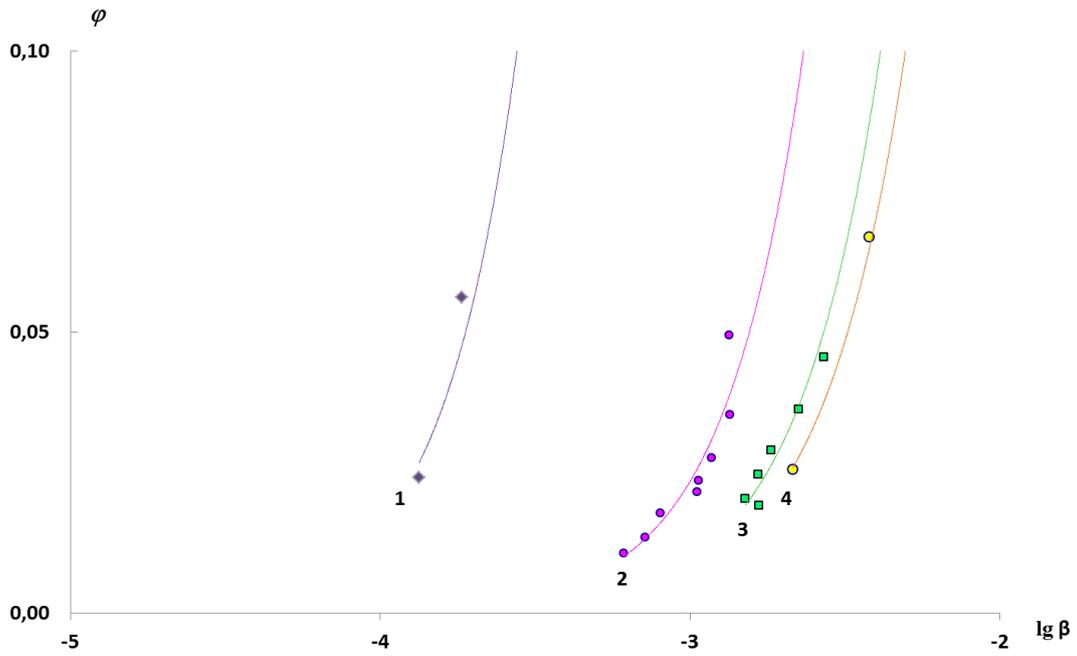


Рисунок 3.7. Зависимости объемного от расходного водосодержаний в трубе  $d = 62$  мм для разных расходов жидкости: 1 – 11 л/час; 2 – 135 л/час; 3 – 240 л/час; 4 – 350 л/час.

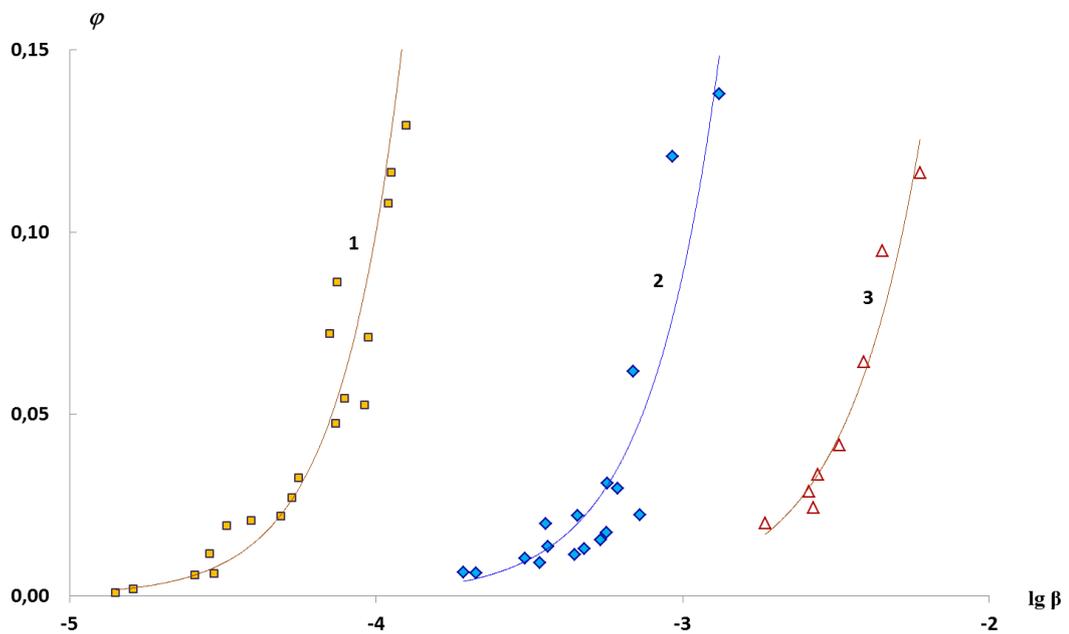


Рисунок 3.8. Зависимости объемного от расходного водосодержаний в трубе  $d = 100$  мм для разных расходов жидкости: 1 – 7 л/час; 2 – 110 л/час; 3 – 900 л/час.

### 3.3 Сравнение существующих моделей восходящих газожидкостных потоков с результатами экспериментальных исследований

Как было подчеркнуто в разделе 1.5, существующие до настоящего времени модели восходящих газожидкостных потоков в трубах создавались применительно к условиям высокого ВГФ  $\gg 20,0 \text{ см}^3/\text{м}^3$ , и соответственно высокого расходного  $\beta > 10^{-2}$  и истинного объемного  $\varphi > 3 \cdot 10^{-2}$  водосодержаний этих потоков (для условий завершающей стадии, когда  $P_{пл.} < 25 \text{ МПа}$ , а ВГФ = 0,5-20,0  $\text{см}^3/\text{м}^3$  можно использовать приближенную формулу  $\beta = \text{ВГФ} \cdot P_{заб}$ , тогда оценочно «с запасом» верхнюю границу этих условий можно принимать - как все, начиная с  $\beta < 10^{-3}$ ).

Известно, что области применения критериев подобия (см. также раздел 2.2) чаще всего ограничены диапазонами физических параметров тех экспериментов, по результатам которых разрабатывалась та или иная математическая модель газожидкостных потоков. В таблице 3.2 перечислен ряд известных экспериментальных исследований в области гидродинамики вертикальных газожидкостных потоков, условия проведения которых наиболее близки к диапазонам физических параметров, имеющим место в скважинах сеномана (в последней строке для сравнения указаны условия проведения исследований на стенде ВНИИГАЗа после 2005 года) [38].

Однако из таблицы видно, что даже эти описанные ранее исследования не охватывают диапазона условий, характерного для поздней стадии разработки.

Таблица 3.2. [38] Известные экспериментальные исследования в области гидродинамики восходящих газожидкостных потоков.

Авторы	Диаметр лифта, мм	Давление, МПа	Компоненты газожидкостной смеси	ВГФ, см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>
Duns H.Jr. and Ros N.C.J. (1963)	25 - 75	около 0,1	Нефть, газ	> 200
Hagedorn A.R. and Brown K.E.(1965)	25 - 38	до 5,0	Нефть, газ, вода	> 200
Hewitt G.F. and Hall-Taylor N.S. (1970)	32	до 0,28	Вода, воздух	> 100
Beggs H.D. and Brill J.P. (1973)	25 - 38	около 0,1	Вода, воздух	> 200
Mukherjee H. and Brill J.P. (1985)	38	около 0,1	Керосин, воздух	~ 300
Gray (1999)	< 76	до 3,4	Конденсат, вода, газ	< 30
Коротаев Ю.П. (1958)	38 – 76	около 0,1	Вода, воздух	>50
Бузинов С.Н. и Шулятиков В.И. (1974)	62	до 2,0	Вода, воздух	>30
Ахмедов Б.О. и Бузинов С.Н. (1982)	62	до 9,0	Вода, воздух	>30
Стенд (после 2005 г.)	62 – 152	до 4,0	Вода, воздух	0,5-500

Выполненные же на стенде исследования показали, что характеристики потоков, имеющие, в частности, величины расходного и истинного водосодержаний в условиях опытов  $\beta < 10^{-4}$  и  $\varphi < 10^{-3}$ , значительно отличаются от характеристик, полученных с использованием уже существующих моделей.

В настоящей работе, исходя из потребностей газодобывающих предприятий в прогнозировании поведения промышленных систем в условиях малой расходной доли жидкости в потоке, было проведено сравнение результатов расчетов по существующим моделям с экспериментальными данными.

Для сравнения использовались результаты экспериментальных исследований, полученные в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в 2005-2014 гг.

[10,12,20,21,23,58,64]. Все результаты расчётов данной и последующих моделей, для сравнения приведены после обработки по упомянутой выше методике ООО «Газпром ВНИИГАЗ», описанной в [15,17,20,21,55,64]. Сравнение моделей - результат совместной работы автора диссертации и Николаева О.В.

На рисунках 3.9-3.15 представлены зависимости  $\varphi = \varphi(Fr^*)$  и  $\varphi_{ж} = \varphi_{ж}(\beta_{ж})$ , рассчитанные по моделям авторов [11,50,51,69-71,78,101,103,112], и полученные экспериментально на стенде в диапазоне  $\beta_{жс} = 5 \cdot 10^{-6} \div 5 \cdot 10^{-2}$  (для экстраполяции данных диапазон шире актуального). Расчёты для всех моделей проведены для труб внутреннего диаметра  $d = 100$  мм.

Рассмотрим сначала условия, при которых произошло максимальное совпадение экспериментальных и модельных [11,50,51,69-71,78,101,103,112] результатов, а именно, когда расход жидкости в условиях эксперимента составлял  $q_{жс} = 10$  л/час и при давлении  $p = 1,0$  МПа.

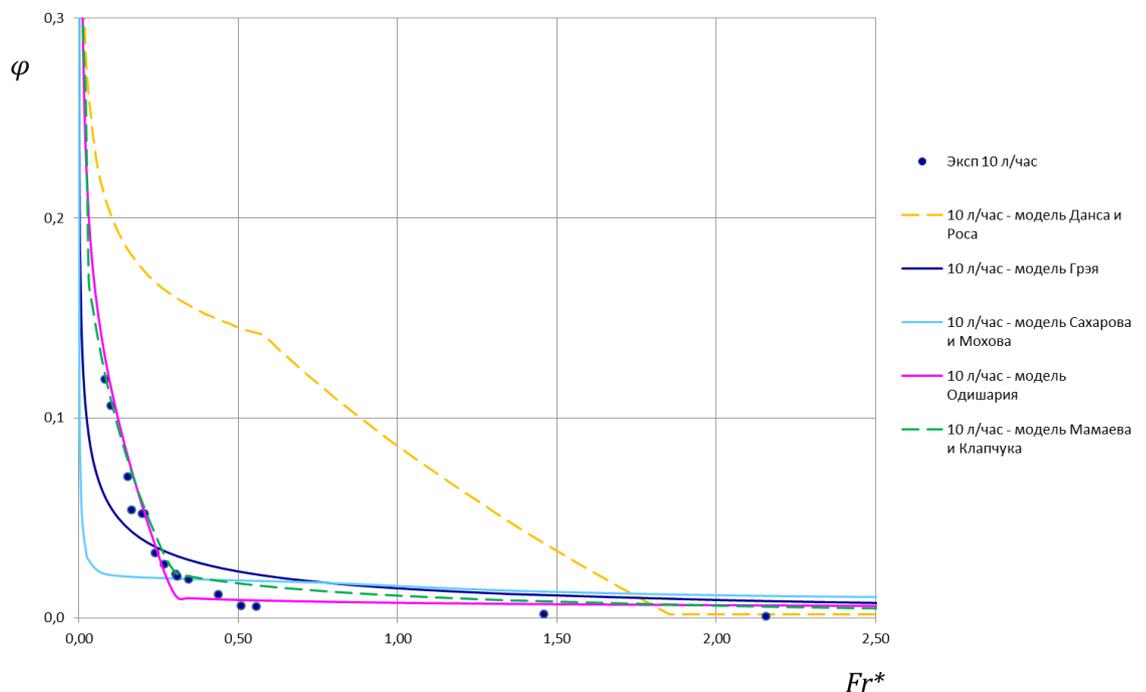


Рисунок 3.9. Сравнение экспериментально полученных на стенде зависимостей  $\varphi = \varphi(Fr^*)$  в трубе диаметром 100 мм при расходе жидкости  $q_{жс} = 10$  л/час и давлении  $p = 1,0$  МПа с расчетными модельными.

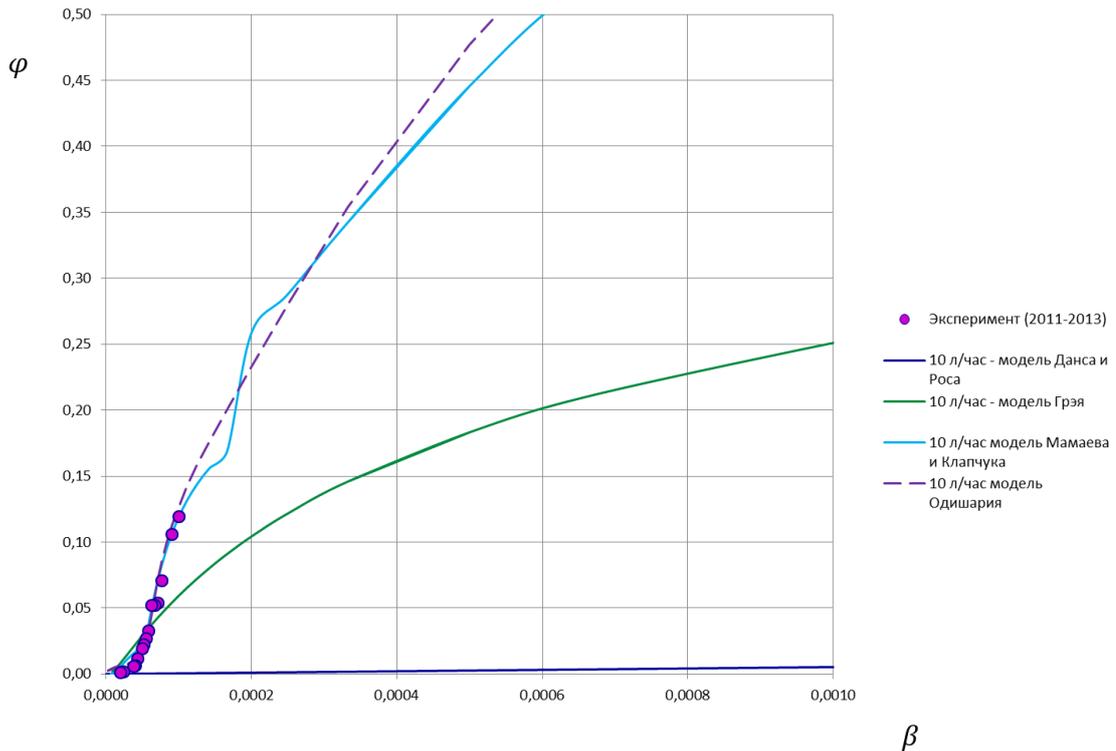


Рисунок 3.10. Сравнение экспериментально полученных на стенде зависимостей  $\varphi_{ж} = \varphi_{ж}(\beta_{ж})$  в трубе диаметром 100 мм при расходе жидкости  $q_{жс} = 10$  л/час и давлении  $p = 1,0$  МПа с расчетными модельными.

Из рисунков 3.9 и 3.10 визуально наблюдается удовлетворительное совпадение экспериментальных результатов и модели Мамаева В.А., Клапчука О.В. и модели Одишария Г.Э. Эти модели при других расчетных условиях рассмотрим ниже отдельно.

Зависимость по модели Данса Х. и Роса Н. [102,112] представленная на рисунке 3.9 показывает (желтая пунктирная линия), что рассчитанные по модели и экспериментально полученные данные отличаются минимум в 3 раза (модель завышает значения) в области актуальных расходных водосодержаний. А значения объемного водосодержания в зависимости от расходного вообще не изменяется по данной модели, что видно по рисунку 3.10 (сплошная синяя линия).

Анализируя зависимость  $\varphi = \varphi(Fr^*)$ , рассчитанную по модели Сахарова В.А. и Мохова М.А. [78] видно (сплошная голубая линия, рисунок 3.9), что величина расхода жидкости  $q_{жс}$  не оказывает

существенное влияние на значение истинного объемного водосодержания  $\varphi$ . При этом необходимо иметь ввиду, что в работе [78] рассматриваются газожидкостные потоки в условиях эксплуатации нефтяных скважин, то есть для случаев содержания жидкости в потоке значительно большего, чем реализуемого при эксплуатации газовых скважин, поэтому даже до экспериментальной проверки рассматриваемой модели можно предположить, что в области низких расходных содержаний жидкости будет приводить к существенным погрешностям. Причина, почему на рисунке 3.10 нет сравнения с данной моделью, приводится в разделе 1.5.

Расчетные величины  $\varphi = \varphi(Fr^*)$  по модели Грэя [11,103] (сплошная синяя линия на рисунке 3.9) показали, что в рассматриваемой модели величина расхода жидкости  $q_{жс}$  оказывает некоторое влияние на значение истинного объемного водосодержания  $\varphi$ , при этом экспериментальные точки лежат достаточно близко к значениям рассчитанным по этой модели.

Из анализа рисунка 3.10 видно, что в области наиболее низких значений  $\beta_{ж}$  (то есть для наших условий – на правой ветви характеристики лифта, см. разделы 1.2 и 3.1) корреляция Грэя дает удовлетворительные результаты, однако при увеличении  $\beta_{ж}$  она дает заниженные значения.

Если теперь представить на одном рисунке данные рассчитанные по этой модели, но при разных расходах жидкости, видим из графиков, представленных на рисунке 3.11 при расходах жидкости около 200 л/час расчеты «по Грэю» дают довольно точные результаты для трубы диаметром 100 мм. Однако, во-первых, эта модель практически не отражает зависимости объемного водосодержания от расхода жидкости, и, во-вторых, при низких расходах жидкости, актуальных для газовых скважин сеномана, ошибки в расчете  $\varphi$  достигают одного порядка и более.

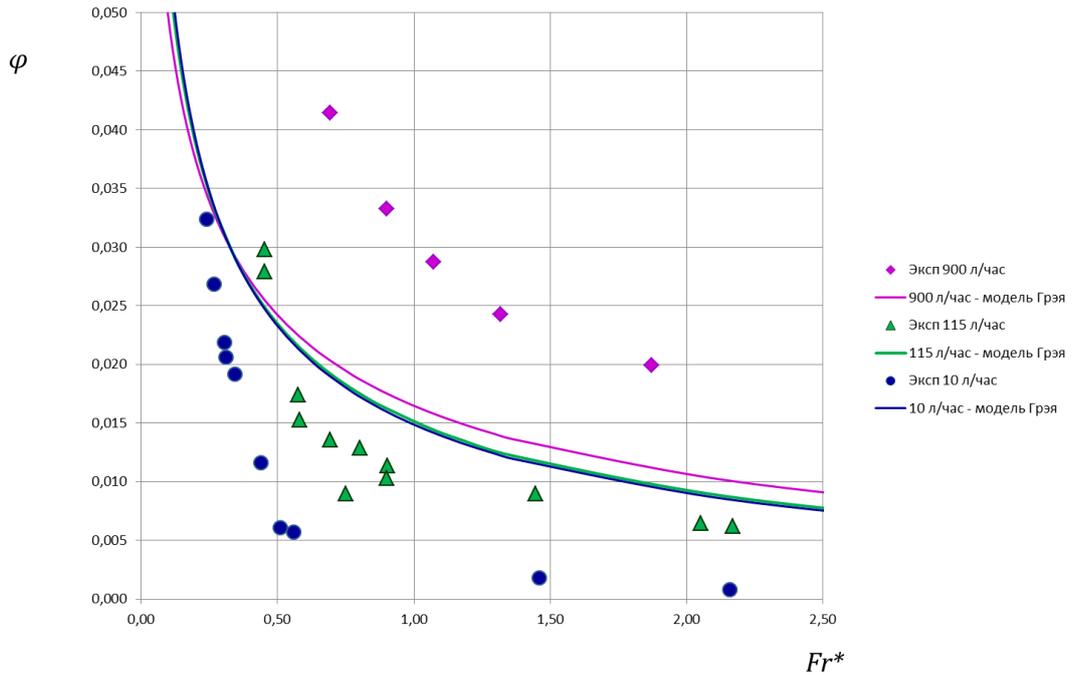


Рисунок 3.11. Сравнение экспериментально полученных на стенде зависимостей  $\varphi = \varphi(Fr^*)$  в трубе диаметром 100 мм с расчетами по модели Грэя [11,103] при расходах жидкости  $q_{жс} = 10, 115, 900$  л/час.

Так как модель Мамаева В.А., Клапчука О.В. и соавторов [50,51], и модель Одишария Г.Э. [69-71] создавались по результатам экспериментов, полученных на одной установке во ВНИИГАЗе, они имеют общие корреляционные зависимости. Поэтому избегая повторений, ниже приводятся графические сравнения по модели [50,51].

Сравним вначале экспериментально полученные на стенде зависимости  $\varphi = \varphi(Fr^*)$  для трубы диаметром 100 мм, но теперь при разных расходах жидкости  $q_{жс} = 10, 115, 900$  л/час и двух пограничных значениях давления  $p=0,5$  МПа  $p=2,5$  МПа (первое сравнение на рисунке 3.9 приводится при давлении  $p=1,0$  МПа, при котором наиболее максимально совпадение значений) с расчетными модельными.

По рисунку 3.12 хорошо видно, что при повышении давления до 2,5 МПа значения, рассчитанные по модели [50,51] (аналогичная картина и для модели [69-71]) начинают давать существенно завышенные результаты

по сравнению с экспериментально полученными на стенде при всех трех расходах жидкости.

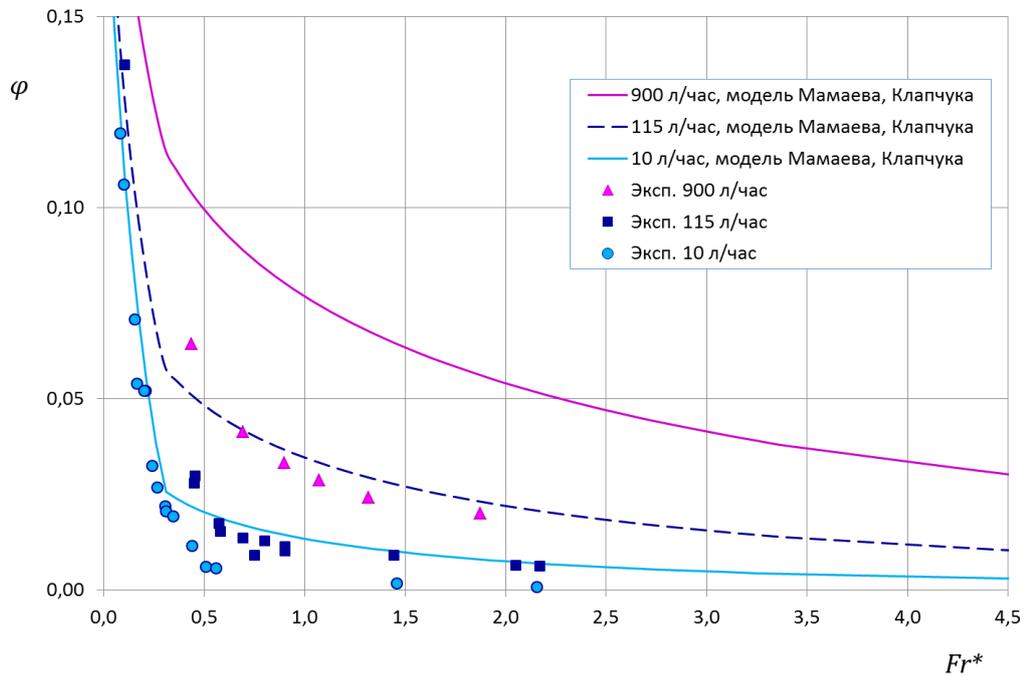


Рисунок 3.12. Сравнение экспериментально полученных на стенде зависимостей  $\varphi = \varphi(Fr^*)$  в трубе диаметром 100 мм при расходах жидкости  $q_{жс} = 10, 115, 900$  л/час и давлении  $p=2,5$  МПа с расчетными по модели Мамаева В.А., Клапчука О.В. и соавторов [50,51].

А при снижении давления до 0,5 МПа (рисунок 3.13) наблюдается сходимость лишь при расходе 10 л/час.

