

На правах рукописи



**ОГАЙ ВЛАДИСЛАВ АЛЕКСАНДРОВИЧ**

**ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ  
ВСПЕНЕННЫХ ГАЗОЖИДКОСТНЫХ ПОТОКОВ  
ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ГАЗОВЫХ  
СКВАЖИН**

Специальность 2.8.4. Разработка и эксплуатация  
нефтяных и газовых месторождений

**АВТОРЕФЕРАТ**

диссертации на соискание учёной степени  
кандидата технических наук

Тюмень – 2022

Работа выполнена в Федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Тюменский индустриальный университет» на кафедре «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Научный руководитель **Мусакаев Наиль Габсалямович**,  
доктор физико-математических наук, профессор,  
Тюменский филиал ФГБУН Института  
теоретической и прикладной механики  
им. С.А. Христиановича СО РАН, главный научный  
сотрудник

Официальные оппоненты: **Пахомов Максим Александрович**,  
доктор физико-математических наук,  
профессор РАН, ФГБУН Институт теплофизики  
им. С.С. Кутателадзе СО РАН, главный  
научный сотрудник лаборатории  
термогазодинамики

**Ленченкова Любовь Евгеньевна**,  
доктор технических наук,  
ФГБОУ ВО «Уфимский государственный  
нефтяной технический университет», профессор  
кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных  
и газонефтяных месторождений»

Ведущая организация ООО «Научно-исследовательский институт  
природных газов и газовых технологий - Газпром  
ВНИИГАЗ», п. Развилка, Московская обл.

Защита состоится «16» декабря 2022 года в 11 часов 00 минут на заседании диссертационного совета 24.2.419.03, созданного на базе ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», по адресу: 625000, г. Тюмень, ул. Мельникайте, 70, ауд. 312.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотечно-издательском комплексе ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет» и на сайте [www.tyuiu.ru](http://www.tyuiu.ru)

Автореферат диссертации разослан « 09 » ноября 2022 г.

Ученый секретарь  
диссертационного совета



Пономарева Татьяна Георгиевна

## **ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ**

### **Актуальность темы исследования**

Исследование газожидкостных потоков в газодобывающей отрасли является важной задачей. Накоплен большой опыт теоретических и экспериментальных работ, который нашёл применение в области моделирования разработки месторождений природного газа и регулирования работы газовых скважин. Интерес отечественных и зарубежных исследований, в первую очередь, обусловлен стремлением повысить эффективность разработки обводняющихся газовых залежей и эксплуатации газовых скважин с высоким содержанием жидкости в продукции. Для стабильной эксплуатации и продления срока работы таких скважин широкое распространение получила технология ввода в скважину твёрдых или жидких пенообразующих поверхностно-активных веществ (ПАВ). Данная технология обладает рядом преимуществ: позволяет эксплуатировать скважины при низких значениях дебита газа в условиях поступления как пластовой, так и конденсационной воды, отличается относительно низким уровнем капитальных затрат. Но для эффективного применения этой технологии в условиях высокого содержания жидкости в потоке необходима оптимизация работы скважин с пенообразующим ПАВ, что, в свою очередь, требует получения детальной информации о восходящем газожидкостном течении с водными растворами ПАВ в широком диапазоне режимных параметров.

В этой связи возрастает актуальность экспериментальных исследований и моделирования газожидкостных потоков с ПАВ (вспененных газожидкостных потоков, пенных потоков). Данная область является менее изученной, выдвигает высокие требования к исследовательскому оборудованию, программной и аппаратной части стендов, позволяющих получать цифровые данные о характеристиках вспененных потоков. В то же время усовершенствование и повышение доступности средств измерения делает возможным решение данной задачи при использовании специальных инженерных решений и разработке соответствующих методик.