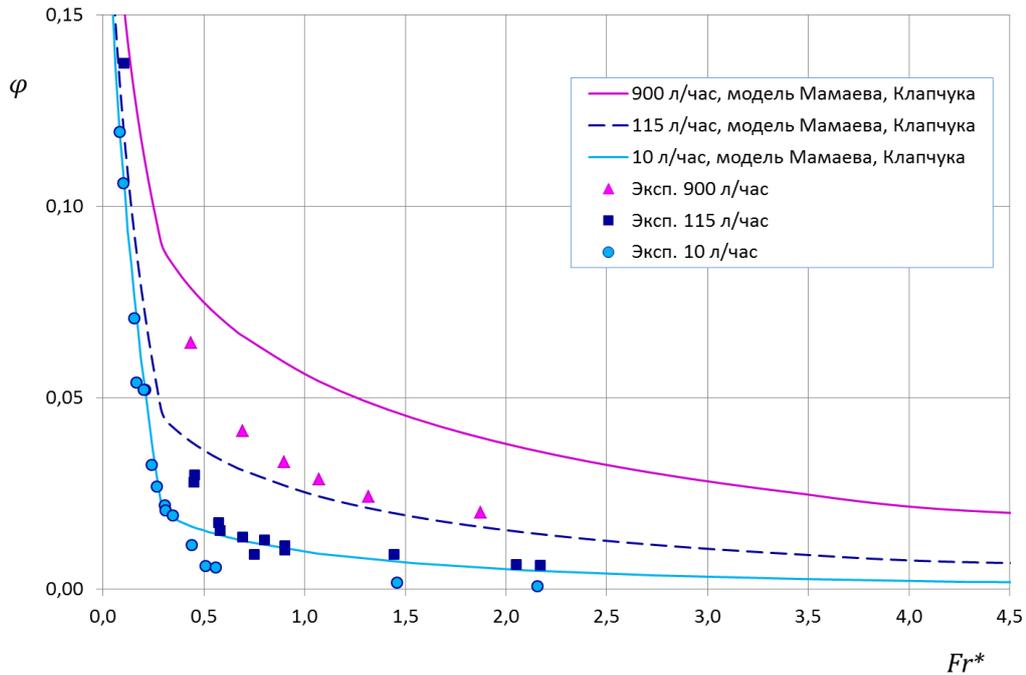


Рисунок 3.13. Сравнение экспериментально полученных на стенде зависимостей  $\varphi = \varphi(Fr^*)$  в трубе диаметром 100 мм при расходах жидкости  $q_{жс} = 10, 115, 900$  л/час и давлении  $p=0,5$  МПа с расчетными по модели Мамаева В.А., Клапчука О.В. и соавторов [50,51].

Аналогичные зависимости от давления наблюдаются при сравнении экспериментально полученных на стенде зависимостей  $\varphi_{ж} = \varphi_{ж}(\beta_{ж})$  в трубе диаметром 100 мм при расходах жидкости  $q_{жс} = 10, 115, 900$  л/час и двух пограничных значениях давления  $p=0,5$  МПа и  $p=2,5$  МПа с расчетными по этой же модели [50,51].

На рисунке 3.14 представлены зависимости при давлении 2,5 МПа, а на рисунке 3.15 при давлении 0,5 МПа. В обоих случаях очевидна зависимость от давления при любых расходах жидкости (относительно удачное совпадение рассчитанных по модели с экспериментальными значениями приведено на рисунке 3.10 при расходе жидкости  $q_{жс} = 10$  л/час и давлении  $p=1,0$  МПа).

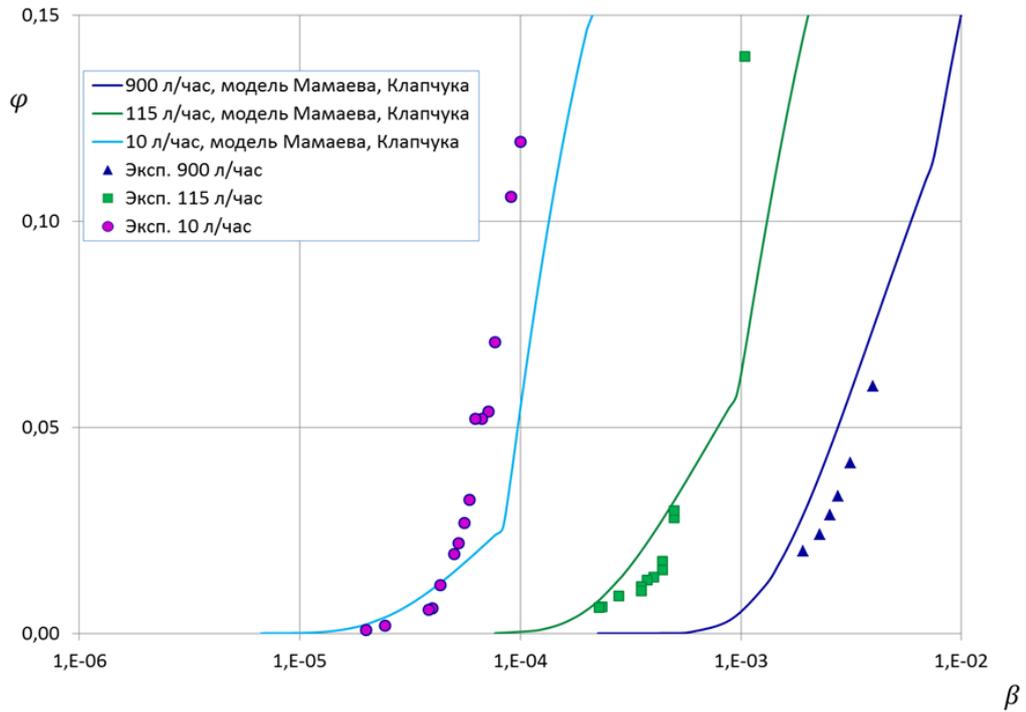


Рисунок 3.14. Сравнение экспериментально полученных на стенде зависимостей  $\varphi_{ж} = \varphi_{ж}(\beta_{ж})$  в трубе диаметром 100 мм при расходах жидкости  $q_{жс} = 10, 115, 900$  л/час и давлении  $p=2,5$  МПа с расчетными по модели Мамаева В.А., Клапчука О.В. и соавторов [50,51].

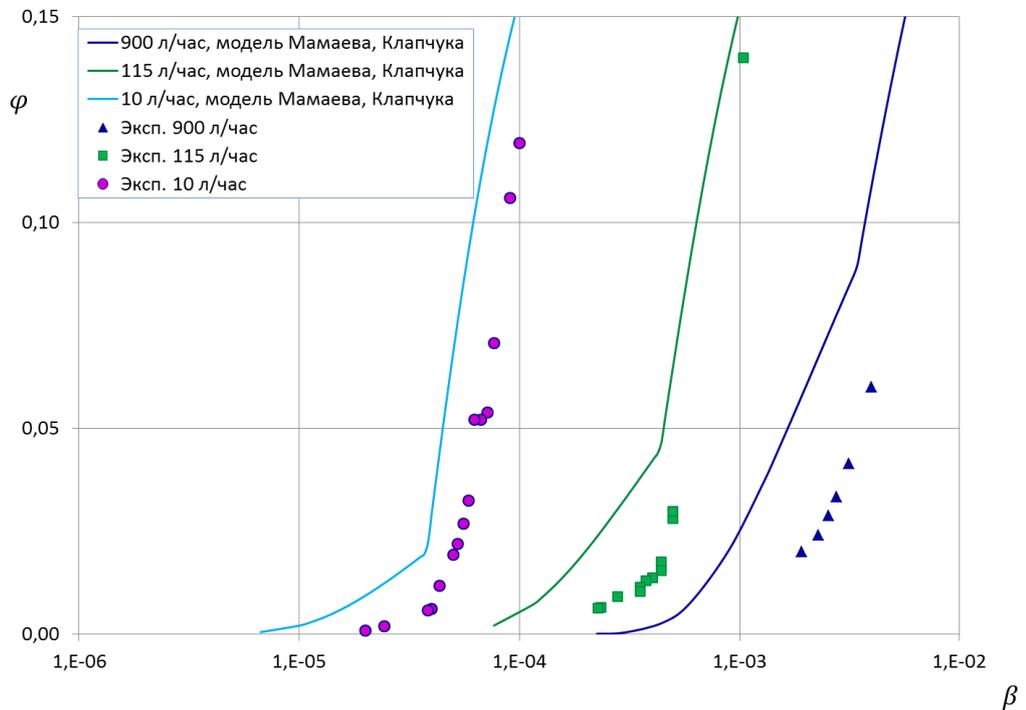


Рисунок 3.15. Сравнение экспериментально полученных на стенде зависимостей  $\varphi_{ж} = \varphi_{ж}(\beta_{ж})$  в трубе диаметром 100 мм при расходах жидкости  $q_{жс} = 10, 115, 900$  л/час и давлении  $p=0,5$  МПа с расчетными по модели Мамаева В.А., Клапчука О.В. и соавторов [50,51].

При этом проведенные на стенде исследования показали, что полученные корреляционные зависимости  $\varphi = \varphi(Fr^*)$ , не зависят от давления, по крайней мере, в проверенном эмпирически диапазоне 0,5-2,0 МПа.

Отдельно стоит представить физическую модель Пятахина М.В. и соавторов [73], которая помимо теоретических исследований, обладающих самостоятельной ценностью, разрабатывалась на основе сравнения с современными, полученными автором диссертации экспериментальными данными.

Хорошие совпадения по физической модели Пятахина М.В. при больших числах  $Fr^*$  расчетных и экспериментальных данных получаются вне зависимости от давления (в актуальном диапазоне 0,5-2,0 МПа) и расхода жидкости. На рисунке 3.16 представлены результаты сравнения экспериментальных данных полученных на стенде зависимостей  $\varphi = \varphi(Fr^*)$  в трубе диаметром 62 мм при расходе жидкости  $q_{жс} = 250$  л/час и давлении  $p=1,0$  МПа с расчетными по модели [73].

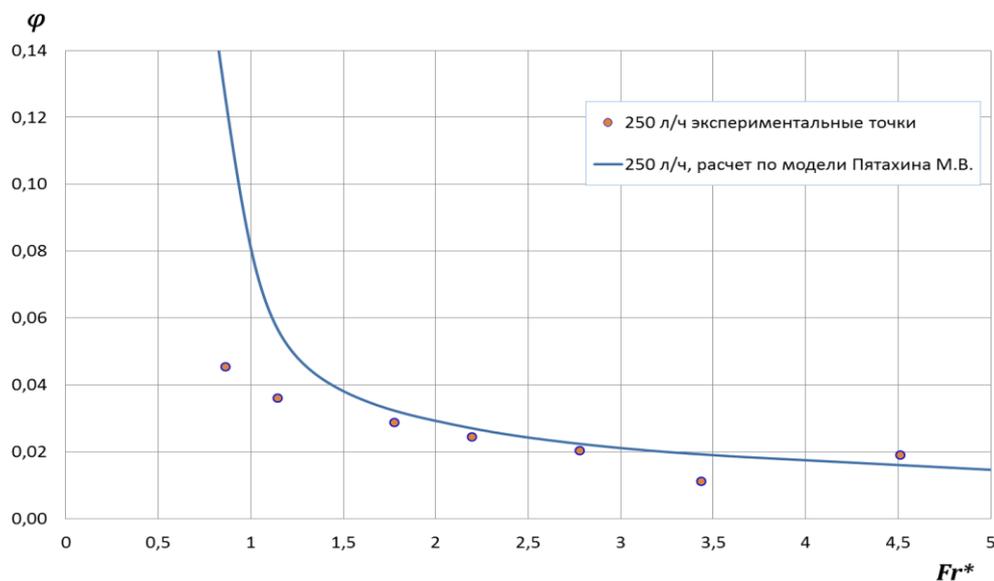


Рисунок 3.16. Сравнение экспериментально полученных на стенде зависимостей  $\varphi = \varphi(Fr^*)$  в трубе диаметром 62 мм при расходе жидкости  $q_{жс} = 250$  л/час и давлении  $p=1,0$  МПа с расчетными по физической модели Пятахина М.В. [73].

Однако данная модель в большей степени предназначена для расчетов потерь давления и определения объемного водосодержания в газожидкостных потоках при дисперсно-кольцевых режимах течения, т.е. при высоких дебитах в скважинах, при которых еще невозможно начало процесса самозадавливания.

Исходя из представленного материала, можно констатировать, что предшествующие модели, несмотря на отдельные совпадения (что лишний раз подтверждает ценность полученных нами данных на стенде, так как результаты расчетов по моделям – это лишь результаты экстраполяции полученных авторами [11,50,51,69-71,78,102,103,112] экспериментальных данных) не дают четкой зависимости от расхода жидкости в области актуальных исследований, поставленных в диссертации.

Таким образом, анализ моделей, проведенный в разделе в сравнении с полученными на стенде результатами, дает основания полагать, что для более точных расчетов режимов работы газовых скважин при низких пластовых давлениях и ВГФ необходимо создание новой уточняющей модели. Построение такой модели представлено в следующем разделе.

#### **3.4 Вывод эмпирической зависимости объемного водосодержания от приведенного параметра Фруда по результатам экспериментальных исследований на стенде**

В результате аппроксимации экспериментальных данных (представленных в разделе 3.1 на рисунках 3.1 и 3.2) степенной функцией была получена зависимость  $\varphi$  от  $Fr^*$  применительно для малых водосодержаний, выраженная формулой:

$$\varphi = n(Fr^*)^m \quad (3.7)$$

Аппроксимация результатов степенной функцией в отличие от экспоненциальной, логарифмической или полиномиальной дала наименьшее среднеквадратическое отклонение (не более 2,5%).

Вначале по приведенным экспериментальным данным для каждого диаметра трубы определялась оптимальная зависимость от расхода жидкости. В итоге:

- для трубы 62 мм частные значения коэффициентов  $n$  и  $m$  оказались равны:

$$\begin{aligned} n(q_{\text{ж}}) &= 0,00407q_{\text{ж}}^{0,5} - 0,01300 \\ m(q_{\text{ж}}) &= -2,3578q_{\text{ж}}^{-0,15} - 0,0546, \end{aligned} \quad (3.8)$$

- для трубы 100 мм частные значения коэффициентов  $n$  и  $m$  оказались равны:

$$\begin{aligned} n &= 0,00115q_{\text{ж}}^{0,5} - 0,00116 \\ m &= -2,0406q_{\text{ж}}^{-0,15} - 0,2136. \end{aligned} \quad (3.9)$$

Затем строилась повторно зависимость для коэффициентов  $n$  и  $m$ , но уже от диаметра колонн 62 и 100 мм. В итоге преобразований общая зависимость объемного водосодержания от внутреннего диаметра колонны и расхода жидкости по коэффициентам  $n$  и  $m$  приобретает вид:

$$\begin{aligned} n(q_{\text{ж}}, d) &= \frac{186}{d^{2,6}} q_{\text{ж}}^{0,5} - \frac{1,19 \cdot 10^7}{d^5} \\ m(q_{\text{ж}}, d) &= -\frac{8,13}{d^{0,3}} q_{\text{ж}}^{-0,15} - 2,14 \cdot 10^{-7} d^3 \end{aligned} \quad (3.10)$$

Или конечная формула (3.7) зависимости истинного объемного водосодержания  $\varphi$  от приведенного приведенного параметра Фруда  $Fr^*$  для любых расходов жидкости (в диапазоне от 1 л/час до 1000 л/час) и любых диаметров труб (от 62 мм до 152 мм) выражается следующей зависимостью:

$$\varphi = \left( \frac{186}{d^{2,6}} q_{\text{ж}}^{0,5} - \frac{1,19 \cdot 10^7}{d^5} \right) Fr^* \left( -\frac{8,13}{d^{0,3}} q_{\text{ж}}^{-0,15} - 2,14 \cdot 10^{-7} d^3 \right) \quad (3.11)$$

При этом в формулах (3.8-3.11) применяются следующие размерности:  $d$  – внутренний диаметр, мм;  $q_{\text{ж}}$  – расход жидкости, л/час. Коэффициенты  $n$  и  $m$  остаются безразмерными величинами. Выражение

(3.11) легло в основу алгоритма расчета нестационарных режимов работы скважины, а именно времени самозадавливания скважины, высоты и времени поднятия газожидкостного столба. Примеры расчетов будут подробно описаны в разделе 4.1.

На рисунках 3.17 и 3.18 представлены расчеты по аналитической модели, основанной на формуле (3.11), функциональной зависимости  $\varphi = \varphi(Fr^*)$  в виде разноцветных пунктирных линий в сравнении с наложенными реальными экспериментальными данными в виде соответствующих по цвету точек, полученных в разные годы двумя авторами Николаевым О.В. и Шулепиным С.А. (см. раздел 3.1).

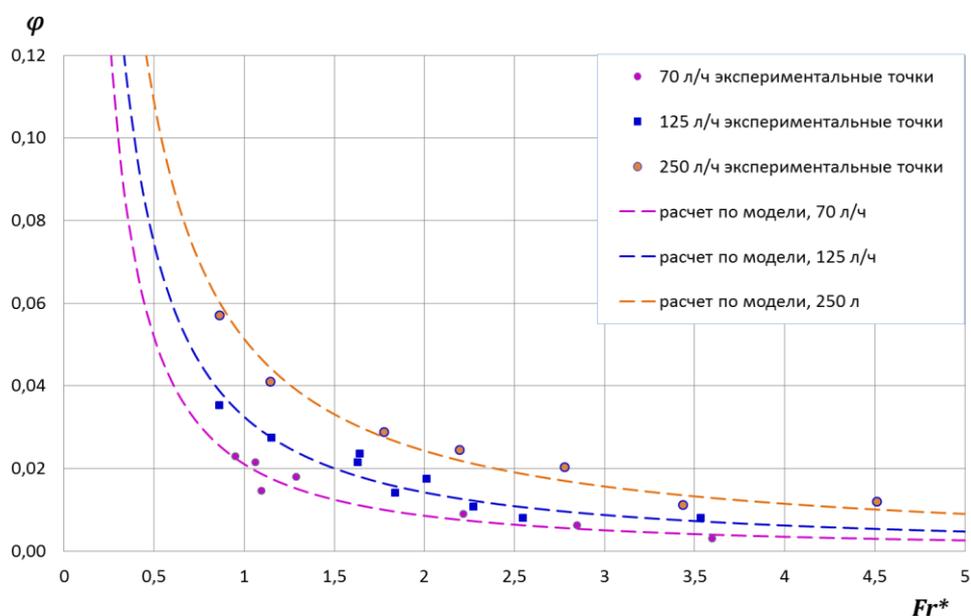


Рисунок 3.17. Сравнение зависимостей  $\varphi = \varphi(Fr^*)$  рассчитанных по аналитической модели (выражение (3.11)) с экспериментально полученными данными для трубы 62 мм.

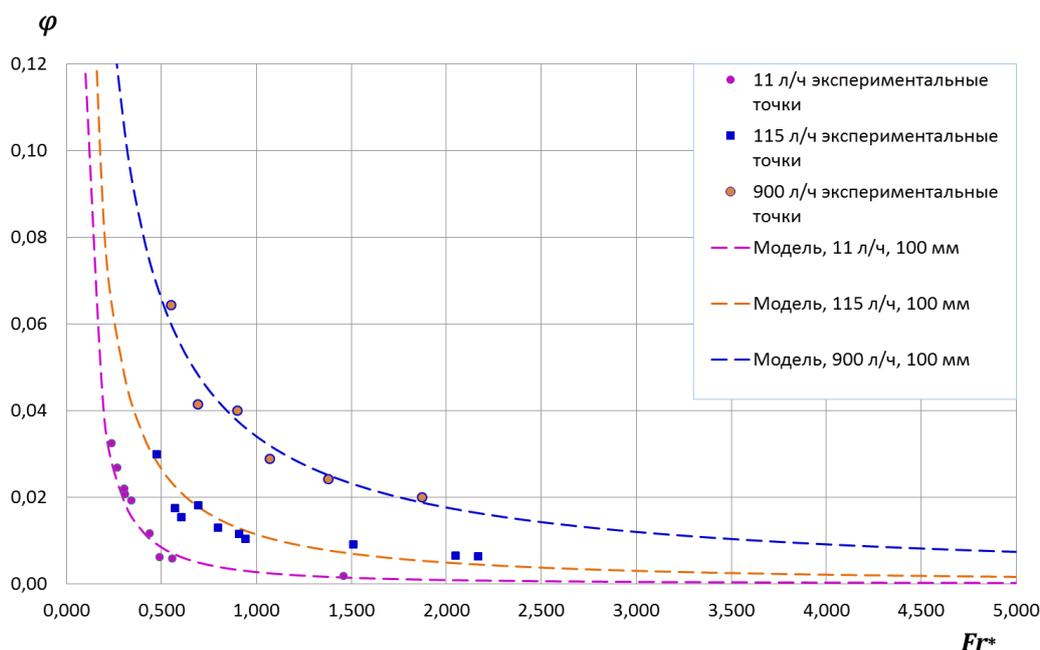


Рисунок 3.18. Сравнение зависимостей  $\varphi=\varphi(Fr^*)$  рассчитанных по аналитической модели (выражение (3.11)) с экспериментально полученными данными для трубы 100 мм.

На рисунке 3.17 представлены зависимости  $\varphi$  от  $Fr^*$  для трубы 62 мм при расходах жидкости 70(красная линия и точки), 125(оранжевая линия и точки), 250(синяя линия и точки) л/ч в ходе эксперимента.

На рисунке 3.18 представлены зависимости  $\varphi$  от  $Fr^*$  для трубы 100 мм при расходах жидкости 11(красная линия и точки), 115(оранжевая линия и точки), 900(синяя линия и точки) л/ч в ходе эксперимента.

По всем графикам наблюдается удовлетворительная сходимость экспериментальных результатов и рассчитанных по модели. Среднеквадратическое отклонение не превышало 5%.

При этом из анализа экспериментальных результатов, проведенных в разделе 3.1, следует, что [56] «локальные потери давления, истинное водосодержание и скорость жидкой фазы в вертикальном газожидкостном потоке являются однозначными функциями диаметра трубы, расхода жидкости, расхода газа и давления. Этот вывод, на первый взгляд кажущийся тривиальным, на самом деле очень важен для составления расчетной модели вертикального газожидкостного потока.

Во-первых, он означает, что по замеренным на устье скважины давлению, дебиту газа и дебиту воды можно рассчитывать давление и истинное водосодержание в любой точке работающей скважины от забоя до устья.

Во-вторых, он открывает возможность разработки новых математических моделей для расчета как стационарных, так и нестационарных режимов работы обводняющихся газовых скважин (включая задавливание, продувку и др.)» [56].

Таким образом, полученная (при непосредственном участии автора диссертации) новая эмпирическая зависимость объемного водосодержания  $\varphi$  от приведенного параметра Фруда  $Fr^*$  (3.11), позволяет проводить расчеты для определения характеристик восходящих газожидкостных потоков актуальные для практики разработки газовых месторождений на поздней стадии.

Вывод соотношения (3.11) стал возможен после проведения на стенде специальных исследований двухфазной гидродинамики в ранее слабо изученных диапазонах физических параметров работы реальных газовых скважин, а именно:

- ВГФ ( $1,0 \div 500,0 \text{ см}^3/\text{м}^3$ , реально реализованный на стенде);
- реальных промысловых давлениях 0,5-2,0 МПа;
- реальных сортаментах насосно-компрессорных труб внутренним диаметром 62 и 100 мм.

Полученная эмпирическая зависимость (3.11) позволяет получать уточненные соотношения между объемным и расходным содержаниями жидкости в газожидкостном потоке в диапазоне расходных водосодержаний при  $\beta < 10^{-2}$ .

Соответственно, полученные на стенде результаты измерений потерь давления и объемного содержания жидкости в зависимости от расходной характеристики газа могут быть использованы в модели для алгоритма

расчета времени задавливания скважины, высоты поднятия газожидкостного столба и других физических процессов (будет подробно описано в главе 4).

### **3.5 Экспериментальные исследования влияния плотности жидкости на характеристики восходящих газожидкостных потоков**

В работе основными рассчитываемыми (на основе полученных экспериментальных данных) безразмерными параметрами, определяющими характеристики газожидкостного потока, являются уже упомянутые в разделе 1.2 – приведенный параметр Фруда  $Fr^*$  и относительные потери давления  $i$  (выражения 1.5 и 1.6).

Помимо отмеченной в актуальности работы важности изучения влияния высокоминерализованной жидкости (пластовой воды) на потери давления в стволе скважины, необходимо было оценить степень применимости формул (1.5, 1.6). Насколько будет соблюдаться гидродинамическое подобие газожидкостного потока для параметров  $i$  и  $Fr^*$ , когда значение плотности  $\rho_{жс}$  станет выше  $1000 \text{ кг/м}^3$ .

Вначале проведем анализ предшествующих работ. В разделе 1.4 были представлены эксперименты, проведенные Г.С. Лутошкиным [49], где в качестве жидкой фазы фигурировала чистая вода. Помимо этих опытов автором [49] в качестве жидкой фазы использовались:

- смеси углеводородных жидкостей между собой - дизельное топливо/турбинное масло;
- смеси углеводородной жидкости с водой - изоамиловый спирт/вода (далее ИАС/вода).

Как уже отмечалось выше (в разделе 1.4 про исследования на воде), опыты с перечисленными смесями также проводились при давлениях, близких к атмосферному, но при этом длина трубы и ее диаметр во всех экспериментах не менялись - соответственно составляли 12,2 м и 61,8 мм. Расходы жидкости изменялись в пределах от 1440 до 5400 л/час; расходы газа от 0,5 до 550 м<sup>3</sup>/час.

Ниже приведены графики, на которых экспериментальные данные [49] обработаны по методике ООО «Газпром ВНИИГАЗ» [15,17,21,55,64] в координатах  $i=i(Fr^*)$ .

По полученным таким образом данным удалось проанализировать зависимости относительных потерь давления  $i$  в трубе от приведенного параметра Фруда  $Fr^*$  при изменении расхода, плотности и вязкости жидкости в процессе проведения эксперимента.

Анализ данных, полученных автором [49] по возможному влиянию поверхностного натяжения растворов на потери давления при движении вертикального газожидкостного потока, не проводился автором диссертации в связи с недостаточным количеством представительных экспериментов и зафиксированным незначительном (от 5 до 20%) изменении величины  $\sigma$  для сравниваемых жидкостей.

Также можно констатировать, что для условий сеноманских залежей месторождений Западной Сибири [28,29] параметр  $\sigma$  изменяется еще в более узких диапазонах.

Исследования существенного влияния параметра  $\sigma$  на характеристики потерь давления в вертикальных трубах приводятся в работах [4,6,22,36,41,88], но в большинстве этих работ приводятся эксперименты с растворами в воде поверхностно-активных веществ.

#### Влияние расхода жидкости

Вначале проанализируем по графикам зависимости потерь давления от расхода жидкой фазы. На рисунке 3.19 сравниваются два семейства графиков:

- 1) пунктирные зеленая, красная, синяя линии – чистая вода, плотность  $\rho=1000$  кг/м<sup>3</sup>, вязкость  $\mu=10^{-3}$  Па·с;
- 2) сплошные голубая, красная, оранжевая линии – смесь вода/изоамиловый спирт (далее ИАС),  $\rho=990$  кг/м<sup>3</sup>,  $\mu=1,36 \cdot 10^{-3}$  Па·с.

При этом расходы для обоих типов жидкой фазы изменялись в диапазоне от 1440 до 8172 л/ч и что существенно, одинаковой ее плотности и вязкости.

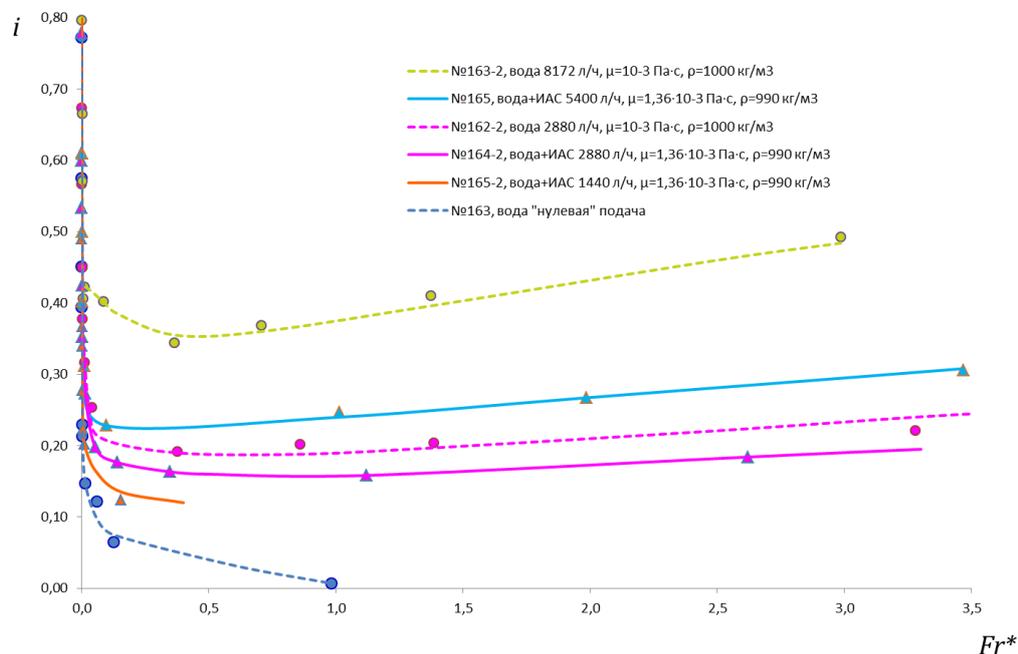


Рисунок 3.19. Зависимость относительных потерь давления  $i$  от приведенного параметра Фруда ( $Fr^*$ ) по экспериментам Г.С. Лутошкина [49] для разных расходов двух типов жидкой фазы.

Основной вывод из рисунка 3.19 и анализа экспериментов Г.С. Лутошкина (неоднократно подтверждался в первую очередь, на чистой воде авторами [4,10-12,15,20,21,23,24,32,44,49,50,55,58,63-65,88]) - при одинаковых физических параметрах вязкости и плотности жидкости общие потери давления по трубе возрастают при увеличении ее расхода.

Также на этом рисунке можно заметить, что несмотря на бóльшую вязкость раствора вода/ИАС ( $\mu=1,36 \cdot 10^{-3}$  Па·с,  $\rho=990$  кг/м<sup>3</sup>, красная сплошная линия), по сравнению с водой ( $\mu=10^{-3}$  Па·с,  $\rho=1000$  кг/м<sup>3</sup>, пунктирная красная линия) газожидкостный поток с раствором вода/ИАС оказывает меньшее (~на 20%) сопротивление в трубе.

#### Влияние плотности жидкости

Теперь из числа специально подобранных экспериментов [49] проанализируем влияние плотности жидкости на характеристики потока.

Как отмечалось в главе 1, характеристическая кривая потерь давления вертикального газожидкостного потока в координатах  $i=i(Fr^*)$  имеет правую, левую ветвь и точку перегиба – точку минимальных потерь. Вначале рассмотрим представленные на рисунке 3.20 графики, на которых сравниваются левые ветви кривой – в области низких расходных газосодержаний и близких к единице расходных водосодержаний.

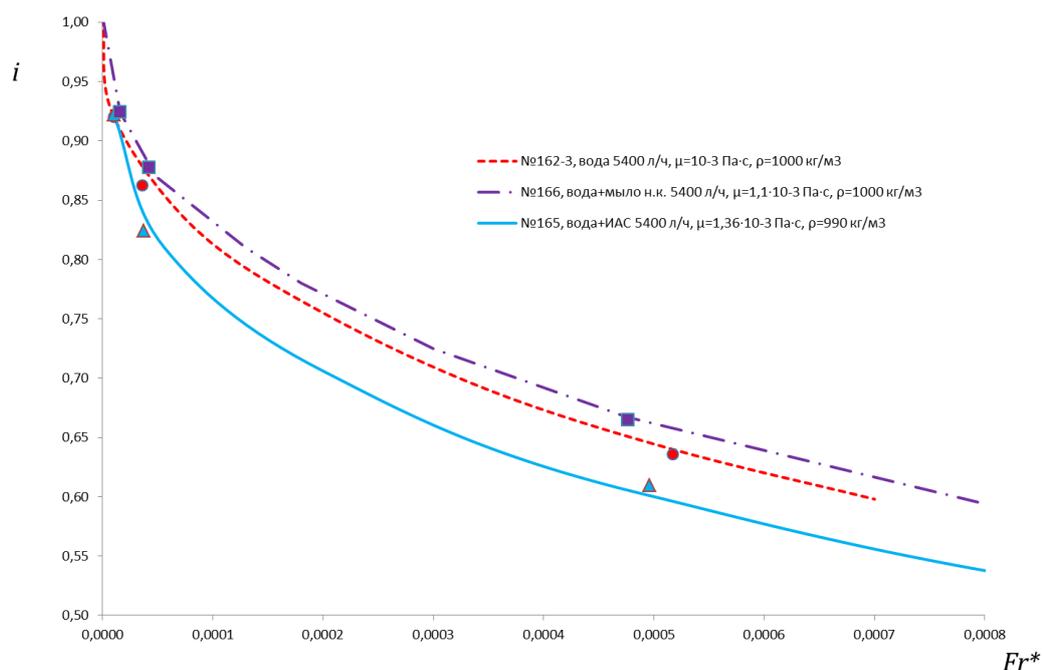


Рисунок 3.20. Зависимость относительных потерь давления  $i$  от приведенного параметра Фруда ( $Fr^*$ ) на левой ветви характеристической кривой по экспериментам Г.С. Лутошкина [49] для разных плотностей жидкой фазы.

Две кривые (пунктирные синяя и красная), относящиеся к двум растворам, имеющим одинаковую плотность  $\rho=1000$  кг/м<sup>3</sup> (при этом незначительно (не более 2%) отличающимся по вязкости друг от друга), располагаются выше сплошной голубой кривой по оси ординат (раствор вода/ИАС  $\rho=990$  кг/м<sup>3</sup>). Т.е. очевидно из рисунка увеличение потерь давления от роста плотности жидкой фазы.

На рисунке 3.21 сравниваются при тех же условиях правые ветви характеристических кривых («продление по координатам» рисунка 3.20).

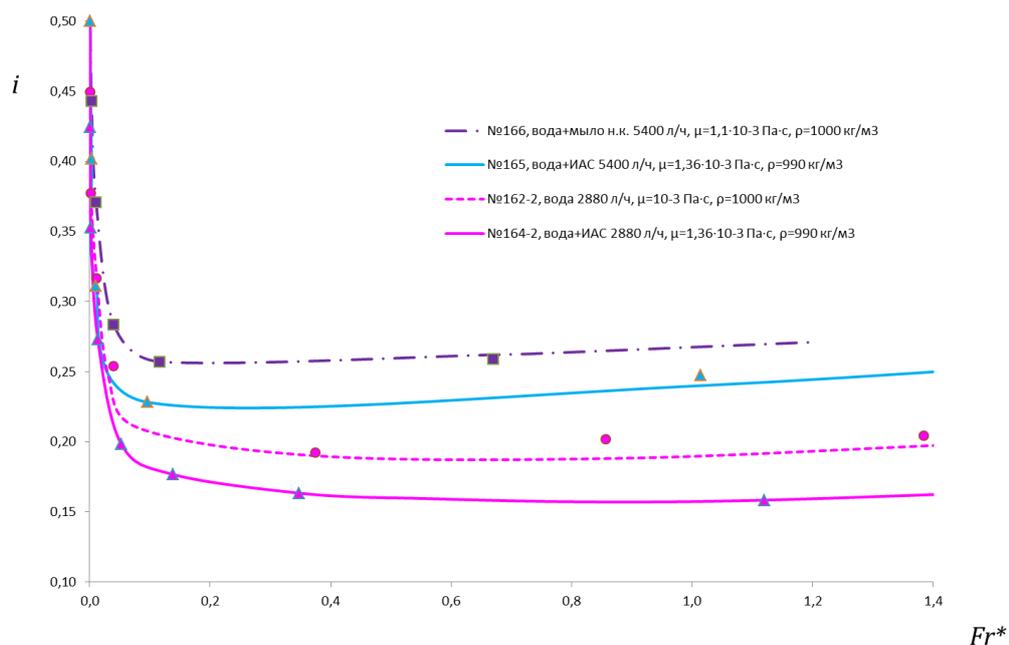


Рисунок 3.21. Зависимость относительных потерь давления  $i$  от приведенного параметра Фруда ( $Fr^*$ ) на правой ветви характеристической кривой по экспериментам Г.С. Лутошкина [49] для разных плотностей жидкой фазы.

Пунктирная фиолетовая линия и сплошная голубая относятся к расходам 5400 л/ч, а красная пунктирная и сплошная линии к расходу 2880 л/ч.

Здесь очевидно, что несмотря на бóльшую вязкость  $\mu=1,36 \cdot 10^{-3}$  Па·с, растворы с плотностью  $\rho=990$  кг/м<sup>3</sup> вносят меньший вклад в потери давления (разница в диапазоне при движении вертикального газожидкостного потока, чем сравниваемые растворы с  $\mu=1 \cdot 10^{-3}$  Па·с, и  $\rho=1000$  кг/м<sup>3</sup>). Нетрудно оценить по рисунку 3.21, что при изменении плотности на 1% рост потерь давления составляет 11-15%.

Также по данному рисунку очевиден вывод, что при относительно невысокой разнице в вязкости (здесь на 20%) вклад этого параметра ( $\mu$ ) в общие потери давления ( $i$ ) по стволу трубы несущественен при играющей основную роль плотности жидкости.

Основной вывод из рисунков 3.20 и 3.21 - при близких значениях динамической вязкости и одинаковых расходах жидкой фазы общие

потери давления по трубе возрастают при увеличении плотности жидкости.

### Влияние вязкости жидкости

Анализ экспериментальных данных [49] также дает ответ, при каких значениях динамической вязкости жидкой фазы в движущемся потоке ее вклад в общие потери давления начинает оказывать существенное (основное) влияние. При этом проведенные в работах [7,25,33,49,71] исследования разных авторов показывают, что изменение вязкости не оказывает существенного влияния на гидродинамические процессы, имеющие место при выносе жидкости газом.

На рисунке 3.22 представлена зависимость относительных потерь давления ( $i$ ) от приведенного параметра Фруда ( $Fr^*$ ) для примере из пяти кривых для абсолютно одного и того же расхода жидкости – 5400 л/ч.

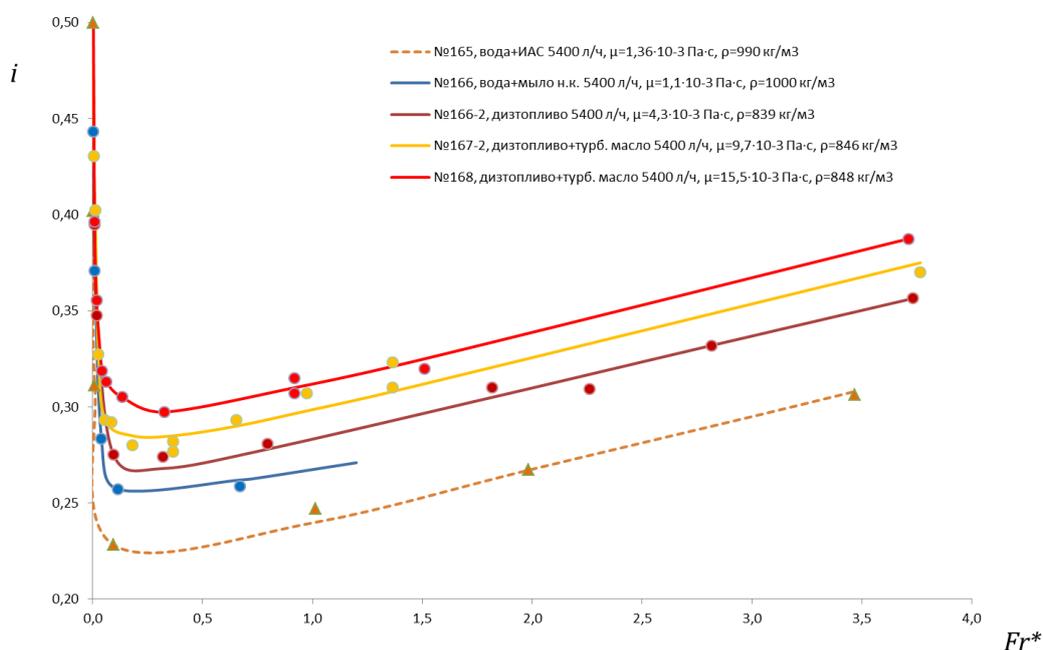


Рисунок 3.22. Зависимость относительных потерь давления  $i$  от приведенного параметра Фруда ( $Fr^*$ ) по экспериментам Г.С. Лутошкина [49] для разных значений вязкости жидкой фазы.

При этом, так как использовались в исследованиях смеси дизельного топлива и турбинного масла, удалось достичь существенного изменения

динамической вязкости жидкой фазы - красная, желтая, коричневая кривые соответственно  $\mu = 4,3 \cdot 10^{-3}$ ;  $9,7 \cdot 10^{-3}$  и  $15,5 \cdot 10^{-3}$  Па·с. Значения плотностей этих жидкостей примерно одинаковы - соответственно  $\rho = 848, 846, 839$  кг/м<sup>3</sup>.

Синяя кривая соответствует смеси воды с мылом нафтеновой кислоты  $\mu = 1.1$  спуаз,  $\rho = 1000$  кг/м<sup>3</sup>. Оранжевая пунктирная кривая – смесь воды с изоамиловым спиртом  $\mu = 1.36$  спуаз,  $\rho = 990$  кг/м<sup>3</sup>.

По расположению кривых на рисунке 3.22 видно, что красная, желтая, коричневая кривые располагаются выше по оси ординат, чем синяя и оранжевая пунктирная. Это означает, что несмотря на меньшую плотность высоковязкостных органических жидкостей, по сравнению с более плотными, но имеющими существенно меньшую вязкость водными растворами - потери при увеличении вязкости жидкости начинают расти.

Очевиден основной вывод из анализа рисунка 3.22 – при достижении значений вязкости жидкости в 4-15 раз превышающей вязкость чистой воды становится определяющим вклад (превышающий вклад плотности) параметра ( $\mu$ ) в общие потери давления в газожидкостном восходящем потоке.

#### Выбор компонента для растворов с плотностью более 1000 кг/м<sup>3</sup>

В диссертационной работе в качестве жидкости с плотностью выше 1000 кг/м<sup>3</sup> было решено использовать растворы (на основе водопроводной воды) соли муравьиной кислоты различной концентрации – формиата натрия ( $\text{HCOO}^-\text{Na}^+$ ).

Такой выбор был обусловлен, во-первых, возможностью увеличения диапазона исследуемых плотностей жидкости, и соответственно более полной оценки влияния плотности жидкости на потери давления в стволе вертикальных труб при движении газожидкостного потока. Так как известно, что при насыщении, растворы неорганических солей (в основном

представленные в пластовой воде) начинают выпадать в осадок при концентрациях, соответствующих плотностям не выше 1100-1150 кг/м<sup>3</sup>.

Во-вторых, слабощелочной рН растворов  $\text{HCOO}^-\text{Na}^+$  и их относительно невысокая коррозионная активность, позволяли без проблем для оборудования стенда проводить многочисленные экспериментальные исследования (в отличие от коррозионно-активных бромидов или хлоридов, которые, с другой стороны, позволяли бы создать растворы плотностью до 3000 кг/м<sup>3</sup>).

Дополнительно необходимо было определить зависимость поверхностного натяжения (на границе газ/жидкость) и вязкости от концентрации полученных растворов, для оценки степени влияния этих параметров на характеристики газожидкостного потока помимо плотности.

#### Изучение поверхностного натяжения растворов формиата натрия

В статье [110] описываются эксперименты, проведенные для определения поверхностного натяжения ( $\sigma$ ) растворов неорганических солей и солей органических кислот (в том числе ацетата натрия и калия) методом максимального давления в пузырьке. В работе показано, что с увеличением концентрации раствора в воде значение поверхностного натяжения растет линейно.

В работе [106] представлены результаты измерения поверхностного натяжения поверхностно-грунтовых вод в зависимости от возрастания концентрации катионов натрия. Показано, что значение поверхностного натяжения поверхностно-грунтовых вод 49-63 мН/м (в зависимости от химического состава грунтовой воды) на границе газ/жидкость оказывается ниже хорошо известного значения для дистиллированной воды с 72 мН/м.

В тоже время в работах [107,109] приводятся данные, что с увеличением концентрации катионов натрия и калия и соответствующих им различным неорганическим и органическим анионам (от слабо

концентрированных растворов до сильно насыщенных 4-5 моль/л), значения поверхностного натяжения растворов на границе газ/жидкость линейно растут вплоть до значений 80-82 мН/м.

Общий вывод из работ [106,107,109,110] следующий:

- если брать в качестве растворителя большинства органических и неорганических солей натрия и калия дистиллированную воду значение поверхностного натяжения на границе газ/жидкость будет линейно расти от 72 мН/м и выше;

- если брать поверхностно-грунтовую воду – будет расти от 49 мН/м;

- значения коэффициента поверхностного натяжения для водопроводной воды лежит в диапазоне 50--70 мН/м;

- описанные в [106,107,109,110] закономерности, связанные с изменениями значений поверхностного натяжения различных растворов, хорошо согласуются с результатами, полученными в проведенной нами работе, где в качестве растворителя соли формиата натрия использовалась водопроводная вода, значение  $\sigma$  которой оказалось равным 55 мН/м.

В диссертационной работе для измерения  $\sigma$  было приготовлено четыре раствора формиата натрия различной концентрации и соответствующей плотности 1050, 1100, 1150, 1200 кг/м<sup>3</sup>, не считая собственно растворителя – водопроводной воды и контрольного образца дистиллированной воды с одинаковой плотностью 1000 кг/м<sup>3</sup> (таблица 3.3).

В таблице 3.3 приведены значения, а на рисунке 3.23 представлена зависимость поверхностного натяжения растворов формиата натрия от его плотности на границе газ/жидкость.

Таблица 3.3. Значения поверхностного натяжения раствора на границе газ/жидкость и его плотности для растворов формиата натрия.

р-р	$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	$\sigma$ , мН/м
Водопроводная вода	1000	55,1±0,58
Дистиллированная вода	1000	72,5±0,15
НСОО <sup>-</sup> Na <sup>+</sup>	1050	45,3±0,26
НСОО <sup>-</sup> Na <sup>+</sup>	1110	53,4±0,23
НСОО <sup>-</sup> Na <sup>+</sup>	1150	57,1±0,25
НСОО <sup>-</sup> Na <sup>+</sup>	1200	65,9±0,55

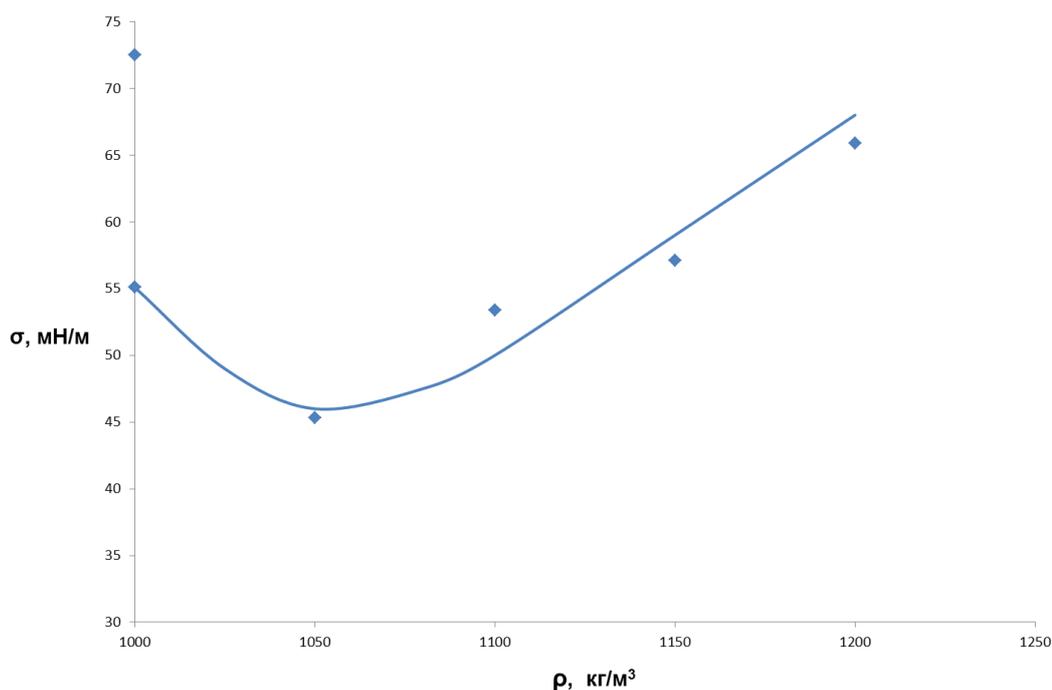


Рисунок 3.23. Зависимость поверхностного натяжения раствора от его плотности на границе газ/жидкость для растворов формиата натрия.