Следует отметить, что последние годы в нефтегазовой отрасли отмечается устойчивая тенденция к цифровизации всей цепочки процесса добычи углеводородов. Добыча природного газа и эксплуатация газовых скважин с высоким содержанием жидкости не является исключением. Поэтому возрастает актуальность разработки систем автоматизированной эксплуатации скважин с

пенообразующими ПАВ, позволяющих в непрерывном режиме осуществлять контроль параметров, регулировать режимы работы скважин и закачки ПАВ.

### **Степень разработанности темы исследования**

Среди отечественных исследований газожидкостных потоков можно выделить работы таких учёных, как Бузинов С.Н., Васильев Ю.Н., Власенко А.П., Гриценко А.И., Клапчук О.В., Коротаев Ю.П., Кутателадзе С.С., Пономарев А.И., Кучеров Г.Г., Лутошкин Г.С., Мищенко И.Т., Одишария Г.Э., Тер-Саркисов Р.М., Точигин А.А., Шулятиков В.И., Шулятиков И.В., Николаев О.В., Шулепин С.А.

Экспериментальные исследования газожидкостного потока с ПАВ проводились на проточных стендах с использованием различных растворов ПАВ (тип и концентрация) при различных параметрах эксперимента, таких как расход жидкости и газа, диаметр трубопровода. Ахмедовым Б., Liu L., Li X., Tong L., Liu Y, Zhou J, Christiansen R.L, Saleh S., Al-Jamae'у и др. изучались безразмерные параметры подобия, характеризующие пенный поток, границы перехода его режимов, влияние ПАВ на снижение жидкостного содержания в потоке, градиента давления, критической скорости выноса жидкости. При этом среди данных работ сложно выделить комплексные исследования, результатом которых было бы получение эмпирических зависимостей фазового содержания пенного потока (жидкость, пена, газ) и построение моделей расчёта перепада давления.

Среди современных зарубежных исследовательских работ, нацеленных на изучения поведения и моделирования установившегося пенного потока, выделяются проекты, реализованные Kelkar M., Sarica C., Ajani A., van 't Westende J., de Boer J., Vercauteren F., van Nimwegen A.T., Henkes R.A.W.M. При этом авторы отмечают, что погрешность расчетов по приведенным моделям, полученным в процессе исследований, может составлять величину порядка 40%. Известно, что значение давления влияет на процессы образования и распада пен, их свойства, в то же время отсутствуют экспериментальные работы, позволяющие оценить влияние давления на вспененный поток.

### **Цель диссертационной работы**

Экспериментальное исследование вспененных газожидкостных потоков, направленное на повышение производительности газовых скважин с высоким содержанием жидкости в продукции.

### **Основные задачи исследования**

1. Создание экспериментального стенда, имитирующего участок ствола газовой скважины и способного создавать пенные потоки в

вертикальном сегменте трубопровода. Проведение экспериментальных исследований установившихся газожидкостных потоков с неионогенных ПАВ с различной концентрацией, при разных значениях давления, различном объёмном расходе фаз и т.д.

2. Построение методики исследования, позволяющей получать цифровые данные о различных параметрах восходящего вспененного газожидкостного потока при разных значениях давления. Получение детальной экспериментальной информации о газожидкостном течении с водными растворами ПАВ в широком диапазоне режимных параметров.

3. Получение экспериментальных зависимостей, описывающих поведение восходящего стационарного газожидкостного потока с пенообразующим ПАВ при давлении до 1 МПа.

4. Разработка алгоритмов управления для автоматизированной эксплуатации газовой скважины с пенообразующими ПАВ, позволяющей в непрерывном режиме осуществлять контроль параметров, регулировать режим работы скважины и закачки ПАВ, оценка экономической эффективности от потенциального внедрения данной технологии.

#### **Научная новизна выполненной работы**

1. Построена методика комплексного экспериментального исследования стационарного вспененного газожидкостного потока в широком диапазоне ключевых параметров, отличающаяся от существующих возможностью варьирования давления эксперимента.