Из графика, представленного на рисунке 3.23 видно, что значение поверхностного натяжения для плотностей 1050, 1100 кг/м<sup>3</sup> ниже, чем измеренное у водопроводной воды  $\sigma = 55,1$  мН/м. В тоже время в ряду увеличения плотности раствора от 1050 до 1200 кг/м<sup>3</sup> растет практически линейно. При этом максимальное, измеренное нами значение  $\sigma = 65,9$  мН/м для раствора плотностью  $\rho = 1200$  кг/м<sup>3</sup> всё равно остается ниже значения  $\sigma$  для дистиллированной воды 72.5 мН/м, измеренное на приборе KRUS-K-20 для сравнения. И относительная разница в значении между

водопроводной водой и самым концентрированным раствором составила 20%.

Изучение динамической вязкости растворов формиата натрия от плотности и соответствующей концентрации раствора

Здесь стоит отметить, что в дальнейшем по тексту несколько отличающиеся значения плотности образцов растворов  $\text{HCOO}^-\text{Na}^+$  не ошибка. Это обусловлено тем, что экспериментальные работы проводились на протяжении большого периода времени и исследуемые образцы для определенных целей готовились заново, и не имело цели и смысла полного копирования концентраций растворов, что, разумеется (эти разные значения) учитывается при расчетах и построении графиков.

Экспериментально в лабораторных условиях была определена условная вязкость растворов формиата натрия на вискозиметре ВП-5.

Всего исследовалось:

- три свежеприготовленных раствора формиата натрия с плотностями  $\rho(\text{HCOO}^-\text{Na}^+) = 1053, 1144, 1206 \text{ кг/м}^3$ ;
- раствор формиата натрия плотностью  $\rho(\text{HCOO}^-\text{Na}^+) = 1138 \text{ кг/м}^3$ , который неоднократно использовался в цикле экспериментов на установке для сравнения и оценки возможных изменений физических параметров «рабочего» раствора;
- исходного растворителя - водопроводной воды  $\rho(\text{H}_2\text{O}) = 1000 \text{ кг/м}^3$ .

В технологическом регламенте по буровым растворам [84] представлены экспериментально проверенные значения различных плотностей растворов формиата натрия в дистиллированной воде от соответствующих им массовых концентраций. При этом наблюдается их почти линейная зависимость. Эти данные приведены в таблице 3.4.

Таблица 3.4. Зависимости плотностей раствора формиата натрия от соответствующей массовой концентрации раствора, [84]

Массовая доля, %	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Массовая концентрация, кг/м <sup>3</sup>	Массовая доля, %	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Массовая концентрация, кг/м <sup>3</sup>
2	1020	20,40	30	1182	354,60
8	1055	84,40	34	1218	414,12
10	1064	106,40	36	1,234	444,24
14	1080	151,20	40	1265	506,0
18	1109	199,62	42	1282	538,44
22	1122	246,84	44	1293	568,92
26	1158	301,08	45	1300	585,0

Следует отметить, что все измерения физических параметров, как плотности, так и условной вязкости растворов формиата натрия и водопроводной воды проводились через сутки после приготовления проб.

Из источника [115] по существующей обобщенной формуле (3.12) перевода условной вязкости (берутся соответствующие значения времени истечения жидкости в секундах) в кинематическую

$$\gamma = K\tau, \quad (3.12)$$

где:

$\gamma$  – кинематическая вязкость раствора, м<sup>2</sup>/с;

$\tau$  – время истечения эталонной жидкости (дистиллированной воды), с;

$K$  – постоянная вискозиметра, м<sup>2</sup>/с<sup>2</sup>,

был определен коэффициент  $K$  – постоянная вискозиметра ВП – 5, а затем и соответствующая кинематическая вязкость для каждого раствора HCOO<sup>-</sup> Na<sup>+</sup> (таблица 3.5), из которой, в свою очередь по известному соотношению:

$$\mu = \gamma\rho, \quad (3.13)$$

где:

$\mu$  – коэффициент динамической вязкости, Па·с,

был рассчитан коэффициент динамической вязкости (или динамическая вязкость раствора).

Конечные соотношения рассчитанной динамической вязкости растворов формиата натрия в воде от его массовой концентрации и соответствующей плотности, полученные из экспериментально определенной в работе условной вязкости, приведены в таблице 3.5.

Таблица 3.5. Соотношения массовой концентрации, плотности, динамической вязкости, времени истечения, кинематической вязкости растворов формиата натрия, расчет и эксперимент

$C, \text{ кг/м}^3$	$\rho, \text{ кг/см}^3$	$\mu, \text{ Па}\cdot\text{с}$	$\tau, \text{ сек}$	$\gamma, \text{ м}^2/\text{сек}$
0,0	1000	0,000912	32,72	9,12000E-07
90,5	1053	0,000949	32,33	9,01130E-07
259,3	1138	0,001056	33,29	9,27888E-07
271,2	1144	0,001076	33,76	9,40988E-07
394,3	1206	0,001194	35,52	9,90044E-07

На рисунке 3.24 на одном графике представлены зависимости поверхностного натяжения и динамической вязкости от плотности раствора формиата натрия.

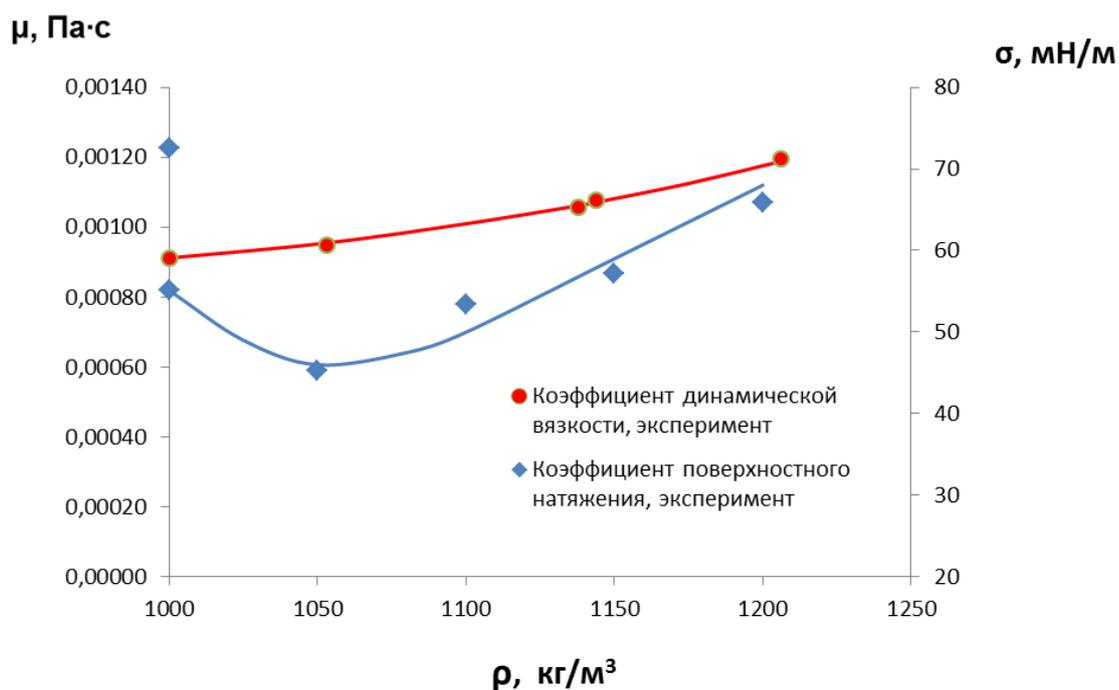


Рисунок 3.24. Зависимость поверхностного натяжения и динамической вязкости раствора от его плотности для растворов формиата натрия.

На рисунке 3.25 представлены эти же зависимости от массовой концентрации раствора формиата натрия, где дополнительно проведено сравнение справочных данных [67] с рассчитанными по выражению (3.13) значениями динамической вязкости от концентрации раствора  $\text{HCOO}^- \text{Na}^+$  (см. таблицу 3.5).

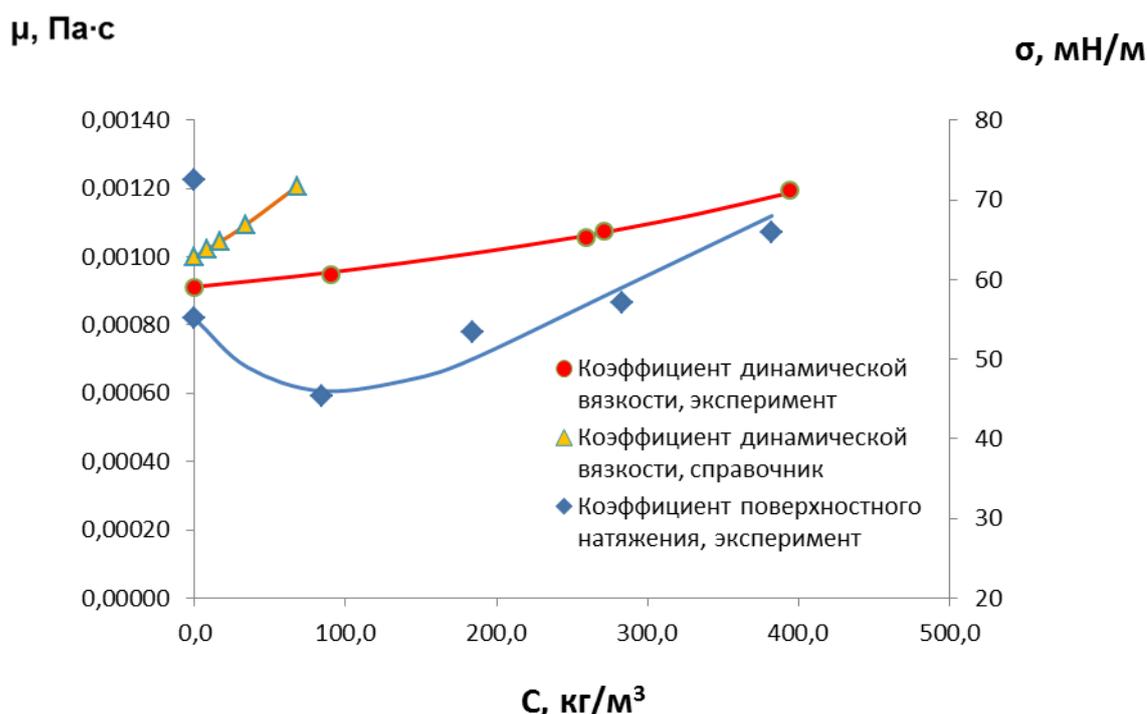


Рисунок 3.25. Зависимость поверхностного натяжения и динамической вязкости раствора от массовой концентрации для растворов формиата натрия.

По графикам рисунка 3.25 наблюдаем линейный рост коэффициента динамической вязкости растворов при увеличении их концентрации (до 31%), как в проведенных в работе исследованиях, так и по литературным данным справочника под редакцией Б.П. Никольского [67]. При этом наблюдаются некоторые расхождения с [67] в степени роста значений вязкости, что требует перепроверки и дополнительных экспериментальных исследований.

Выводы по результатам изучения физических параметров поверхностного натяжения и динамической вязкости растворов формиата

натрия для данного исследуемого диапазона изменения их плотности (от 1000 до 1206 кг/м<sup>3</sup>) следующие:

- увеличение поверхностного натяжения (на границе газ/жидкость) на 20% невелико и происходит при соответствующем росте плотности раствора на 20,6%;

- увеличение значения динамической вязкости растворов (до 31% по сравнению с чистой водой) при том же росте плотности на 20,6% - незначительно по сравнению в приведенном выше критическими значениями при анализе источника [49];

- параметры  $\sigma$ ,  $\mu$  не должны вносить весомый вклад в увеличение потерь давления при движении газожидкостного потока в вертикальных трубах, что соотносится в обоих случаях с данными [49];

- определяющим параметром, который будет существенно влиять на потери гидравлического напора в трубах, является плотность жидкости.

Анализ результатов экспериментальных исследований на установке для проведения экспериментальных исследований восходящих газожидкостных потоков с жидкостями повышенной плотности

При эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений характерно наличие водопроявлений. Помимо конденсационной воды в продукции скважин может содержаться также и пластовая вода различной минерализации плотностью, достигающей до 1015-1050 кг/м<sup>3</sup>, а для подземных хранилищ газа (ПХГ) характерна минерализация воды, достигающая до 1200 кг/м<sup>3</sup> [28,29,90]. Потери давления в лифтовых трубах при движении газожидкостной смеси, содержащей пластовую воду, могут существенно отличаться от потерь, где плотность жидкой фазы близка к 1000 кг/м<sup>3</sup>.

В результате исследований, проведенных на стенде, были получены и систематизированы экспериментальные данные о потерях давления в вертикальных трубах при движении в них газожидкостных потоков с водой плотностью 1000 кг/м<sup>3</sup> в качестве жидкой фазы [83]. По результатам

анализа полученных экспериментальных данных была разработана гидродинамическая модель для расчетов режимов работы газовых скважин с водопроявлениями [58]. Однако вопрос о влиянии плотности жидкой фазы на характеристики газожидкостных потоков оставался не изученным.

В процессе экспериментов в качестве жидкостей плотностью выше  $1000 \text{ кг/м}^3$  использовались растворы формиата натрия  $\text{HCOONa}$  различной концентрации. Для исключения выпадения формиата натрия в виде осадка (плотность насыщенного раствора формиата натрия составляет около  $1300 \text{ кг/м}^3$  [84]) в процессе экспериментов по подъему газожидкостной смеси плотность растворов не превышала величину  $1220 \text{ кг/м}^3$ .

Коэффициент гидравлического сопротивления для потока однофазного воздуха в исследуемой трубе был равен  $\lambda = 0,034$ .

Как указывалось в разделе 2.5, эксперименты проводились при атмосферном давлении и комнатной температуре на вертикальной пластиковой трубе внутренним диаметром 35 мм длиной 2,1 м. Погрешности измерений расхода воздуха и перепада давления (оценку проводили по методикам [90]) не превышали 5,5% (см. раздел 2.4). Всего было проведено 27 экспериментов.

Полученные экспериментальные зависимости потерь давления (данные опытов №20, №21, №22, 2014 г., раствор формиата натрия в воде, при  $d_{\text{вн.}} = 35 \text{ мм}$ ;  $L = 2,1 \text{ м}$ ;  $q_{\text{жс}} = 12; 52; 93 \text{ л/час}$ ;  $p = 0,1 \text{ МПа}$ ,  $\rho = 1220 \text{ кг/м}^3$ ,  $\sigma = 66 \text{ мН/м}$ ) в газожидкостном потоке от скорости газа при различных расходах жидкой фазы плотностью  $1220 \text{ кг/м}^3$  приведены на рисунке 3.26. Как следует из рисунка, кривые располагаются одна над другой в зависимости от расходной характеристики жидкой фазы, а именно, чем больше расход жидкости в потоке, тем выше располагается кривая потерь.

Однако можно заметить, что кривые в приведенных координатах расходятся не только по оси потерь давления (оси ординат; расходятся  $\sim$  в 2,5 раза при увеличении расхода жидкости от 12 до 93 л/ч), но также смещены точки минимальных потерь давления (точки перегиба кривых)

относительно оси скорости газа (оси абсцисс; для приведенных расходов до 18 % разности).

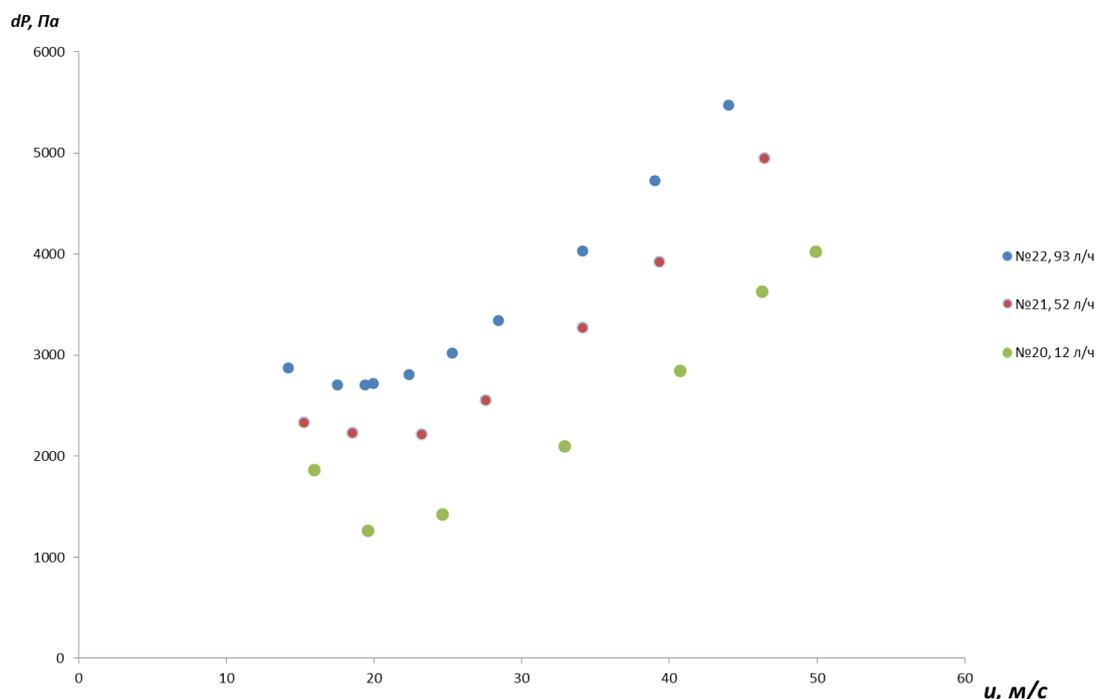


Рисунок 3.26. Зависимость потерь давления в газожидкостном потоке от скорости газа при различных расходах жидкой фазы 12, 52, 93 л/ч для раствора с постоянной плотностью  $1220 \text{ кг/м}^3$

При этом для кривых на рисунке 3.26 (зеленые точки - расход жидкости 12 л/ч, коричневые – 52 л/ч, синие – 93 л/ч) характерны те же закономерности, которые справедливы для зависимостей, полученных на чистой воде, описанные в работе [58] - увеличение потерь давления при увеличении расхода жидкости. Таким же свойством обладают и результаты измерений потерь давления в потоках с жидкостями плотностью 1000 (чистая водопроводная вода) и  $1100 \text{ кг/м}^3$ , из чего следует вывод, что зависимости потерь давления для жидкостей различной плотности обладают свойством подобия; этот факт позволяет использовать обширный экспериментальный материал, полученный при исследованиях газожидкостных потоков с водой в качестве жидкой фазы, для построения универсальной расчетной модели, учитывающей плотность жидкости.

Теперь проанализируем влияние плотности на характер кривых при одном и том же расходе жидкости (данные опытов №18, №22, №24, 2014 г., раствор формиата натрия воде, при  $d_{\text{вн.}} = 35$  мм;  $L = 2,1$  м;  $q_{\text{жс}} = 93$  л/ч;  $p = 0,1$  МПа,  $\rho = 1000, 1100, 1220$  кг/м<sup>3</sup>).

На графиках, приведенных на рисунке 3.27, прослеживается характерная зависимость: потери давления растут с увеличением плотности жидкости (зеленые точки – плотность жидкости 1220 кг/м<sup>3</sup>, коричневые – 1100 кг/м<sup>3</sup>, синие – 1000 кг/м<sup>3</sup>). При этом по рисунку можно сделать важное наблюдение, что плотность жидкости влияет лишь на величину потерь давления. Величина скорости газа для минимальных потерь при любом расходе жидкости остается неизменной (см. рисунок 3.27, ~19 м/с). Анализ этого эмпирического факта будет представлен ниже при выводе параметров подобия. Стоит отметить, что аналогичным образом ведут себя зависимости потерь давления от скорости газа и плотности жидкости при ее расходах 12 и 52 л/ч.

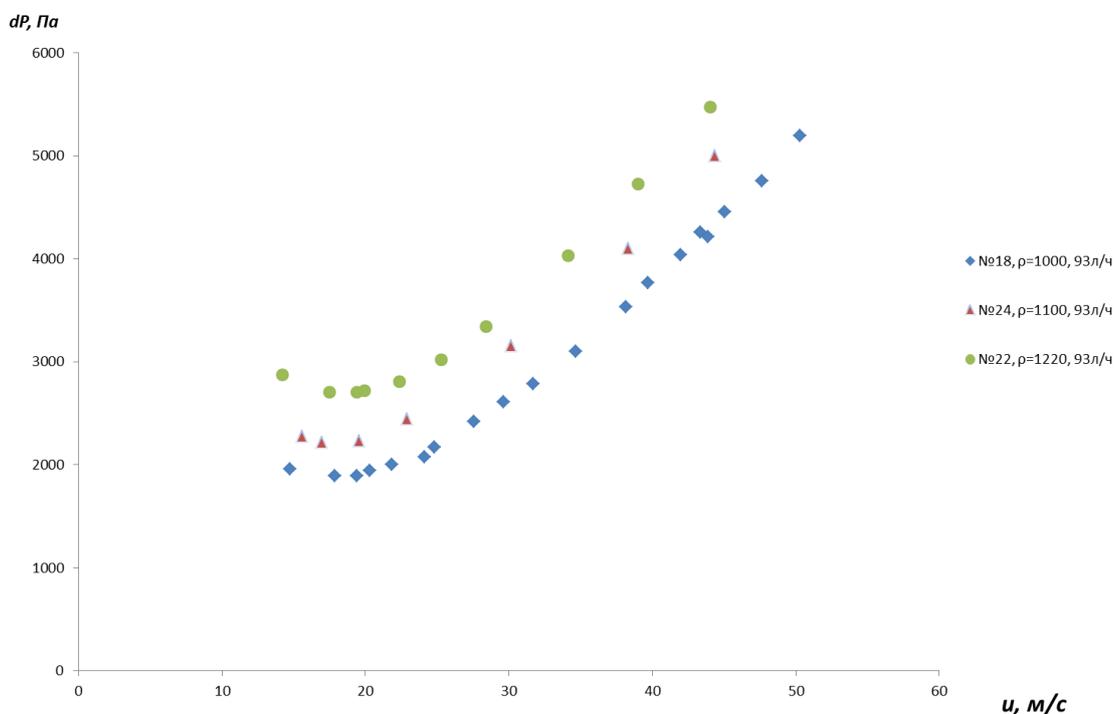


Рисунок 3.27. Зависимость потерь давления в газожидкостном потоке от скорости газа при одинаковом расходе жидкой фазы 93 л/ч для растворов различной плотности 1000, 1100, 1220 кг/м<sup>3</sup>

Дополнительным подтверждением достоверности получаемых результатов в ходе экспериментов является сравнение (представлено на рисунке 3.28) полученных экспериментальных данных:

- с расчетной моделью, разработанной на основе экспериментов с чистой водой в качестве жидкой фазы на стенде [58];

- с результатами экспериментов Дж. Хьюитта, проведенных с потоком смеси воздуха и воды при расходе воды 13,6 л/час в трубе диаметром 32 мм при давлении, близком атмосферному [88], т.е. при условиях аналогичных в представленных в работе экспериментах.

Сравнение проводили для жидкости плотностью  $1000 \text{ кг/м}^3$  - т.е. водопроводной воды.

В качестве координат, для сравнения результатов, были использованы безразмерные параметры (1.5, 1.6) [4,24], представленные ниже в виде тождественного равенства. Относительные потери давления на трение:

$$i = \frac{\Delta P}{\rho_{\text{ж}} \Delta L g} \equiv \frac{\Delta P}{\rho_{\text{в}} \Delta L g}, \quad (3.14)$$

и приведенный параметр Фруда:

$$Fr^* = \frac{u^2 \rho_{\Gamma}}{gD \rho_{\text{ж}}} \equiv \frac{u^2 \rho_{\Gamma}}{gD \rho_{\text{в}}}, \quad (3.15)$$

где  $\rho_{\text{в}}$  – плотность воды,  $\text{кг/м}^3$ .

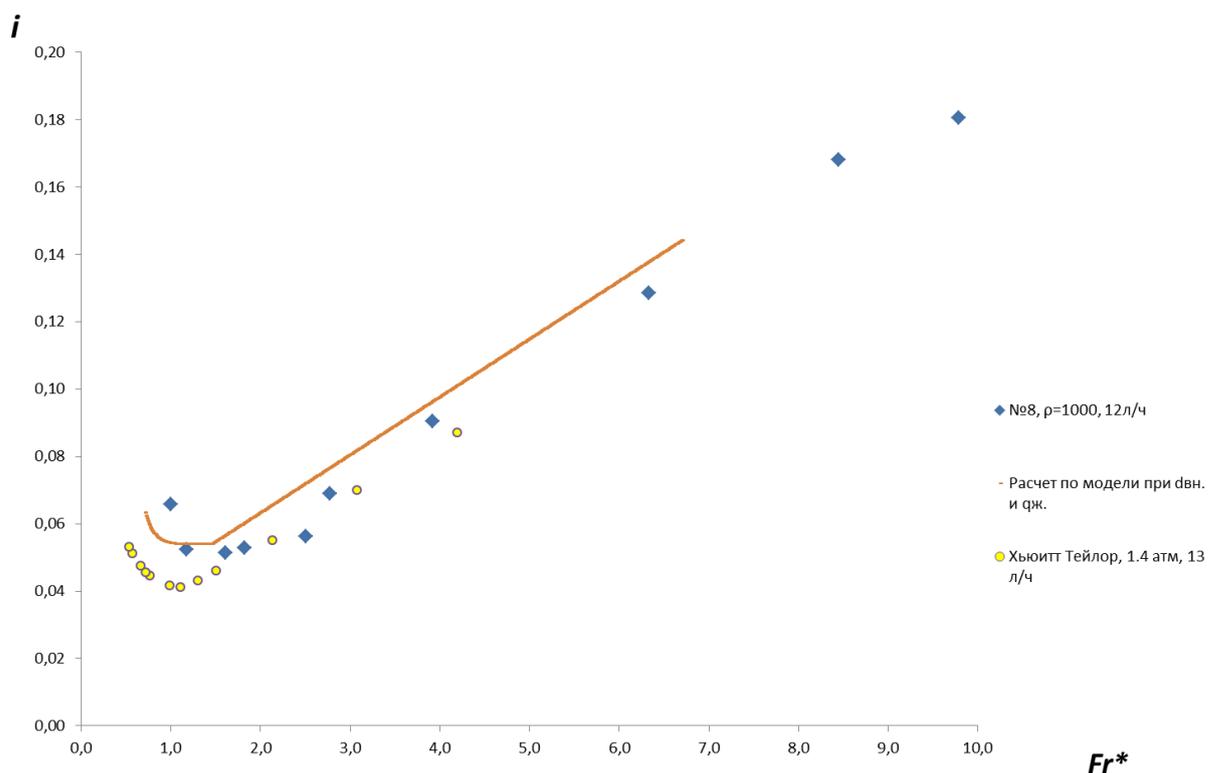


Рисунок 3.28. Сравнение зависимостей безразмерных относительных потерь давления в газожидкостном потоке от безразмерного приведенного параметра Фруда для: опыта №8, (стенд 2014 г., синие точки), труба  $d_{вн} = 35 \text{ мм}$ ;  $q_{жс} = 12 \text{ л/ч}$ ; опыта Дж.Хьюитта [88] (1964 г., желтые точки), труба  $d_{вн} = 32 \text{ мм}$ ;  $q_{жс} = 13.6 \text{ л/ч}$ ; расчета по модели ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (оранжевая линия): труба  $d_{вн} = 35 \text{ мм}$ ;  $q_{жс} = 12 \text{ л/ч}$

Как видно из рисунка 3.28, имеет место удовлетворительная сходимость результатов проведенных экспериментов (синие точки) как с результатами Дж. Хьюитта (желтые точки), так и с результатами расчетов по модели ООО «Газпром ВНИИГАЗ» [58] (оранжевая кривая).

#### Уточнение параметров подобия, определяющих характеристики газожидкостного потока

В тоже время в координатах безразмерных параметров  $i$  от  $Fr^*$  для одного и того же расхода жидкости  $93 \text{ л/ч}$ , рисунок 3.29 (данные опытов №18, №22, №24, 2014 г., раствор формиата натрия воде, при  $d_{вн} = 35 \text{ мм}$ ;  $L = 2,1 \text{ м}$ ;  $q_{жс} = 93 \text{ л/ч}$ ;  $p = 0,1 \text{ МПа}$ , зеленые точки – плотность жидкости  $1220 \text{ кг/м}^3$ , коричневые –  $1100 \text{ кг/м}^3$ , синие –  $1000 \text{ кг/м}^3$ ) наблюдаются

расхождения в положении кривых, т.е. прослеживается та же зависимость уже безразмерных потерь давления от значения плотности жидкости, какая описывалась выше на примере рисунка 3.27 для размерных координат.

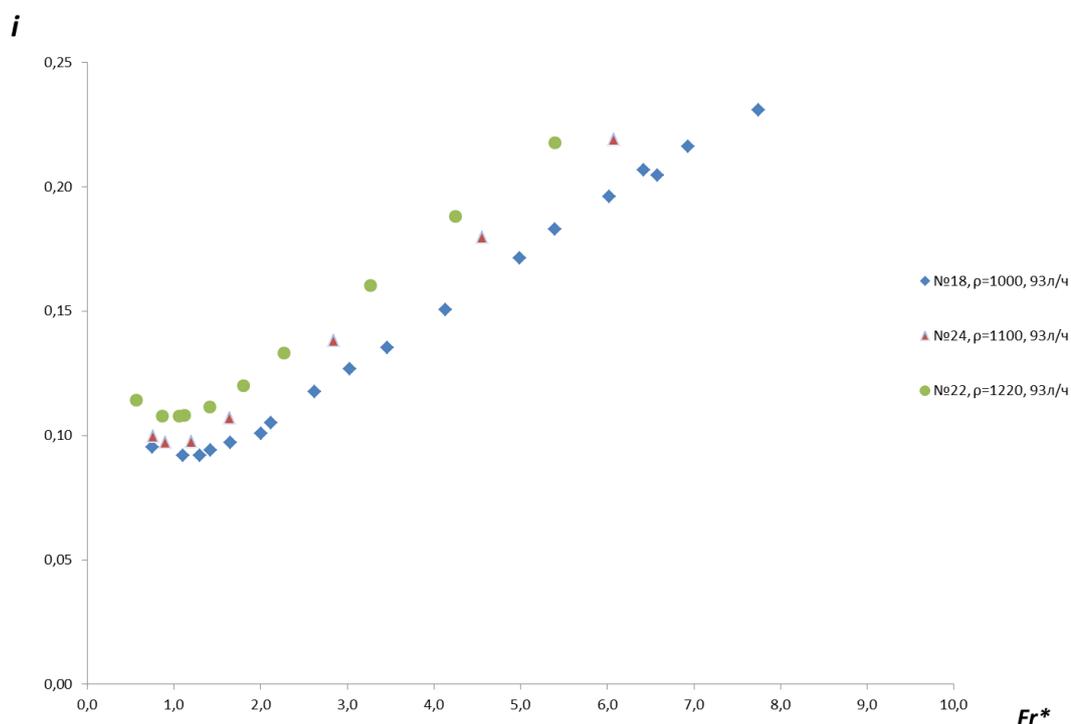


Рисунок 3.29. Зависимость безразмерных относительных потерь давления в газожидкостном потоке от безразмерного приведенного параметра Фруда при одинаковом расходе жидкой фазы 93 л/ч для растворов различной плотности 1000, 1100, 1220 кг/м<sup>3</sup>

Для сохранения подобия в приведенных в координатах безразмерных параметров  $i$  от  $Fr^*$  необходимо было аналитически проанализировать варианты преобразований в формулах (3.14) и (3.15). И попытаться модифицировать параметры  $i$  и  $Fr^*$  так, чтобы получить значения коэффициентов в этих формулах, при которых положение характеристических кривых потерь давления не будет зависеть от плотности жидкого флюида.

Полученные выводы из рисунка 3.27 отмечают независимость величины скорости газа для минимальных потерь давления при любом расходе жидкости. Данный факт позволяет следующим образом подойти к

модификации параметров  $i$  (3.14) и  $Fr^*$  (3.15), чтобы определить их как параметры подобия независимые от плотности жидкости.

Приведенный параметр Фруда  $Fr^*$  остается в неизменном, неоднократно упомянутом ранее виде (1.5):

$$Fr^* = \frac{\rho_{\Gamma} u^2}{\rho_{\text{ж}} gD} \quad (1.5)$$

Для модификации параметра безразмерных относительных потерь давления  $i$ , к правой части выражения (3.14) было добавлено отношение плотности чистой воды к плотности рабочей жидкости в заданной степени.

Новый параметр обозначили как  $i^*$  (3.16):

$$i^* = \frac{\Delta P}{\rho_{\text{в}} \Delta L g} \left( \frac{\rho_{\text{в}}}{\rho_{\text{ж}}} \right)^j \quad (3.16)$$

В результате перебора значений и анализа графиков было установлено, что при значении коэффициента степени  $j = 2$  (в выражении (3.16)), становятся независимыми от плотности жидкости положения кривых в новых координатах безразмерных параметров  $i^*$  от  $Fr^*$ . При любом расходе жидкости (в рамках экспериментов – 12, 52 и 93 л/ч), что ниже будет показано на рисунке 3.30.

В итоге преобразований новый параметр выражается как:

$$i^* = \frac{\Delta P}{\rho_{\text{в}} \Delta L g} \left( \frac{\rho_{\text{в}}}{\rho_{\text{ж}}} \right)^j = \frac{\Delta P}{\rho_{\text{в}} \Delta L g} \left( \frac{\rho_{\text{в}}}{\rho_{\text{ж}}} \right)^2 = \frac{\Delta P}{\rho_{\text{ж}} \Delta L g} \left( \frac{\rho_{\text{в}}}{\rho_{\text{ж}}} \right) = i \frac{\rho_{\text{в}}}{\rho_{\text{ж}}} \quad (3.17)$$

Или сокращенно новые безразмерные координаты представляют вид:

$$i^* = i \frac{\rho_{\text{в}}}{\rho_{\text{ж}}}, \quad (3.18)$$

$$Fr^* = \frac{\rho_{\Gamma} u^2}{\rho_{\text{ж}} gD}. \quad (1.5)$$

При этом выражениях (3.14) - (3.18) приняты следующие обозначения:

$g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;

$\Delta L$  – длина участка трубы, м;

$D$  – внутренний диаметр трубы, м;

$u$  – скорость газа, приведенная к сечению трубы, м/с;

$\Delta P$  – перепад давления на участке  $\Delta L$  трубы, Па;

$\rho_{\text{В}}$  – ПЛОТНОСТЬ ВОДЫ,  $\text{кг/м}^3$ ;  
 $\rho_{\text{Ж}}$  – ПЛОТНОСТЬ ЖИДКОСТИ,  $\text{кг/м}^3$ ;  
 $\rho_{\text{Г}}$  – ПЛОТНОСТЬ ГАЗА,  $\text{кг/м}^3$ .

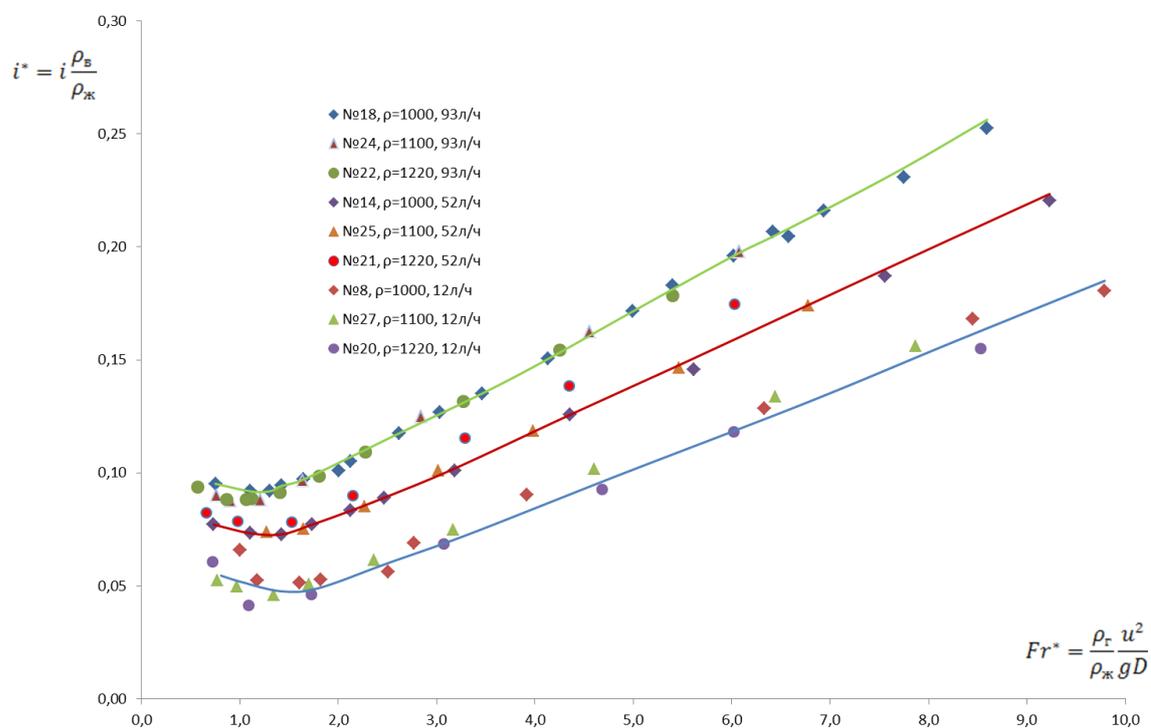


Рисунок 3.30. Зависимость (в обновленных координатах  $i^*$  от  $Fr^*$ ) безразмерных относительных потерь давления в газожидкостном потоке от безразмерного приведенного параметра Фруда при различном расходе жидкой фазы (точки вдоль синей линии 12 л/ч, коричневой - 52, зеленой - 93 л/ч) для растворов различной плотности 1000, 1100, 1220  $\text{кг/м}^3$ .

На рисунке 3.30 результаты экспериментов представлены в обновленных координатах  $i^*$  от  $Fr^*$ . Характерно наблюдается, что все экспериментальные точки (данные опытов №18, №22, №24; №14, №21, №25; №8, №20, №27 растворы формиата натрия воде, 2014 г.,  $d_{\text{вн.}} = 35$  мм;  $L = 2,1$  м;  $q_{\text{ж}} = 12, 52, 93$  л/ч;  $p = 0,1$  МПа,  $\rho = 1000, 1100, 1220$   $\text{кг/м}^3$ ) при трех исследуемых в работе значениях плотности жидкой фазы ложатся на одну соответствующую кривую для конкретного расхода жидкости (снизу вверх на рисунке 3.30, синяя линия - 12 л/ч, коричневая - 52 л/ч, зеленая - 93 л/ч).

Таким образом, в проведенных экспериментах с растворами формиата натрия различной плотности, удалось исследовать вполне

определенное влияние плотности жидкости на характеристики газожидкостных потоков в вертикальных трубах. А также получить новые уточненные параметры подобия – относительные потери давления  $i^*$  и приведенный параметр Фруда  $Fr^*$ , для расчета потерь давления в реальных скважинах при наличии в продукции пластовой воды с высокой минерализацией и плотностью более  $1000 \text{ кг/м}^3$ .

Однако, безусловно, для подтверждения полученных экспериментальных и аналитических данных требуется проведение дополнительных исследований на трубах промышленного сортамента с внутренним диаметром от 62 до 152 мм и давлениях выше атмосферного.

### ВЫВОДЫ К ГЛАВЕ 3.

Представлены результаты экспериментальных исследований по определению объемного содержания жидкости в вертикальном газожидкостном потоке механическим способом отсечения жидкости. Опыты проводились при постоянном рабочем давлении в диапазоне 0,6-2,0 МПа, при изменении ВГФ в диапазоне  $1,0 \div 500,0 \text{ см}^3/\text{м}^3$  ( $10^{-6} \div 5 \cdot 10^{-4}$ ), в насосно-компрессорных трубах типичного промышленного сортамента 62 мм и 114 мм.

Представлены результаты определения объемного содержания жидкости в вертикальном газожидкостном потоке по экспресс-методике, на который получены 2 патента РФ [61,62].

Представлена новая эмпирическая зависимость (3.11) объемного водосодержания  $\varphi$  от приведенного числа Фруда  $Fr^*$  в восходящих газожидкостных потоках в лифтовых трубах промышленного сортамента при давлении до 2,0 МПа и ВГФ  $< 10^{-4}$ . Полученное соотношение позволяет проводить расчеты характеристик восходящих газожидкостных потоков актуальных для практики разработки газовых месторождений на поздней стадии, такие как, высота поднятия газожидкостного столба в

скважине, время самодавливания скважины, определять границы устойчивых и неустойчивых режимов работы газовых скважин.

Получены новые экспериментальные данные, отражающие влияние плотности жидкости на характеристики восходящего газожидкостного потока (для плотности жидкой фазы в диапазоне от  $1000 \text{ кг/м}^3$  до  $1220 \text{ кг/м}^3$ ). В результате анализа полученных экспериментальных данных уточнен параметр подобия относительных потерь давления  $i$  (1.6), который предложен в варианте  $i^*$  (3.18). Расчет потерь давления в реальных скважинах при наличии в продукции пластовой воды с высокой минерализацией и плотностью более  $1000 \text{ кг/м}^3$  предложено проводить в новых координатах  $i^*$  от  $Fr^*$ .

## **Глава 4. Обоснование эффективных методов расчёта технологических режимов работы обводняющихся газовых скважин**

В главе приводится обоснование эффективных методов расчёта технологических режимов работы обводняющихся газовых скважин. Приводится методика расчета режимов эксплуатации газовых скважин при наличии в продукции воды и методика расчета параметров работы газовых скважин, работающих в режиме самозадавливания жидкостью. Данная методика имеет преимущества перед методикой, описанной в [89], т.к. основана на экспериментально подтвержденных данных, полученных на специализированном стенде.

Представлены примеры расчета процесса изменения режима работы газовой скважины в результате появления в ней жидкости, процесса задавливания скважины, а также пример влияния жидкости на режим эксплуатации обводняющейся газовой скважины подземного хранилища газа при газо-гидродинамических исследованиях.

### **4.1 Предложения по установлению эффективных технологических режимов эксплуатации обводняющихся газовых скважин**

Основной задачей установления эффективных технологических режимов эксплуатации скважин газовых месторождений является определение диапазонов их устойчивой работы с точки зрения учета влияния жидкости в стволе скважины на величину потерь давления. Поскольку при снижении дебита содержание жидкости в стволе увеличивается, имеет место повышение потерь давления в стволе. При этом в отличие от «сухих» скважин возникает новый технологический параметр – минимальный дебит устойчивой работы скважины, который обеспечивает полный вынос жидкости на поверхность. При дебите больше минимального скважина работает устойчиво. При дебите меньше минимального имеет место постепенное накапливание жидкости в стволе, при этом растут потери давления, и дебит самопроизвольно снижается.

## Условие устойчивости работы скважины

$$\frac{\partial p_{уст}}{\partial Q} < 0 \quad (4.1)$$

выражает требование снижения дебита при повышении давления на устье и увеличения дебита при снижении давления на устье. Очевидно, что если при снижении давления на устье дебит начинает уменьшаться, - это явный признак того, что скважина задавливается.

Следует отметить, что приведенные ниже методики расчета параметров работы газовых скважин, представленные в разделах 4.1 и 4.2, являются результатом совместной работы с Николаевым О.В.

Методика расчета режимов эксплуатации газовых скважин при наличии в продукции воды

Этот вариант расчета основан на использовании базовой расчетной модели, в качестве которой для всех вариантов расчета используются соотношения для вертикального газожидкостного потока с водой в качестве жидкости, представленные ниже.

Исходные данные для расчета:

- длина ствола  $L$  (м);
- внутренний диаметр лифтовой трубы  $d$  (см);
- расход жидкости  $q_{ж}$  (л/час) либо ВГФ= $W$  (см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> или л/(тыс.м<sup>3</sup>), что одно и то же);
- пластовое давление  $p_{пл}$  (ата);
- устьевое давление на выбранном режиме  $p_{уст}$  (ата);
- коэффициенты фильтрационного сопротивления  $a$  (атм<sup>2</sup>/(сут/тыс.м<sup>3</sup>)) и  $b$  (атм<sup>2</sup>/(сут/тыс.м<sup>3</sup>)<sup>2</sup>);
- температура на устье  $T_{уст}$  и на забое  $T_{заб}$  (°К);
- плотность газа по воздуху  $\rho_0$ ;
- плотность воды  $\rho_{ж}$ ;
- соотношение для расчета коэффициента относительной

сжимаемости  $z(p, T)$ .

Приведенный параметр Фруда по промысловым данным рассчитывается по формуле

$$Fr^* = 940 \frac{\rho_0}{\rho_{жс}} \frac{1}{d^5} \frac{zT}{p} Q^2 . \quad (4.2)$$

Здесь  $[d]$  = см,  $[p]$  = атм,  $[T]$  = °К,  $[Q]$  = тыс. м<sup>3</sup>/сут,  $\rho_0$  – относительная плотность газа по воздуху (при ст.у.),  $[\rho_{жс}]$  = кг/м<sup>3</sup>.

Приведенные потери давления в стволе скважины (безразмерный градиент давления) рассчитываются по формуле

$$I = i + \frac{\rho_z}{\rho_{жс}} , \quad (4.3)$$

где приведенные потери на трение  $i$  являются расчетной по описанной ниже модели величиной

$$i = i(Fr^*, q_{жс}) \quad (4.4)$$

Для расчета приведенных потерь давления на трение вначале определяются расчетные параметры, представляющие собой координаты точек минимума ( $i_0, Fr^*_{0}, Fr^*_{1}$ ) на характеристике лифта:

$$Fr^*_{0} = \left( \frac{0,387231}{D^{8/3}} + 0,0029 \right) q_{жс}^{2/3} + \frac{4,9766}{D} + 0,15 , \quad (4.5)$$

$$Fr^*_{01} = Fr^*_{0} - \frac{0,5213}{D} - 0,0659 , \quad (4.6)$$

$$i_0 = \left( \frac{0,119445}{D^{8/3}} + 0,000236 \right) q_{жс}^{2/3} + \frac{0,3553}{D^2} + 0,0014 . \quad (4.7)$$

Эти характерные параметры являются функциями объемного расхода жидкости и диаметра лифтовой трубы и для лифта постоянного по длине диаметра неизменны на всех его участках.

Приведенные (безразмерные) потери давления на трение в

вертикальном газожидкостном потоке определяются из следующих эмпирических соотношений.

Для левой ветви при  $Fr^* < Fr_{01}^*$

$$i = 0,96i_0 + (1 - 0,96i_0)e^{-BFr^*}, \quad (4.8)$$

$$B = -\frac{1}{Fr_{01}^*} \ln \frac{0,04i_0}{1 - 0,96i_0},$$

для правой ветви при  $Fr^* > Fr_0^*$

$$i = i_0 + \frac{\lambda}{2}(Fr^* - Fr_0^*), \quad (4.9)$$

где  $\lambda$  – коэффициент гидродинамического сопротивления трубы для однофазного потока;

для интервала минимальных потерь  $Fr_{01}^* < Fr^* < Fr_0^*$

$$i = i_0 \quad (4.10)$$

В случае наличия в скважине смеси пластовой и конденсационной воды ее плотность либо определяется по результатам физико-химических исследований, либо рассчитывается по величинами плотностей компонентов и их объемному соотношению в потоке.

Ствол скважины по длине разбивается на  $N$  участков (ячеек) длиной не более 100 м. Соотношения (4.2)-(4.4) рассчитываются для каждого из участков. Принимается, что давление в ячейке равно давлению на нижней границе ячейки. Расчеты показали, что разбиение ячеек на длину уже в 100 м дает вполне приемлемую точность измерений, отличающуюся менее чем на 1%, если брать длину ячейки в 1 м.

Расчет характеристики скважины проводится по двум вложенным циклам. Внешний цикл предусматривает перебор величин дебитов. Внутренний цикл рассчитывает работу скважины при заданном дебите газа и жидкости с перебором ячеек ствола скважины снизу вверх.

Приведем алгоритм расчета.