2. Впервые построены экспериментальные зависимости перепада давления в лифтовой колонне от концентрации ПАВ при давлении на входе в экспериментальную установку до 1 МПа, расходе жидкости до 300 л/ч и скорости газа до 10 м/с. Анализ данных зависимостей показал, что для разных значений давления эксперимента существуют оптимальные значения концентрации ПАВ, при которых достигается минимум перепада давления.

3. Экспериментальным путем оценено влияние давления на входе в экспериментальную установку на параметры изучаемого течения газожидкостной смеси в вертикальном канале. Показано, что с ростом давления эксперимента наблюдается смещение точки минимума перепада давления в сторону уменьшения концентрации ПАВ.

### **Защищаемые положения**

1. Экспериментальный стенд и методика исследования стационарного вспененного газожидкостного потока, позволяющие получать цифровые данные о его характеристиках при разных значениях давления, различном объёмном расходе жидкости и разной скорости газа. Методика проведения измерений объёмных содержаний фаз (свободный газ, свободная жидкость, пена, жидкость и газ в пене) в газожидкостном потоке с поверхностно-активными веществами при давлении до 1 МПа.

2. Экспериментальные данные о параметрах восходящего вспененного газожидкостного потока.

3. Принцип действия системы автоматизированной эксплуатации газовой скважины с пенообразующими ПАВ, позволяющей в непрерывном режиме осуществлять контроль параметров, регулировать режим работы скважины и закачки ПАВ.

### **Теоретическая и практическая значимость работы**

Полученные результаты способствуют более глубокому пониманию процессов, происходящих в восходящем вспененном газожидкостном потоке, и могут быть использованы для разработки систем автоматизированной эксплуатации газовой скважины с пенообразующими ПАВ. Исследования, выполненные в диссертации, поддержаны грантом РФФИ № 20-41-720002; получено три патента на изобретение РФ и два свидетельства о государственной регистрации программы для ЭВМ.

Разработан экспериментальный стенд, позволяющий проводить исследования стационарного восходящего вспененного газожидкостного потока, получать цифровые данные о его характеристиках при разных значениях давления. Полученные цифровые данные могут быть использованы при разработке технологии эксплуатации газовых скважин с высоким содержанием жидкости в продукции.

Разработаны алгоритмы управления для автоматизированной эксплуатации скважины с пенообразующими ПАВ, позволяющей в непрерывном режиме осуществлять контроль параметров, регулировать режим работы скважины и закачки ПАВ, за счёт чего достигается значение чистого дисконтированного дохода (NPV) не менее 13,36 млн. руб. за 4 года при ставке дисконтирования 15%, индексе прибыльности (PI) - не менее 3,37 д.ед. при оценке эффективности внедрения.

Результаты исследований получили положительные отзывы на международном газовом форуме (г. Тюмень, 2018, организатор ООО «Тюменский нефтяной научный центр», ПАО «НК«Роснефть»», на расширенном совещании научно-технического совета ООО «НОВАТЭК НТЦ» (протокол № 44 от 30.05.2018).

#### **Методология и методы исследования**

Для решения поставленных задач были использованы методы сравнительного анализа существующих стендов и методик для исследования пенного потока, стендовых исследований с использованием теории планирования эксперимента и теории погрешности измерения. При разработке принципа работы системы автоматизированной эксплуатации скважины с ПАВ и программного обеспечения для управления её прототипов были использованы методы концептуального проектирования, программирования, оценки экономической эффективности.

#### **Степень достоверности и апробация результатов**

Достоверность теоретических выводов и сделанных на их основе практических рекомендаций подтверждается анализом существенного объема научной и методической литературы по рассматриваемой проблеме. Убедительность выводов подтверждается обсуждением результатов стендовых исследований газожидкостных потоков с пенообразующими поверхностно-активными веществами на международных и всероссийских научно-практических конференциях, а также публикациями в рецензируемых научных изданиях, рекомендованных ВАК РФ.