1) Задается начальный для расчета дебит скважины, начиная с наименьшего значения, например,  $Q=1$  тыс.м<sup>3</sup>/сут. Эта величина неизменна по длине скважины, поскольку рассматривается стационарный режим ее работы;

2) По водогазовому фактору определяется расход жидкости

$$q_{ж} = \frac{WQ}{24} \quad (4.11)$$

который в условиях стационарного режима является неизменным по длине скважины;

3) По соотношениям (4.5)-(4.7) рассчитываются параметры модели  $i_0, Fr^*_0, Fr^*_{0l}$ , которые неизменны по длине скважине;

4) По уравнению притока рассчитывается забойное давление  $p_{заб}$ . Этому значению давления присваивается индекс 1, поскольку оно относится к первой ячейке. В общем случае для давления в  $j$ -й ячейке используется обозначение  $p_j$ ;

5) По соотношению для расчета коэффициента относительной сжимаемости  $z(p, T)$  определяется его величина  $z_j$ . Индекс  $j$  относится к номеру ячейки. Для первого шага это ячейка №1 с параметрами, соответствующими забойным;

6) По уравнению (4.2) рассчитывается приведенный параметр Фруда для ячейки скважины

$$Fr_j^* = \frac{0,940\rho_0}{d^5} \frac{z_j T_j}{p_j} Q^2, \quad (4.12)$$

где индекс  $j$  относится к номеру ячейки;

7) По базовой модели (4.8)-(4.10) рассчитывается величина приведенных потерь давления на трение  $i_j$ ;

8) Определяется перепад давления в ячейке (в атм)

$$\Delta p_j = 10^{-5} \left( i_{\rho_{ж}} g \Delta L + \frac{\rho_0 p_j 293}{z_j T_j} \right), \quad (4.13)$$

где индекс  $j$  относится к номеру ячейки, если на первом шаге это 1-я ячейка, то принимаются условия на забое;

9) Определяется давление в следующей ячейке

$$p_{j+1} = p_j + \Delta p_j; \quad (4.14)$$

10) Далее процесс расчета повторяется с пункта 5, с перебором ячеек снизу до верха от номера 1 до номера  $N$ . При этом для определения температуры в  $j$ -й ячейке можно использовать линейную экстраполяцию между устьевыми и забойными величинами температур, так как по уточненным расчетам погрешность не превышает 1%;

11) Последнее значение давления, рассчитанное в пункте 9, соответствует устьевому давлению;

12) Перебирая величины дебитов от начального до максимального (например, до величины свободного дебита скважины), получаем характеристику скважины, в продукции которой содержится жидкость

$$p_{уст} = p_{уст}(Q). \quad (4.15)$$

Зависимость (4.15) удобно записать в виде таблицы. Чем меньше инкремент дебита при пошаговом расчете, тем точнее будут результаты дальнейшего использования проведенных расчетов;

13) По характеристике скважины можно определить дебит, соответствующий устьевому давлению на выбранном режиме;

14) По характеристике скважины, проведя анализ последовательности расчетных данных на выполнение условия (4.1), определяется величина минимального дебита  $Q_{мин}$  и величина максимального устьевого давления  $p_{макс}$  скважины;

15) При выборе режима эксплуатации необходимо выполнять условия устойчивой работы скважины:

$$p_{уст} < p_{макс}, \quad (4.16)$$

$$Q > Q_{мин}. \quad (4.17)$$

## 4.2 Методики расчета параметров работы газовых скважин, работающих в режиме самозадавливания жидкостью

Методика предназначена для расчетов динамики параметров работы скважины после того, как в ствол скважины начала поступать жидкость. Поступление жидкости может иметь место за счет конденсации воды на забое и в стволе и/или за счет фильтрации жидкой фазы из пласта. Для расчета используется параметр  $q_{жс}$ , который определяет суммарный объемный расход жидкости или смеси жидкостей.

Исходные данные:

- диаметр  $d$  (см) лифтовой колонны;
- длина  $L$  (м) лифтовой колонны для вертикальной скважины или длины  $L_i$  (м);
- пластовое давление  $p_{пл}$  (МПа);
- фильтрационные коэффициенты пласта  $a$  (МПа<sup>2</sup>/(тыс.м<sup>3</sup>/сут) и  $b$  (МПа<sup>2</sup>/(тыс.м<sup>3</sup>/сут)<sup>2</sup>;
- давление на устье  $p_{уст 0}$  (МПа);
- начальный дебит скважины при однофазном потоке  $Q_0$  (тыс.м<sup>3</sup>/сут);
- объемный расход  $q_{жс}$  (л/час), с которым жидкость начинает поступать в скважину в некоторый момент времени  $t_0$ ; этот момент времени в дальнейшем принимается за начальный;
- величина декремента дебита  $\Delta Q$  (тыс.м<sup>3</sup>/сут), используемая в расчетах и выбираемая исходя из желаемой точности результатов. Рекомендуемая величина инкремента дебита  $\Delta Q = 0,5$  тыс.м<sup>3</sup>/сут. Для сокращения объема расчетов эту величину следует увеличить, для повышения точности расчетов – уменьшить.

Методика расчета состоит из двух этапов. На первом этапе анализируется возможность устойчивой работы скважины после начала поступления в нее жидкости. На втором этапе производится расчет процесса изменения во времени дебита, содержания в стволе жидкости и

высоты газожидкостного столба по мере поступления жидкости в скважину.

Этап 1. Анализ возможности устойчивой работы скважины после начала поступления в нее жидкости осуществляется по следующему алгоритму.

1. По соотношениям (4.2)-(4.15) раздела 4.1 строятся характеристики скважины  $p_{уст} = p_{уст}(Q)$  для однофазного потока (до начала поступления жидкости) и для двухфазной смеси (после начала поступления жидкости, соответственно синяя и розовая кривые на рисунке 4.1). Начальному режиму соответствует рабочая точка на характеристике скважины для однофазного потока с координатами  $p_{уст0}$  и  $Q_0$ .

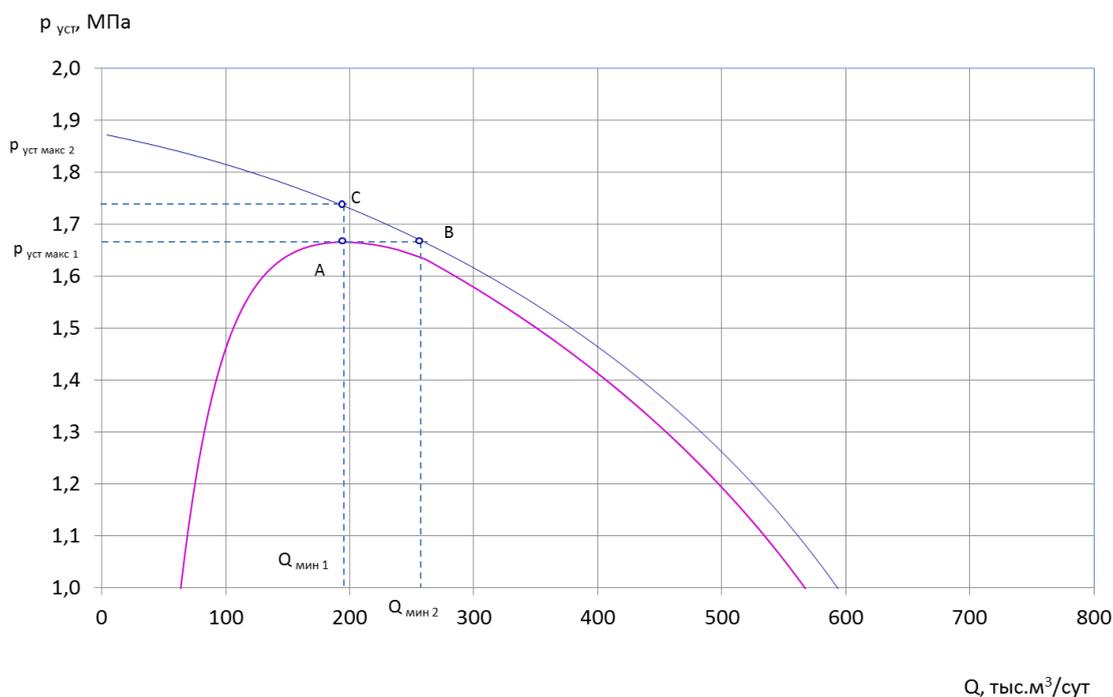


Рисунок 4.1. Построение характеристик скважины для однофазного потока (до начала поступления жидкости, синяя кривая) и для двухфазной смеси (после начала поступления жидкости, розовая кривая).

2. Определяется предельный режим работы скважины с жидкостью  $p_{уст.макс1}$  и  $Q_{мин1}$ , которому соответствует точка А на рисунке 4.1.
3. Определяется предельный режим работы «сухой» скважины  $p_{уст.макс1}$  и  $Q_{мин2}$ , которому соответствует точка В на рисунке 4.1.

4. Проводится предварительный анализ изменения режима работы скважины после начала поступления жидкости (рисунок 4.2).

Если «сухая» скважина работала при дебите  $Q_0 < Q_{\min 2}$  и  $p_{уст0} > p_{уст.макс1}$  (точка E), то после начала поступления жидкости она постепенно задавливается, жидкость не выносится.

Если «сухая» скважина работала при дебите  $Q_0 > Q_{\min 2}$  и  $p_{уст0} < p_{уст.макс1}$  (точка C), то после начала поступления жидкости она переходит в устойчивый режим работы с выносом жидкости в точку D с дебитом  $Q_{раб} = Q_D < Q_0 = Q_C$ .

Таким образом, точка B на рисунках 4.1 и 4.2 соответствует минимальному дебиту «сухой» скважины, обеспечивающему устойчивую работу скважины после появления в ее продукции жидкости. Эта величина дебита характеризует предельный режим работы «сухой» скважины при  $p_{уст} = p_{уст.макс1}$ .

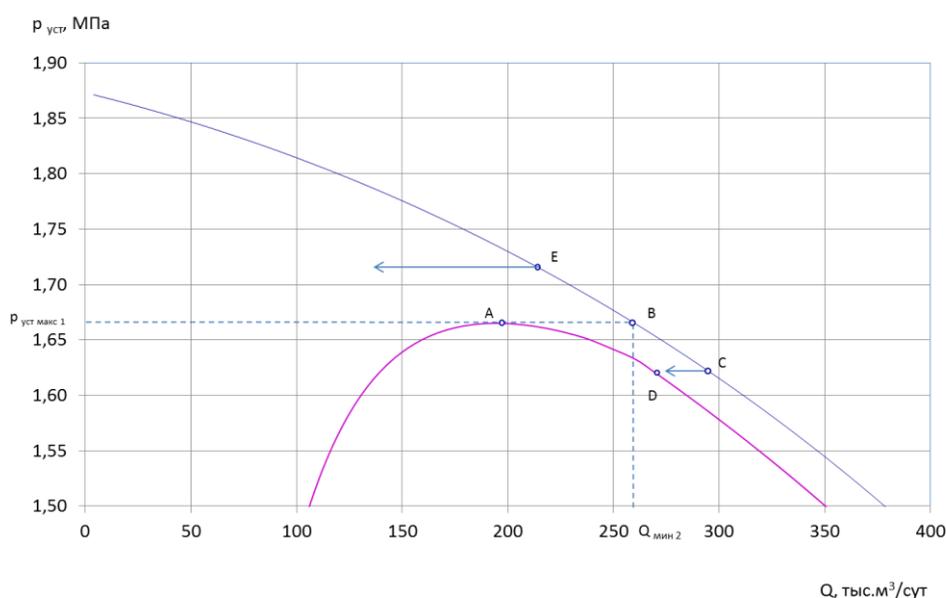


Рисунок 4.2. Иллюстрация возможных вариантов изменения режима работы скважины после начала поступления жидкости.

Чтобы продемонстрировать влияние водного фактора на изменение таких параметров, как минимальный дебит скважины и максимально допустимое устьевое давление при работе скважины с жидкостью,

построены рассчитанные по приведенным методикам зависимости, приведенные на рисунках 4.3 и 4.4.

На рисунке 4.3 представлена зависимость отношения двух минимальных дебитов –  $Q_A$  точка А (при работе с жидкостью);  $Q_B$  точка В (для сухого газа), соответствующих при данном пластовом давлении, максимальному давлению на устье скважины (см. также рисунок 4.2), от изменения ВГФ в продукции скважины.

По рисунку видно, что с одной стороны, разница в значениях минимальных дебитов будет тем выше, чем больше значение ВГФ. С другой стороны, разница в их значениях будет уменьшаться при падении пластового давления.

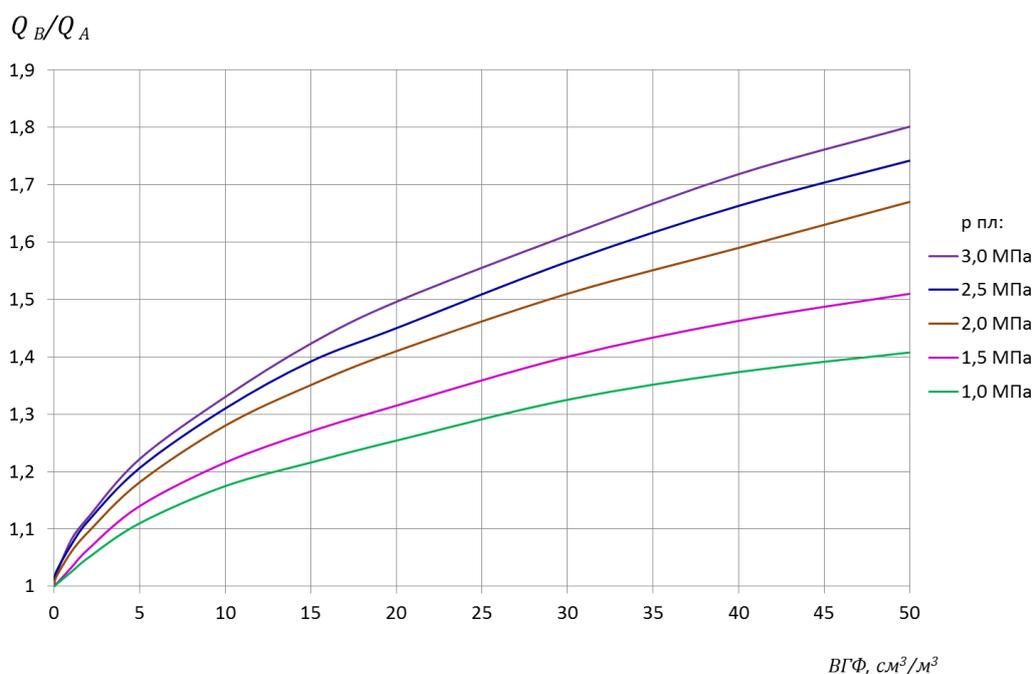


Рисунок 4.3. Зависимость отношения двух минимальных дебитов от ВГФ (см. рисунок 4.1). Иллюстрация возможных вариантов расчета минимального дебита газа на поздней стадии разработки в зависимости от изменения пластового давления и ВГФ.

На рисунке 4.4 проиллюстрировано, согласно сделанным расчетам, насколько существенно становится на завершающей стадии разработки влияние даже незначительных количеств жидкости в продукции скважин на потери давления в вертикальном стволе. Особенно разница будет резко

возрастать при падении давления ниже 1,5 МПа. Или если обратиться к рисунку 4.1, насколько существенно влияет изменение падения пластового давления и значения ВГФ на разницу в величине соответствующих рассчитанных максимальных устьевых давлений между точками А и С.

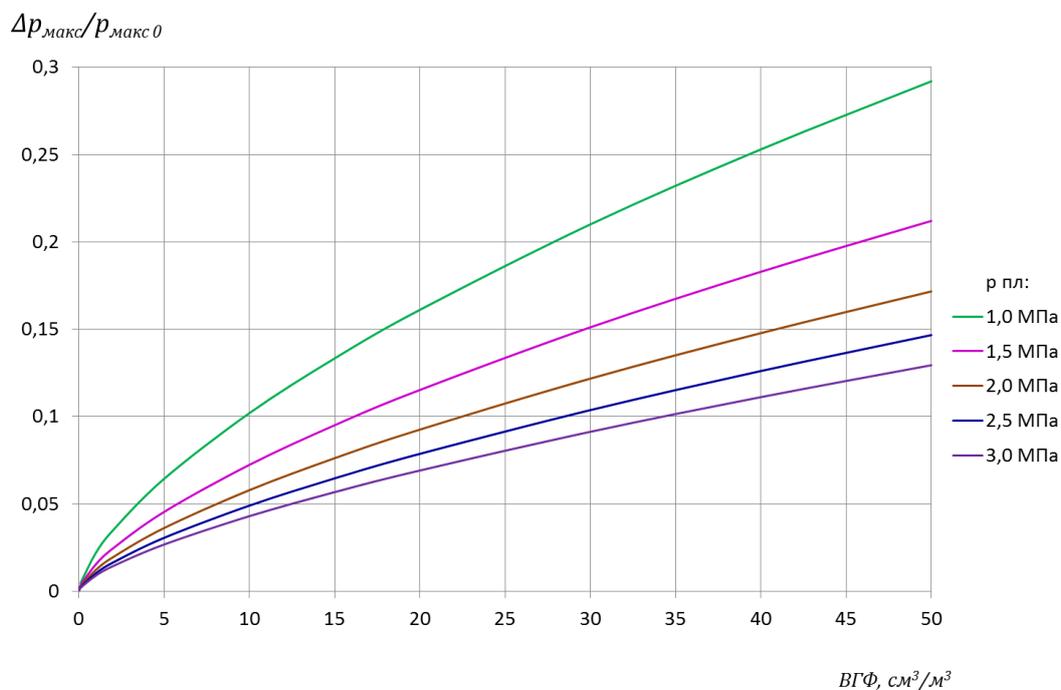


Рисунок 4.4. Зависимость отношения - разности максимального двух максимальных устьевых давлений от ВГФ (см. рисунок 4.1). Иллюстрация возможных вариантов расчета максимального устьевого давления на поздней стадии разработки в зависимости от изменения пластового давления и ВГФ.

Анализируя сказанное важно отметить, что при прогнозировании предельных режимов эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений сеноманских залежей важно учитывать при расчетах влияние наличия жидкости для каждой конкретной скважины. Так как показали наши расчеты, определяющим фактором служит максимально возможное устьевое давление, при котором скважина еще может работать. При этом реальное значение минимально-необходимого дебита, которое необходимо принимать при определении режимов на промысле будет всегда выше (вплоть до 25-30%) и соответствовать дебиту при данном устьевом давлении, рассчитанному по известной формуле Г.А.

Адамова [40] для сухого газа (еще раз анализ рисунка 4.2, разница между точками А и В). Что ранее не было описано и не учитывалось в наших прежних расчетах.

Этап 2. На втором этапе производится расчет процесса изменения дебита, содержания в стволе жидкости и высоты газожидкостного столба по мере поступления жидкости в скважину.

Для расчета нестационарных процессов в скважине, содержащей в продукции жидкость, необходимо знать величину объемного содержания жидкости в лифтовой трубе. Эта величина используется для расчета процесса изменения количества жидкости в элементарной ячейке лифтовой трубы.

Как следует из раздела 4.1, процесс заполнения скважины жидкостью может развиваться по двум сценариям. Первый сценарий реализуется при  $Q_0 < Q_{мин2}$ , его результатом является задавливание скважины жидкостью. Второй сценарий реализуется при  $Q_0 > Q_{мин2}$ , его результатом является выход скважины в устойчивый режим работы с полным выносом жидкости до устья.

Расчет проводится по следующему алгоритму.

1. Выбирается шаг дискретизации по времени для расчета процесса заполнения ствола скважины жидкостью.

Для этого по известным исходным данным определяется забойное давление  $p_{заб}$  и рассчитывается среднее по скважине значение приведенного параметра Фруда (4.2), приведенное в разделе 4.1, где значения параметров  $p$ ,  $z$ ,  $T$  принимаются как среднеарифметические между забойными и устьевыми, дебит принимается равным исходному дебиту  $Q_0$ .

Далее по эмпирической формуле (3.11), приведенной в разделе 3.3, определяется приближенное значение объемного содержания жидкости  $\varphi$  в стволе скважины для условия его полного заполнения газожидкостной

смесью.

Определяется объем жидкости в стволе

$$V_{ж0} = \varphi V_{скв} \quad (\text{м}^3), \quad (4.18)$$

где  $V_{скв}$  – объем ствола, рассчитываемый исходя из его геометрических размеров – внутреннего диаметра и суммарной длины ствола:

$$V_{скв} = \frac{\pi d^2}{4 \cdot 10^4} \cdot \sum_1^n L_i \quad (\text{м}^3). \quad (4.19)$$

Оценивается приближенное время поступления в ствол скважины жидкости до его полного заполнения газожидкостной смесью

$$t_{01} = 1000 \frac{V_{ж0}}{q_{ж}} \quad (\text{час}). \quad (4.20)$$

Шаг дискретизации по времени выбирается исходя из условия  $\Delta t = 0,01 \cdot t_{01}$ .

2. На временном шаге  $i$  определяется количество жидкости, поступившее в скважину за время  $t_i = i \cdot \Delta t$ :

$$V_{жи} = 10^{-3} t_i q_{жс} \quad (\text{м}^3) \quad (4.21)$$

3. Определяется по выражению (3.11) (см. раздел 3.3) значение объемного содержания жидкости  $\varphi_i$  в заполненном газожидкостной смесью за время  $t_i$  участке ствола исходя из условий на забое; величина  $Fr^*$  определяется выражением (4.2).

4. Определяется высота подъема за время  $t_i$  газожидкостного столба

$$h_i = \frac{V_{жи}}{\varphi_i} \frac{4 \cdot 10^4}{\pi d^2} \quad (\text{м}). \quad (4.22)$$

5. Определяется перепад давления в динамическом газожидкостном столбе  $\Delta p_{il}$  по соотношениям (4.13), (4.14) раздела 4.1 для вертикального двухфазного потока и величина давления на верхней границе динамического газожидкостного столба  $p_{il} = p_{заб} - \Delta p_{il}$ . Верхняя граница динамического газожидкостного столба соответствует нижней границе однофазного потока.

6. По соотношениям раздела 4.1 для однофазного потока определяется

перепад давления в верхнем участке скважины с однофазным потоком  $\Delta p_{i2}$  и величина устьевого давления  $p_{i2} = p_{i1} - \Delta p_{i2}$ , соответствующая дебиту скважины  $Q$  и количеству жидкости, поступившей в скважину за время  $t_i$ .

7. Если  $p_{i2} < p_{уст 0}$ , необходимо уменьшить расчетную величину дебита на величину декремента дебита  $\Delta Q$ , и далее повторить расчет для текущего момента времени  $t_i$ , начиная с пункта 2.

Если  $p_{i2} > p_{уст 0}$  или  $p_{i2} = p_{уст 0}$ , для момента  $t_i$  фиксируются значения  $Q_i$ ,  $p_{заб}$ ,  $h_i$ ,  $\varphi_i$ .

8. Расчет повторяется для следующего момента времени  $t_{i+1} = (i+1) \cdot \Delta t$ , начиная с пункта 2.

При реализации 1-го сценария ( $Q_0 < Q_{мин2}$ ) скважина постепенно задавливается, дебит непрерывно уменьшается, столб газожидкостной смеси сначала возрастает, затем, достигнув некоторого максимума (меньшего расстояния от забоя до устья), начинает снижаться с одновременным увеличением объемного содержания в нем жидкости  $\varphi_i$ .

При реализации 2-го сценария ( $Q_0 > Q_{мин2}$ ) столб газожидкостной смеси растет непрерывно и в некоторый момент времени достигает устья, после чего режим скважины стабилизируется.

Таким образом, расчет по этапу 2 проводится двумя вложенными циклами: внешний цикл характеризуется увеличением параметра времени и внутренний цикл характеризуется перебором величины дебита.

Пример расчета процесса изменения режима работы скважины в результате появления в ней жидкости

Данные для расчета.

- внутренний диаметр лифтовой колонны  $d = 10$  см;
- длина лифтовой колонны  $L = 1200$  м;
- пластовое давление  $p_{пл} = 3,0$  МПа;
- фильтрационные коэффициенты пласта  $a = 0,3 \cdot 10^{-2}$  (МПа<sup>2</sup>/(тыс.м<sup>3</sup>/сут) и  $b = 0,0003 \cdot 10^{-2}$  (МПа<sup>2</sup>/(тыс.м<sup>3</sup>/сут)<sup>2</sup>;

- давление на устье  $p_{уст0} = 2,49$  МПа;
- начальный дебит скважины при однофазном потоке  $Q_0 = 167$  тыс.м<sup>3</sup>/сут;
- в некоторый момент времени  $t_0$  в скважину начинает поступать пластовая вода с водогазовым фактором ВГФ = 5 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

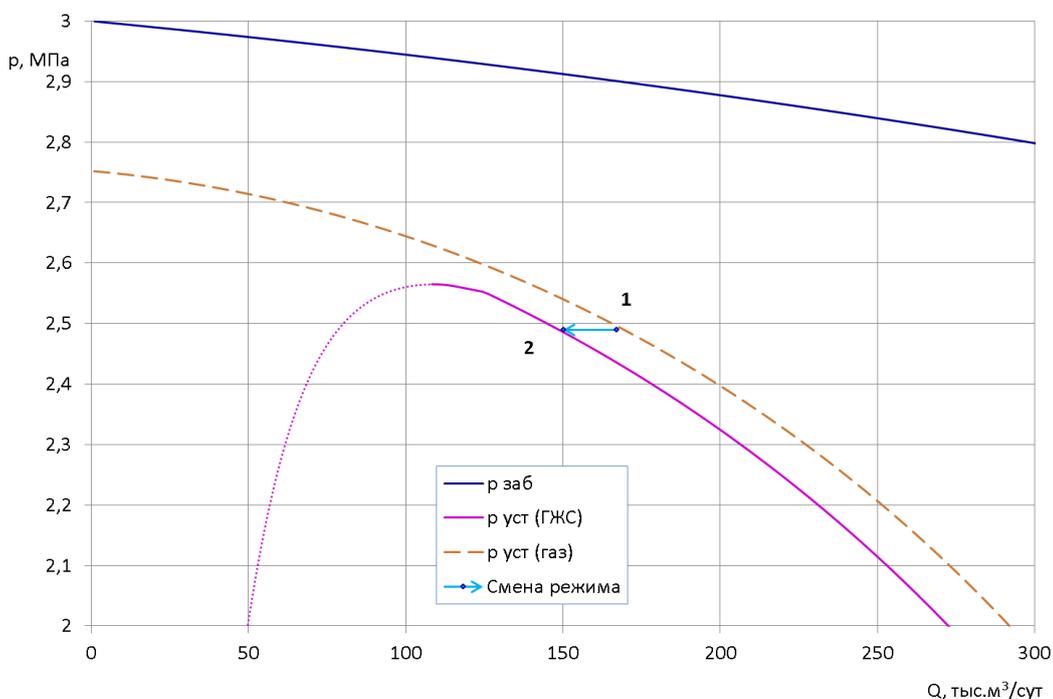


Рисунок 4.5. Изменение режима работы скважины в результате появления в ней жидкости.

Минимальный дебит скважины после начала поступления в нее жидкости составит величину  $Q_{мин1} = 108$  тыс.м<sup>3</sup>/сут, максимальное устьевое давление, обеспечивающее устойчивую работу скважины, будет равно  $p_{уст.макс1} = 2,57$  МПа. Предельный дебит работы «сухой» скважины, обеспечивающий ее устойчивую работу после начала поступления жидкости, равен  $Q_{мин2} = 142$  тыс.м<sup>3</sup>/сут. Поскольку  $p_{уст0} < p_{уст.макс1}$  и  $Q_0 > Q_{мин2}$ , рассматриваемая скважина после начала поступления в нее жидкости не задавится, а постепенно перейдет из режима 1 в режим 2 (см. рисунок 4.5).

Объем скважины равен  $V_{скв} = 9,4$  м<sup>3</sup>; приведенный параметр Фруда при исходном рабочем дебите по (4.2) равен  $Fr^* = 1,896$ ; период

дискретизации в соответствии с (4.20) составляет 1,75 минуты.

Результаты расчета по изложенному алгоритму представлены на рисунке 4.6.

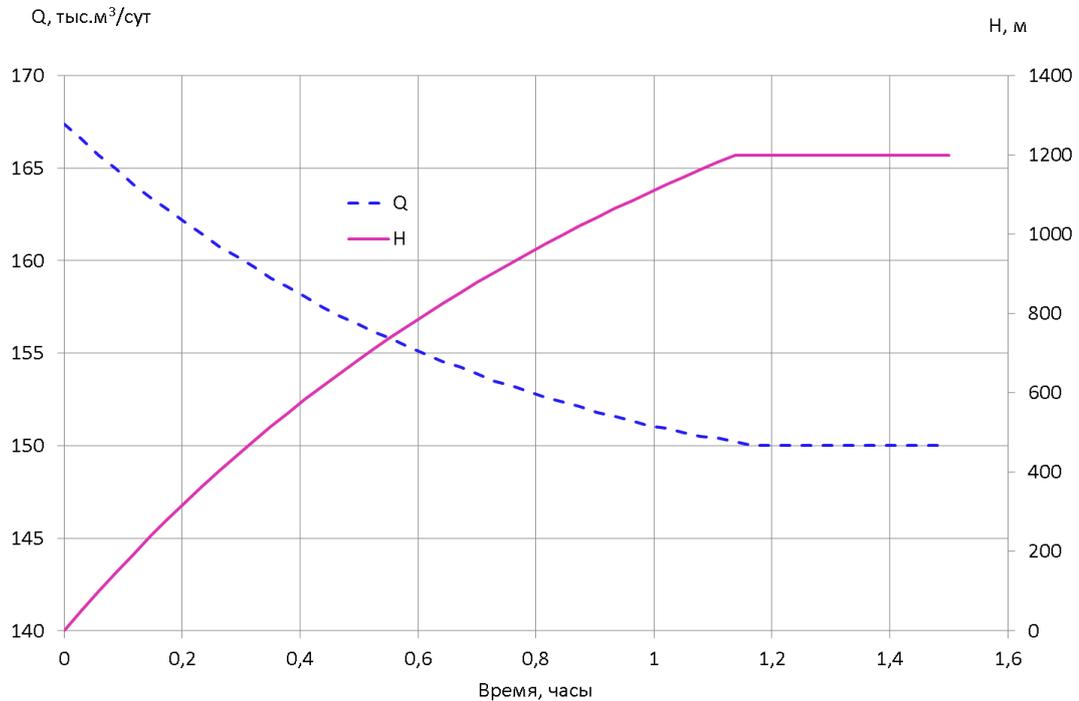


Рисунок 4.6. Динамика изменения дебита и высоты газожидкостного столба в стволе скважины при изменении режима ее работы результате поступления в нее жидкости.

#### Пример расчета процесса задавливания скважины в результате появления в ней жидкости

Рассмотрим расчет задавливания скважины в условиях предыдущего примера с тем отличием, что исходный режим работы «сухой» удовлетворяет соотношениям  $p_{уст\ 0} < p_{уст.макс1}$  и  $Q_{мин1} < Q_0 < Q_{мин2}$ .

Данные для расчета.

- диаметр лифтовой колонны  $d = 10$  см;
- длина лифтовой колонны  $L = 1200$  м;
- пластовое давление  $p_{пл} = 3,0$  МПа;
- фильтрационные коэффициенты пласта  $a = 0,3 \cdot 10^{-2}$  (МПа²/(тыс.м³/сут)) и  $b = 0,0003 \cdot 10^{-2}$  (МПа²/(тыс.м³/сут)²);
- давление на устье  $p_{уст\ 0} = 2,59$  МПа;

- начальный дебит скважины при однофазном потоке  $Q_0 = 130$  тыс.м<sup>3</sup>/сут;
- в некоторый момент времени  $t_0$  в скважину начинает поступать пластовая вода с водогазовым фактором ВГФ = 5 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

В таких условиях рассматриваемая скважина после начала поступления в нее жидкости начнет постепенно задавливаться, то есть ее режим будет смещаться от точки 1 в левую сторону (см. рисунок 4.7).

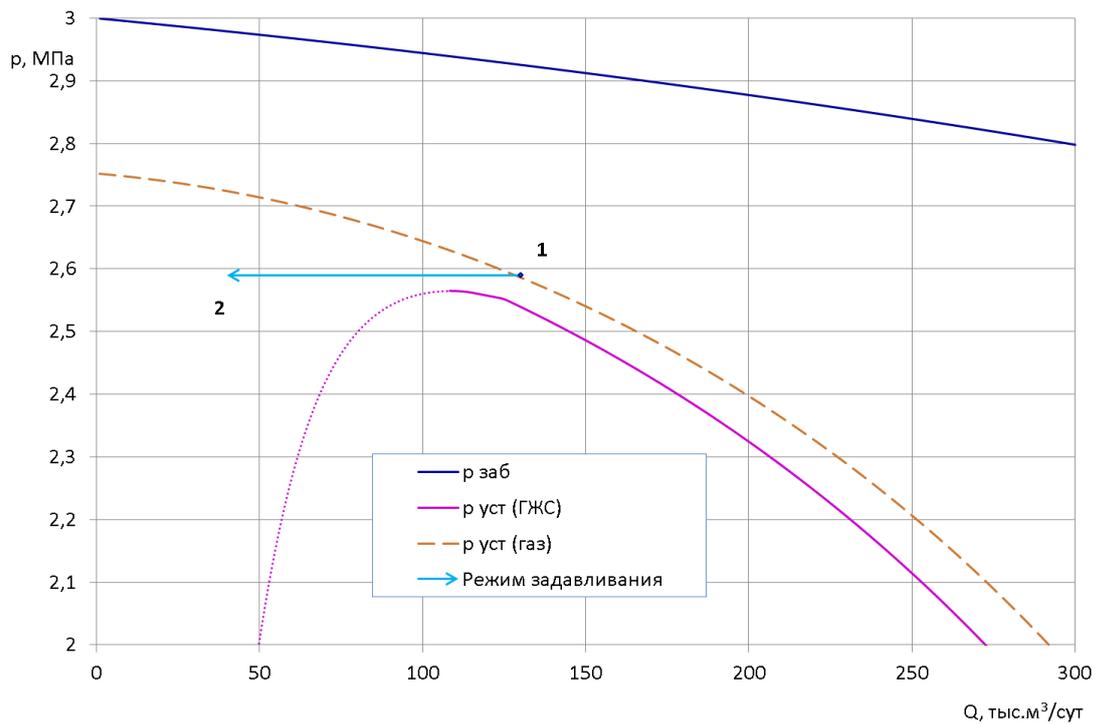


Рисунок 4.7. Задавливание скважины в результате появления в ней жидкости.

Приведенный параметр Фруда при исходном рабочем дебите по (4.2) равен  $Fr^* = 0,828$ ; период дискретизации в соответствии с (4.20) составляет 10 минут.

Результаты расчета по изложенному алгоритму представлены на рисунке 4.8.

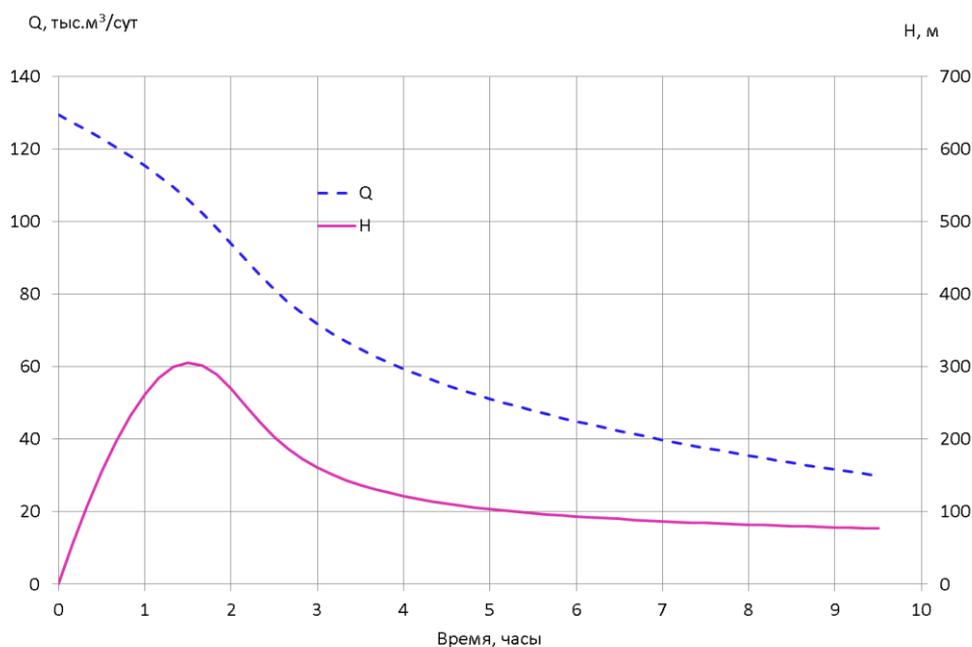


Рисунок 4.8. Динамика изменения дебита и высоты газожидкостного столба в стволе скважины в процессе ее задавливания в результате поступления в нее жидкости.

Помимо обеспечения выноса жидкости на работу скважины могут накладываться и другие ограничения, например, связанные с разрушением призабойной зоны и наличием в потоке твердых частиц, приводящих к абразивному износу стенок скважин, наземного оборудования и шлейфов, однако в настоящей работе рассматриваются только те особенности эксплуатации скважин, которые определяются гидродинамикой газожидкостных потоков и связаны с наличием в продукции жидкой фазы.

Пример влияния жидкости на режим эксплуатации обводняющейся газовой скважины подземного хранилища газа (ПХГ) при газогидродинамических исследованиях (ГДИ)

Известно, что период отбора газа на некоторых ПХГ сопровождается водопроявлениями, в первую очередь, в виде подступающей к скважинам минерализованной пластовой воды.

Эксплуатация таких скважин, а также правильная интерпретация полученных в результате ГДИ данных, при отсутствии надежных

расчетных методов прогнозирования режимов их работы зачастую приводит к снижению эффективности работы промыслов [39].

Как уже говорилось в разделе 3.3 соотношение (3.11) применимо для газожидкостных потоков в вертикальных трубах промыслового сортамента при расходных содержаниях жидкости до 1% ( $\beta < 10^{-2}$ ).

В [59] анализируется влияние жидкости на режим эксплуатации обводняющейся газовой скважины подземного хранилища газа при газогидродинамических исследованиях, где показано «в качестве примера использования полученных расчетных формул проанализируем работу скважины одного из ПХГ с лифтовой трубой длиной 739,36 м внутренним диаметром 100 мм, с водогазовым фактором  $25 \text{ см}^3/\text{м}^3$ , при пластовом давлении 6,38 МПа. В таблице 4.1 представлены данные об исследованиях скважины на нескольких стационарных режимах, проведенных на диафрагменном измерителе критического течения (ДИКТе) внутренним диаметром 50 мм.

Таблица 4.1. Результаты ГДИ скважины.

Номер режима	Диаметр диафрагмы, мм	$Q$ , тыс.м <sup>3</sup> /сут	$P_{уст}$ , МПа	$P_{заб}$ , МПа	$V_{жс}$ , м <sup>3</sup>	$q_{жс}$ , л/час
1	6,0	34,28	5,73	6,34	1,501	52
2	8,0	57,83	5,69	6,31	0,674	60
3	10,0	91,66	5,66	6,24	0,311	96
4	12,0	129,20	5,62	6,19	0,170	136
5	14,0	167,88	5,43	5,96	0,108	177
6	16,0	205,38	5,19	5,81	0,078	214
7	12,0	129,53	5,63	6,18	0,170	136

По результатам исследований получены значения фильтрационных коэффициентов  $a=0,92 \cdot 10^{-2}$  МПа<sup>2</sup>/(тыс.м<sup>3</sup>/сут),  $b=0,013 \cdot 10^{-2}$  МПа<sup>2</sup>/(тыс.м<sup>3</sup>/сут).

На рисунке 4.9 представлены результаты ГДИ с расчетными зависимостями от дебита забойного давления ( $p_{заб}$ ), устьевого давления для «сухой» скважины ( $p_{уст\ газ}$ ), устьевого давления для случая течения газожидкостной смеси ( $p_{уст\ ГЖС}$ ), величины равновесного объема воды в стволе скважины ( $V_{ж}$ ).

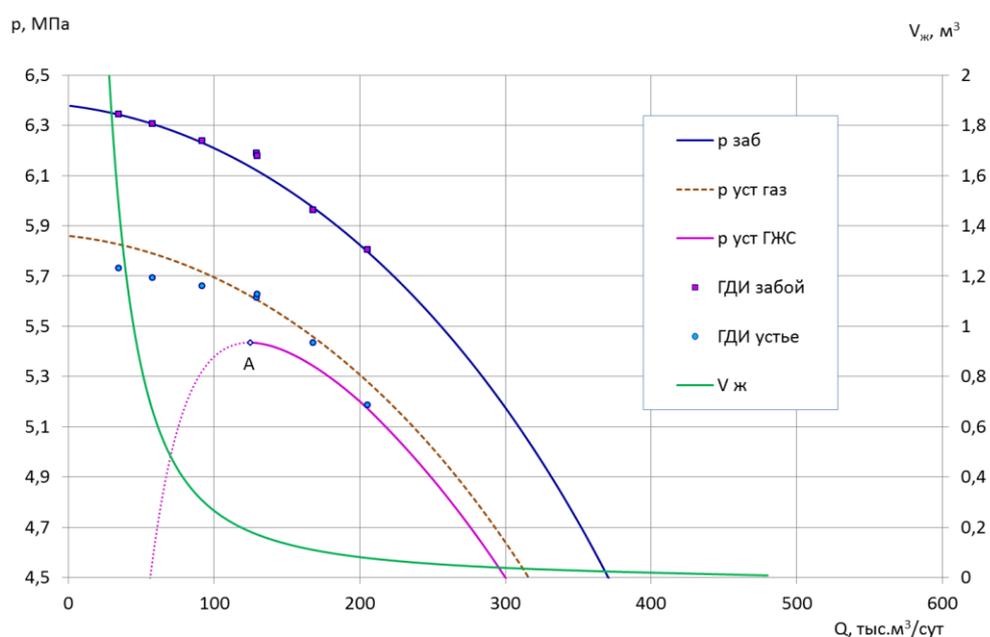


Рисунок 4.9. Иллюстрация влияния жидкости на режим эксплуатации обводняющейся скважины.

В таблице 4.1 также указаны расчетные величины равновесного объема воды  $V_{жс}$ , а также дебита воды  $q_{жс}$  на режиме.

Анализируя рисунок 4.9 и таблицу 4.1, можно сделать следующие выводы:

- первые три режима проводились при дебитах, меньше минимального, необходимого для устойчивой работы скважин, равного  $Q_{мин}=124$  тыс.м<sup>3</sup>/сут, которому соответствует точка А на рисунке 4.1, при этих режимах скважина задавливается, однако в процессе исследований это заметить сложно, поскольку за 30 минут исследований на каждом

режиме скважина наполняется водой лишь на некоторую долю от равновесного объема;

- на 1-м режиме заполнение скважины могло бы произойти за  $t = V_{жс}/q_{жс} = 1501/52 = 29$  часов, однако за время исследований воды в скважине набралось гораздо меньше, что оказало влияние на зафиксированную прибором величину устьевого давления: эта величина ниже, чем для однофазного потока, но выше, чем для равновесного двухфазного;

- исследования на 4-м режиме проведены практически при минимальном дебите; пустая скважина на этих режимах могла бы заполниться за 1,5 часа. Фактическое наполнение жидкостью к концу режима составило около 70% от ее равновесного количества с учетом той жидкости, которая осталась в стволе от предыдущих режимов;

- режимы 5 и 6 характеризуются наибольшими дебитами, наименьшими величинами объемного водосодержания в стволе и наименьшими отрезками времени, требуемых для заполнения стволов. При этом на режиме 5 стационарное состояние достигается за 40 минут, на режиме 6 – за 22 минуты;

- следовательно, из всего набора исследованных режимов только на режиме 6 с дебитом 205 тыс.м<sup>3</sup>/сут было достигнуто стационарное состояние, в то время как измерения на остальных режимах проходили в условиях не достигших завершения процессов с продолжающимся увеличением количества жидкости в стволе.

Таким образом, полученное эмпирическое соотношение (3.11) (глава 3) позволяет с достаточной для практики точностью рассчитывать количество жидкости, распределенной в лифтовых трубах при различных режимах эксплуатации скважин месторождений и ПХГ, оценивать необходимую величину продолжительности исследований при проведении ГДИ, а также могут быть использованы в расчетах процессов задавливания и продувки скважин» [59].

#### ВЫВОДЫ К ГЛАВЕ 4.

Расчетными примерами проиллюстрировано использование новых экспериментальных данных для выбора устойчивых технологических режимов эксплуатации обводняющихся газовых скважин.

Разработанная по результатам экспериментальных исследований гидродинамическая модель восходящих газожидкостных потоков позволяет прогнозировать с высокой точностью устойчивые режимы работы газовых скважин, в продукции которых содержится жидкость.

Графически представленные аналитические расчеты показали, что устойчивая эксплуатация скважин обеспечивается выполнением двух условий: рабочий дебит должен быть больше минимального; устьевое давление должно быть меньше максимально допустимого. При этом второе условие является основным необходимым и достаточным для определения границы устойчивого режима работы обводняющихся газовых скважин.

На примере расчета процесса изменения режима работы скважины в результате появления в ней жидкости; процесса задавливания скважины и влияния жидкости на режим эксплуатации обводняющейся газовой скважины подземного хранилища газа при газо-гидродинамических исследованиях, продемонстрировано использование расчетно-аналитической модели, созданной в ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

## ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕЗУЛЬТАТЫ

1. По результатам проведенного анализа ранее опубликованных исследований режимов работы обводняющихся газовых скважин, доказана необходимость получения новых научных знаний и новых экспериментальных данных путем проведения дополнительных стендовых исследований в условиях, типичных для поздней стадии разработки газовых месторождений (при пластовых давлениях  $P_{пл.} < 2,5$  МПа, ВГФ  $5 \cdot 10^{-7} - 2 \cdot 10^{-5}$ , в насосно-компрессорных трубах промышленного сортамента).
2. Характеристики стенда по отработке технологий и эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений позволяют проводить эксперименты по определению объемного водосодержания  $\varphi$  в восходящем газожидкостном потоке в условиях типичных для поздней стадии разработки газовых месторождений.
3. Анализ безразмерных параметров, реализуемых в процессе экспериментов при рабочих диапазонах и характеристиках стенда показал, что параметрами подобия для описания двухфазных вертикальных газожидкостных потоков являются приведенный параметр Фруда  $Fr^*$  и относительные потери давления  $i$ .
4. Создана и отработана экспресс-методика экспериментальных исследований для определения объемного водосодержания  $\varphi$  в восходящем газожидкостном потоке на стенде по отработке технологий и эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений.
5. Впервые в стендовых условиях, идентичных скважинным на поздней стадии разработки сеноманских залежей Западной Сибири, получены новые экспериментальные данные об объемном водосодержании  $\varphi$  восходящего газожидкостного потока.
6. Представлена новая эмпирическая зависимость объемного водосодержания  $\varphi$  от приведенного параметра Фруда  $Fr^*$  в восходящих газожидкостных потоках в лифтовых трубах промышленного сортамента при давлении до

2,0 МПа и ВГФ  $< 10^{-4}$ . Полученное соотношение позволяет проводить расчеты границы устойчивых и неустойчивых режимов работы газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений.

7. Получены новые экспериментальные данные отражающие влияние плотности жидкости на характеристики восходящего газожидкостного потока (для плотности жидкой фазы в диапазоне от 1000 кг/м<sup>3</sup> до 1220 кг/м<sup>3</sup>).
8. На основе полученных экспериментальных данных обоснованы уточненные параметры подобия – относительные потери давления  $i^*$  и приведенный параметр Фруда  $Fr^*$ , учитывающие величину плотности жидкости (при смеси конденсационной и пластовой воды), для расчета режимов работы обводняющихся газовых скважин.
9. С использованием гидродинамической модели восходящих газожидкостных потоков, разработанной по результатам экспериментальных исследований на стенде, проведены расчеты работы скважин с водопроявлениями:
  - расчет процесса изменения режима работы скважины при водопроявлениях;
  - расчет процесса задавливания скважины;
  - влияние жидкости на режим эксплуатации газовой скважины подземного хранилища газа при проведении газодинамических исследований. При этом показано, что определяющим параметром предельно-допустимого режима работы обводняющихся газовых скважин является не минимально-допустимый дебит, а максимально-допустимое давление на устье.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Алхутов М.С. Болтенко Э.А., Цой В.Р. Определение плотности двухфазной смеси в стационарных и переходных режимах / Теплоэнергетика. - 2002, № 9. - С.67-71
2. Альтшуль А.Д. Гидравлика и аэродинамика. – М.: Стройиздат, 1975. – 327 с.
3. Арманд А.А. Исследование механизма движения двухфазной смеси в вертикальной трубе / Гидродинамика и теплообмен при кипении в котлах высокого давления. – М.: Изд. АН СССР, 1955. - С.21-34
4. Ахмедов Б.Г., Бузинов С.Н. Эксплуатация газовых скважин на поздней стадии разработки // Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ВНИИГазпром, 1980, вып.10. - 37 с.
5. Ахмедов Б.Г., Бузинов С.Н., Чельцов В.Н. Выбор диаметров лифтовых колонн эксплуатационных скважин для залежей с резко неоднородными коллекторами. - М., ВНИИГазпром, ЭИ "Газовая промышленность", сер. "Геология, бурение и разработка газовых месторождений", 1979, вып. 2. - С. 14-17.
6. Ахмедов Б.Г.-О. Оптимизация технологического режима работы газовых скважин с водопроявлениями: Дис ... канд. техн. наук. – Москва, 1982. - 185 с.
7. Багдасаров В.Г. Теория, расчет и практика эрغازлифта. – М., 1947. – 348 с.
8. Бородин С.А. Экспериментальное обеспечение разработки технологий эксплуатации газовых скважин на поздней стадии: Дис ... канд. техн. наук. – Москва, 2012. - 155 с.
9. Бородин С.А., Бузинов С.Н., Васильев Ю.Н., Николаев О.В., Шулепин С.А. Разработка многоцелевой установки для отработки технологий эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки // Сборник научных статей аспирантов и соискателей ООО «Газпром ВНИИГАЗ». – М.: ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2011. – С. 10-24.
10. Бородин С.А., Пищухин В.М., Шулепин С.А., Николаев О.В. Результаты экспериментальных исследований, проведенных на стенде по отработке технологий эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений // Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии их освоения (WGRR-2010): тезисы докладов II Международной научно-практической конференции 28-29 октября 2010 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2010. – С. 103.
11. Брилл Дж.П., Мукерджи Х. Многофазный поток в скважинах. - Москва – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. - 384 с.
12. Бузинов С.Н., Бородин С.А., Пищухин В.М., Харитонов А.Н., Николаев О.В., Шулепин С.А. Экспериментальные исследования движения

двухфазных систем в газовых скважинах // Георесурсы. – 2010. - №4. – С. 55-58.

13. Бузинов С.Н., Воронов С.А., Дудникова Ю.К., Шулепин С.А., Николаев О.В., Кодаш М.В. Интеллектуализация процессов работы подземных хранилищ газа // Подземное хранение газа: надежность и эффективность (USG-2011): тезисы докладов III Международной научно-практической конференции 24-25 мая 2011 г. - М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. - С. 27.

14. Бузинов С.Н., Гереш Г.М. Технология эксплуатации скважин на поздней стадии разработки месторождений: Обзорная информация. – М.: ООО «Газпром экспо», 2013. – 68 с.

15. Бузинов С.Н., Гереш Г.М., Бородин С.А., Михайлов А.Н., Николаев О.В., Шулепин С.А. Расчет потерь давления в газовых скважинах на поздней стадии разработки месторождений // Газовая промышленность. – 2011. - № 12. – С. 18–21.

16. Бузинов С.Н., Гереш Г.М., Николаев О.В., Бородин С.А., Шулепин С.А., Михайлов А.Н. Влияние шлейфа на работу обводненной газовой скважины // Газовая промышленность. - 2013. - Спецвыпуск "Добыча углеводородов: геология, геофизика, разработка месторождений". - С. 87-89.

17. Бузинов С.Н., Гереш Г.М., Николаев О.В., Бородин С.А., Шулепин С.А., Михайлов А.Н. Методика расчетов технологического режима работы газовых скважин на поздней стадии разработки // Газовая промышленность. - 2012. - Спецвыпуск "Подземное хранение газа" (№ 2). - С. 9-11.

18. Бузинов С.Н., Гереш Г.М., Николаев О.В., Харитонов А.Н., Шулепин С.А. К вопросу о выборе газлифтной эксплуатации скважин на поздней стадии разработки газового месторождения // Территория Нефтегаз. - 2013. - № 5. - С. 36 - 39.

19. Бузинов С.Н., Гереш Г.М., Николаев О.В., Шулепин С.А. Технологии эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений: замена лифтовых труб // Вестник ЦКР, 2012, № 6. - С. 2-7.

20. Бузинов С.Н., Гереш Г.М., Николаев О.В., Шулепин С.А. Обоснование технологического режима работы скважин на основе современных экспериментальных исследований // Территория Нефтегаз. - 2013.- № 4. - С. 38 - 41.

21. Бузинов С.Н., Гереш Г.М., Николаев О.В., Шулепин С.А., Михайлов А.Н. Параметры подобия в условиях эксплуатации обводненных газовых скважин // Газовая промышленность. - 2014. - № 1. - С. 39-43.

22. Бузинов С.Н., Козаков Б.О. Экспериментальное исследование влияния пенообразующих поверхностно-активных веществ на работу газожидкостного подъемника // Повышение эффективности систем разработки месторождений природного газа.-М.:ВНИИГАЗ,1985.-С.92-102.

23. Бузинов С.Н., Николаев О.В., Гужов К.Н., Михайлов А.Н., Шулепин С.А., Гереш Г.М. Анализ опыта изучения вертикальных газожидкостных

- потоков применительно к эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений Крайнего Севера // Актуальные проблемы и перспективы освоения месторождений углеводородов (НСFD-2012): Тезисы докладов II Международной научно-практической конференции 15-16 мая 2012 г. - М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012. - С. 86.
24. Бузинов С.Н., Шулятиков В.И. Экспериментальное исследование потерь давления в малодебитных газовых скважинах, работающих с жидкостью // Разработка месторождений, промысловая и заводская обработка газа, транспорт газа (вып. 2). - М.: ВНИИГАЗ, 1974. - С. 60-69
25. Витман Л.А., Кацнельсон Б.Д., Палеев И.И. Распыливание жидкости форсунками. - М.: Госэнергоиздат, 1962. - 265 с.
26. Выбор режимов работы скважин на месторождении Медвежье на основании экспериментальных исследований газожидкостных потоков. Стандарт организации ООО «Газпром добыча Надым». – М.: ВНИИГАЗ, 2010. – 35 с.
27. Гереш Г.М., Николаев О.В., Шулепин С.А., Михайлов А.Н. Особенности формирования технологического режима куста скважин на завершающей стадии разработки месторождений / Проблемы эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений // НТС "Вести газовой науки", № 4 (15), 2013. - М.: ООО "Газпром ВНИИГАЗ", 2013. - С. 53-61.
28. Гидрогеология СССР. Сводный том. Выпуск 1. Основные закономерности распространения подземных вод на территории СССР, Сидоренко А.В. (гл. ред.) и др. - М., «Недра», 1976, 656 с.
29. Гончаров В.С., Гончаров Э.С. Круговорот воды в газовой залежи. – М.: ВНИИГАЗ, 2002. – 200 с.
30. Гриффитс П., Уоллис Дж. - Тр. амер. общ-ва инженеров-механиков. Серия С. Теплопередача, 1961, № 3, с. 99
31. Гриценко А.И., Алиев З.С., Ермилов О.М. Руководство по исследованию скважин. – М.: Наука, 1995. – 523 с.
32. Гриценко А.И., Вязенкин Г.Н., Бузинов С.Н., Ахмедов Б.Г., Казаков Б.О. Экспериментальное исследование истинного водосодержания в вертикальных трубах при движении по ним газовой смеси при малых расходах газа // Проблемы подземного хранения газа в СССР. - М.: ВНИИГАЗ, 1983. - С. 86-96
33. Гриценко А.И., Клапчук О.В., Харченко Ю.А. Гидродинамика газожидкостных смесей. – М.: ВНИИГАЗ, 1998. – 400 с.
34. Гриценко А.И., Клапчук О.В., Харченко Ю.А. Гидродинамика газожидкостных смесей в скважинах и трубопроводах. – М.: Недра, 1994. – 240 с.
35. Гужов К.Н., Стоноженко И.В., Шулепин С.А., Бузинова О.В. Сопоставительный анализ эмпирических моделей наклонных газожидкостных потоков для условий экспериментального стенда ООО «Газпром ВНИИГАЗ» // Проблемы разработки и эксплуатации газовых,

- газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений // НТС "Вести газовой науки". - М.: ООО "Газпром ВНИИГАЗ", № 2 (26), 2016. - С. 101-104.
36. Гукасов Н.А., Кучеров Г.Г. Теория и практика добычи газожидкостных смесей. - М.: ООО "ИРЦ Газпром", 2005. - 307 с.
37. Зайдель А.Н. Элементарные оценки ошибок измерений / Л. – Наука. – 1967. - 89 с.
38. Изюмченко Д.В., Николаев О.В., Шулепин С.А. Газожидкостные потоки в вертикальных трубах: парадоксы гидродинамики / Проблемы эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений // НТС "Вести газовой науки", № 4 (15), 2013. - М.: ООО "Газпром ВНИИГАЗ", 2013. - С. 36-45.
39. Изюмченко Д.В., Стоноженко И.В., Гужов К.Н., Сулейманов В.А., Бузинова О.В., Николаев О.В. Сравнительный анализ результатов экспериментальных исследований вертикальных газожидкостных потоков с расчетами по программе OLGA / Проблемы разработки и эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений // НТС "Вести газовой науки". - М.: ООО "Газпром ВНИИГАЗ", 2016.-91-95.
40. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. Под ред. Г.А.Зотова, З.С.Алиева. - М., Недра, 1980. - 301 с.
41. Казаков Б.О. Оптимизация технологического процесса удаления жидкости из газовых скважин с применением поверхностно-активных веществ: Дис ... канд. техн. наук. - Москва, 1986. - 184 с.
42. Калинин А.В., Люгай Д.В., Билалов Ф.Р. Реализация основных положений. Концепции разработки месторождений углеводородов на завершающей стадии // Газовая промышленность. – 2012. - № 4.–С.20– 24.
43. Концепция разработки месторождений углеводородов на завершающей стадии, а также порядок организации работ по ликвидации промысловых объектов на этапе завершения разработки месторождений // М.: ОАО «Газпром», ООО «Газпром ВНИИГАЗ» 2008. – 23 с.
44. Коротаев Ю.П. Влияние жидкости на движение газа по вертикальным трубам // Коротаев Ю.П., Избранные труды в 3-х томах. - Том 1. - М.: Недра, 1996. - С. 35-54
45. Коротаев Ю.П. Лабораторные исследования работы газовых скважин с жидкостью на забое // Коротаев Ю.П., Избранные труды в 3-х томах. - Том 1. - М.: Недра, 1996. - С. 263 - 281.
46. Костерин С.И. Исследование влияния диаметра и наклона трубы на гидравлическое сопротивление и структуру потока газожидкостной смеси // Известия АН СССР, ОТН, 1949, № 12. – С. 184
47. Леонов Е.Г., Исаев В.И. Гидроаэромеханика в бурении // Учебник для ВУЗов. – М.: Недра, 1987. – 304 с.
48. Ли Д., Никенс Г., Уэллс М. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин. – М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2008. – 384 с.

49. Лутошкин Г.С. Исследование влияния вязкости жидкости и поверхностного натяжения системы "жидкость-газ" на работу эргазлифта: Дис канд. техн. наук. - М.: ВНИИ, 1956. - 173 с.
50. Мамаев В.А., Одишария Г.Э., Семенов Н.И., Точигин А.А. Движение газожидкостных смесей в трубах / М. – Недра.–1978.-270 с.
51. Мамаев В.А., Одишария Г.Э., Семенов Н.И., Точигин А.А. Гидродинамика газожидкостных смесей в трубах. / М. – Недра. – 1969. - 208 с.
52. Медко В.В. Технология удаления жидкости из газовых скважин с лифтовыми колоннами больших диаметров: Дис ... канд. техн. наук. – Москва, 2007. - 142 с.
53. Муравьев И.М., Крылов А.П. Эксплуатация нефтяных месторождений. - М.: ГНТИНЛ, 1949. - 451 с.
54. Николаев О.В, Харитонов А.Н., Шулепин С.А., Стоноженко И.В. Использование концентрического лифта при эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений // Газовая промышленность. - 2015. - № 11. - С. 29-33.
55. Николаев О.В. Регулирование работы газовых скважин на завершающей стадии разработки залежей по результатам экспериментальных исследований газожидкостных потоков в вертикальных трубах: Дис ... канд. техн. наук. – Москва, 2012. - 128 с.
56. Николаев О.В., Бородин С.А., Пищухин В.М., Стоноженко И.В., Шулепин С.А. Экспериментальное изучение водосодержания в лифтовых трубах в условиях поздней стадии разработки газовых месторождений / Проблемы разработки газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений // НТС "Вести газовой науки". - М.: ООО "Газпром ВНИИГАЗ", № 4 (20), 2014. - С. 89-96.
57. Николаев О.В., Бородин С.А., Пищухин В.М., Шулепин С.А., Стоноженко И.В. Экспериментальные исследования вертикальных и наклонно-направленных газожидкостных потоков при малых расходных водосодержаниях / Актуальные проблемы и перспективы освоения месторождений углеводородов (НСФД-2014): тезисы докладов III Международной научно-практической конференции (2-3 октября 2014 г.). - М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014, 116 с. - С. 103.
58. Николаев О.В., Бородин С.А., Шулепин С.А. Экспериментальное изучение подобия вертикальных газожидкостных потоков в условиях эксплуатации обводненных газовых скважин / Проблемы эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений // НТС "Вести газовой науки", № 4 (15), 2013. - М.: ООО "Газпром ВНИИГАЗ", 2013. - С. 76-83.
59. Николаев О.В., Бородин С.А., Шулепин С.А., Стоноженко И.В. Влияние жидкости в лифтовых трубах на эксплуатацию скважин месторождений и ПХГ // Газовая промышленность. - 2016. - № 10.-С.32-36.

60. Николаев О.В., Гереш Г.М., Харитонов А.Н., Шулепин С.А. Оптимизация диаметра лифтовых труб на поздней стадии разработки газовых месторождений / Проблемы разработки газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений // НТС "Вести газовой науки". - М.: ООО "Газпром ВНИИГАЗ", № 4 (20), 2014. - С.81-88.
61. Николаев О.В., Изюмченко Д.В., Бородин С.А., Пищухин В.М., Шулепин С.А., Стоноженко И.В. Способ проведения исследований газожидкостного потока // Патент на изобретение № 2558570. - Заявлено 06.06.2014 г., заявка № 2014123101. - Зарегистрировано в Гос. Реестре изобретений РФ 06.07.2015 г.
62. Николаев О.В., Изюмченко Д.В., Бородин С.А., Пищухин В.М., Шулепин С.А., Стоноженко И.В. Устройство для проведения исследований газожидкостного потока // Патент на изобретение № 2571473. - Заявлено 06.06.2014 г., заявка № 2014123096. - Зарегистрировано в Гос. Реестре изобретений РФ 24.11.2015 г.
63. Николаев О.В., Моисейкин П.А., Стоноженко И.В., Шулепин С.А. О расчете потерь давления в газовой скважине, содержащей в продукции воду / Проблемы разработки и эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений // НТС "Вести газовой науки". - М.: ООО "Газпром ВНИИГАЗ", № 3 (23), 2015. - С. 42-46.
64. Николаев О.В., Пищухин В.М., Шулепин С.А., Стоноженко И.В. Экспериментальные исследования вертикальных газожидкостных потоков при малых водосодержаниях / Новые технологии в газовой отрасли: опыт и преимущество: тезисы докладов V Международной молодежной научно-практической конференции (20–22 ноября 2013 г.). – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013, 192 с. – С. 38.
65. Николаев О.В., Шулепин С.А. Влияние глубины спуска лифтовых труб на работу обводненной газовой скважины / Проблемы эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений // НТС "Вести газовой науки", № 4 (15), 2013. - М.: ООО "Газпром ВНИИГАЗ", 2013. - С. 46-52.
66. Николаев О.В., Шулепин С.А., Стоноженко И.В., Оводов С.О. Экспериментальное изучение содержания жидкой фазы в вертикальных и наклонно-направленных газожидкостных потоках / Моделирование газовых и нефтегазоконденсатных месторождений: тезисы докладов VI Молодежной научно-практической конференции (22–23 октября 2014 г.). – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – 84 с. - С.59.
67. Никольский Б.П. Справочник химика. 2-е изд. Том I. — М.: Химия, 1966. — 540 с.
68. Никурадзе И.И. Закономерности турбулентного движения жидкости в гладких трубах // Проблемы турбулентности: Сб. переводных статей. - М.-Л.: ОНТИ СССР, 1936

69. Одишария Г.Э. Исследование закономерностей течения газожидкостных систем в трубах. Дисс. ... канд. техн. наук. – М.: ВНИИГАЗ, 1966. – 166 с.
70. Одишария Г.Э., Толасов Ю.А., Клапчук О.В. Область существования и истинное газосодержание при восходящем кольцевом режиме течения в трубах // Разработка газовых месторождений, транспорт газа. - М.: ВНИИГАЗ, 1974. - Вып.3. - С. 128 - 138.
71. Одишария Г.Э., Точигин А.А. Прикладная гидродинамика газожидкостных смесей. - М.: ВНИИГАЗ, 1998. – 398 с.
72. Плосков А.А. Экспериментальное моделирование режимов эксплуатации скважин на завершающей стадии разработки сеноманских залежей: Дисс. ... канд. техн. наук. – М.: ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2013. – 110 с.
73. Пятахин М.В., Николаев О.В., Пятахина Ю.М. Гидродинамическая модель газожидкостного потока в скважине для импортозамещения коммерческого программного обеспечения // Территория Нефтегаз. - 2016. - № 5. - С. 34 - 42.
74. Пятахин М.В., Николаев О.В., Шулепин С.А., Стоноженко И.В., Пятахина Ю.М. Гидродинамическая модель восходящих газожидкостных потоков для обоснования режима скважин месторождений на стадии падающей добычи / Актуальные проблемы и перспективы освоения месторождений углеводородов (НСFD-2014): тезисы докладов III Международной научно-практической конференции (2-3 октября 2014 г.). - М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014, 116 с. - С. 102.
75. Рассохин Г.В. Завершающая стадия разработки газовых и газоконденсатных месторождений. - М.: Недра, 1977. – 184 с.
76. Рейнольдс О. Динамическая теория движения несжимаемой вязкой жидкости и определение критериев // Проблемы турбулентности: Сб. переводных статей. - М.-Л.: ОНТИ СССР, 1936
77. Савчук В.П. Обработка результатов измерений. Физическая лаборатория. Ч1: Учеб. пособие для студентов вузов. — Одесса: ОНПУ. - 2002. — 54 стр. ил.
78. Сахаров В.А., Мохов М.А. Гидродинамика газожидкостных смесей в вертикальных трубах и промысловых подъемниках // М.: ФГУП изд-во "Нефть и газ" РГУ нефти и газа им И.М. Губкина, 2004, 398 с. – с. 60
79. Седов Л.И. Методы подобия и размерности в механике. – 10-е изд., доп. – М.: Наука. Гл. ред. физ.-мат. лит., 1987г. – 432 с.
80. Стырикович М.А. Потери напора от ускорения / Советское котлотурбостроение. – 1946. - № 4.
81. Телетов С.Г. Об обработке в безразмерных величинах опытных данных по паро- и газожидкостным смесям и о методике эксперимента / Гидродинамика и теплообмен при кипении в котлах высокого давления. – М.: Изд. АН СССР, 1955. - С. 46-64.

82. Тер-Саркисов Р.М. Разработка месторождений природных газов // - М.: НЕДРА, 1999. - 659 с.
83. Тер-Саркисов Р.М., Сулейманов Р.С., Бузинов С.Н. и др. Новый этап в изучении газожидкостных потоков в вертикальных трубах // Газовая промышленность. – 2006. - № 3. - С. 64 - 67.
84. Типовой технологический регламент на приготовление и применение технологической жидкости на биополимерной основе для скважин - ООО "ГАЗПРОМ ПХГ", "Газпром ВНИИГАЗ", М.: 2010, 39 стр.
85. Толмачев Д.В. Условия эффективной эксплуатации ПХГ при двухфазном режиме работы эксплуатационных скважин: Дис ... канд. техн. наук. – Москва, 2007. - 138 с.
86. Харченко Ю.А. Энергосберегающие системы сбора углеводородов на месторождениях континентального шельфа: Дис ... док. техн. наук. – Москва, 2004. - 246 с.
87. Харченко Ю.А., Гриценко А.И. Гидродинамика газожидкостных смесей в скважинах и трубопроводах и ее применение при освоении месторождений континентального шельфа: Учебное пособие. - М.: Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2016. – 303 с.
88. Хьюитт Дж., Холл-Тэйлор Н. Кольцевые двухфазные течения. - М., Энергия, 1974. - 408 с.
89. Шестакова А.В. Обоснование технологического режима эксплуатации обводняющихся газовых скважин: Дис ... канд. техн. наук. - Москва, 2013. - 166 с.
90. Шулепин С.А., Николаев О.В., Оводов С.О., Лаврухин А.А., Стоноженко И.В., Пищухин В.М., Гужов К.Н. Экспериментальные исследования влияния плотности жидкости на характеристики газожидкостных потоков в вертикальных трубах // Проблемы разработки и эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений // НТС "Вести газовой науки". - М.: ООО ""Газпром ВНИИГАЗ"" , № 2 (26), 2016. - С. 96-100.
91. Шулятиков В.И. Использование плунжерного лифта для удаления жидкости из газовых скважин: Дис ... канд. техн. наук. – Москва, 1977. - 164 с.
92. Шулятиков И.В., Плосков А.А., Шулятиков В.И. Стенд для исследования условий подъема жидкости с использованием газа // Патент на изобретение РФ ПМ № 118354, МПК E21B47/00. - № 2012107910/03; заявлено 02.03.12; опубл. 20.07.12. – 6 с.
93. Шулятиков И.В., Шулятиков В.И. Стенд для исследования условий подъема жидкости с использованием газа из скважин газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений // Патент на изобретение РФ ПМ № 48580, МПК E21B47/00 / - № 2005114079/22; заявлено 12.05.05; опубл. 27.10.05. – 7 с.

94. Aziz K., Govier G.W., Fogarasi M. Pressure Drop in Wells Predicting Oil and Gas // Journal of Canadian Petroleum Technology, 1972, July-September. – P. 38. (33)
95. Azzopardi B.J. Drops in Annular Two-Phase Flow. – Int. J. Multiphase Flow, 1997, vol. 23. – P.1-53.
96. Azzopardi B.J. Gas-Liquid Flows. - Nottingham, Beggel House, 2006. - 331 p. (33)
97. Bennett A.W. and oth. Flow Visualisation studies of boiling at high pressure / 1965, AERE-R 4874
98. Brigham W.E., Holstein E.D., Huntington R.L. Two-phase concurrent flow of liquids and air through inclined pipe / Oil and Gas Journal, 11 November, 1957. - P. 145
99. Brill J.P., Beggs H.D. Two-Phase Flow in Pipes. – Tulsa University, 1991. – 640 p. (33)
100. Brill J.P., Mukherjee H. Multiphase Flow in Wells // Society of Petroleum Engineers Inc., Richardson, Texas, 1999. – 149 p. (33)
101. Colebrook C.F. Turbulent Flow in Pipes, with particular reference to the transition region between the smooth and rough pipe laws // Journal of the Institution of Civil Engineers. – London, February, 1939. – Pp. 133-156
102. Duns H. Jr., Ros, N.C.J.: Vertical flow of gas and liquid mixtures in wells. Proc. 6th World Petri. Congress. Frankfurt, 1963. Sect. II. 451-465
103. Gray W.G. A derivation of the equations for multiphase transport // Chem. Eng. Sci., 1975, vol. 30. - Pp. 229-233. (33,36,40.....)
104. Hagedorn A.R., Brown K.E. Experimental Study of Pressure Gradients Occuring During Continuous Two-Phase Flow in Small-Diameter Vertical Conduits // Journal of Petroleum Technology, 1965, April. - Pp. 475-484. (33)
105. Hewitt G.F., Lacey P.M., Nichols B. Transition in film flow in a vertical tube // Symposium on two-phase flow “Exeter”, 1965, 21-23 June
106. M. Tschapek, C. O. Scoppa and C. Wasowski. The surface tension of soil water - (Casilla de Correo 30, Sucursal 19; 1419 Buenos Aires, Rep. Argentina)
107. Michael J. Hey, Avid W. Shield, Janet M. Speight, Malcolm C. Will. Surface Tensions of Aqueous Solutions of Some 1:1 Electrolytes – J. Chem. Soc., Faraday Trans. 1, 1981, 77, 123-128
108. Nikuradze J. Laws of flow in rough pipes // National advisory committee for aeronautics. – Washington: NACA, Technical Memorandum 1292. - November 1950. – 62 p.
109. Orhan Ozdemir , Stoyan I. Karakashev, Anh V. Nguyen, Jan D. Miller. Adsorption and surface tension analysis of concentrated alkali halide brine solutions - Minerals Engineering 22 (2009) 263–271
110. Peter K. Weissenborn and Robert J. Pugh. Surface tension of aqueous solutions of electrolytes: Relationship with ion hydration, oxygen solubility, and bubble coalescence - Journal of colloid and interface science 184, 550–563 (1996)

111. Reynolds O. On the dynamic theory of incompressible viscous fluids and the determination of the criterion // Scientific papers. Cambridge: Univ. press., 1901, vol.1, p.355
112. Ros N.C.J. Simultaneous flow of gas liquid as encountered in well tubing // JPT, 1961, October. - Pp. 1037-1049
113. VFPi User Course. – Schlumberger. – GeoQuest. - 1999. – 90 p.
114. Zangana M., Meulen G.P., Azzopardi B.J. The Effect of Gas and Liquid Velocities on Frictional Pressure Drop in Two-Phase Flow for Large Diameter Vertical Pipe // 7-th International Conference on Multiphase Flow ICME 2010, Tampa, FL USA, May 30 - June 4, 2010. - Paper № 2.3.4. - 7 p. (33)
115. <http://chem21.info/page/233247226115020238228215016084055225028147253228/> Сайт Справочник химика 21// Химия и химическая технология.
116. [http://www.elemer.ru/po/dde\\_driver.php/](http://www.elemer.ru/po/dde_driver.php/) Официальный сайт НПП «Элемер». DDE Driver – драйвер для работы с приборами.