Результаты диссертационной работы докладывались и обсуждались на:

- Российско-Германской конференции по природному газу (г.Фрайберг, 2017);
- Тюменском нефтегазовом форуме (г. Тюмень, 2018);
- Международной научной конференции «Нефть и газ» (г. Москва, 2019);
- XVIII Международном форуме-конкурсе студентов и аспирантов «Актуальные проблемы недропользования» (г. Санкт-Петербург, 2020, диплом победителя);
- Конференции по газовым проектам, проводимой Тюменским нефтяным научным центром, ПАО «НК«Роснефть» (г. Тюмень, 2019, диплом за номинацию «Научная новизна»);
- Международной научно-практической конференции молодых исследователей имени Д.И. Менделеева (г. Тюмень, 2021, диплом I степени);

– XI Всероссийской научной конференции «Фундаментальные и прикладные проблемы современной механики», посвященной 60-летию ФТФ ТГУ (г. Томск, 2022, диплом за лучший доклад).

### **Публикации**

Основные результаты диссертационной работы опубликовано в 17 работах, в том числе 6 статей в рецензируемых научных журналах, рекомендованных ВАК РФ, 3 статьи в изданиях, включенных в международную базу цитирования Scopus. Получено три патента на изобретение РФ, два авторских свидетельства о государственной регистрации программ для ЭВМ.

### **Личный вклад автора**

Основные научные результаты, включенные в диссертацию и выносимые на защиту, получены соискателем лично. Им получены экспериментальные данные, проведен их анализ и интерпретация, оценка погрешностей измерений, сформулированы заключения, послужившие основой выводов диссертации. Представление изложенных в диссертации и выносимых на защиту результатов, полученных в совместных исследованиях, согласовано с соавторами.

### **Объем и структура работы**

Диссертационная работа состоит из введения, 3-х глав, библиографического списка, включающего 82 наименований, и заключения. Материал диссертации изложен на 129 страницах машинописного текста, включает 8 таблиц и 63 рисунка.

### **Соответствие паспорту заявленной специальности**

2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, а именно п.5 «Технологии и технические средства обустройства, добычи, сбора и подготовки скважинной продукции и технологические режимы их эксплуатации, диагностика оборудования и промысловых сооружений, обеспечивающих добычу, сбор, внутрпромысловый транспорт и промысловую подготовку нефти и газа к транспорту, на базе разработки, развития научных основ, ресурсосбережения и комплексного использования пластовой энергии и компонентов осваиваемых минеральных ресурсов с учетом гидрометеорологических, инженерно-геологических и географических особенностей расположения месторождений».

## **ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

**Во введении** изложены актуальность темы диссертации, цель и задачи работы.

**В первой главе** диссертационной работы проведен анализ проблем, связанных с наличием жидкости в продукции газовых скважин при их

эксплуатации, рассмотрен отечественный и зарубежный опыт изучения газожидкостных потоков, а также описаны физические процессы течения газожидкостной смеси и пенных потоков.

Изучены специальные геолого-технологические мероприятия (ГТМ), нацеленные на поддержания стабильного режима работы обводняющихся и «самозадавливающихся» скважин. Эти мероприятия требуют научного обоснования, базирующегося на ясном представлении о закономерностях гидро- и термодинамических процессов движения газожидкостных смесей в рассматриваемых условиях. Среди таких ГТМ наибольшее распространение получили замена диаметра НКТ и эксплуатация скважин с использованием КЛК, эксплуатации скважин с использованием плунжерного лифта, использование мобильных компрессорных установок, циклическая закачка газа в затрубное пространство скважины, применение погружных насосов различного типа и обработка скважин составами ПАВ. Показано, что ввод в скважину пенообразующих поверхностно-активных веществ является широко распространенным и одним из наиболее эффективных способов решения проблемы.

В первой главе проанализировано влияние пенообразующих поверхностно-активных веществ на газожидкостный поток. На рис. 1 показано влияние добавления ПАВ в газожидкостный поток на значение скорости газа, при которой происходит чёточно-кольцевой переход. Перечислены факторы, влияющие на снижение значение данной скорости.

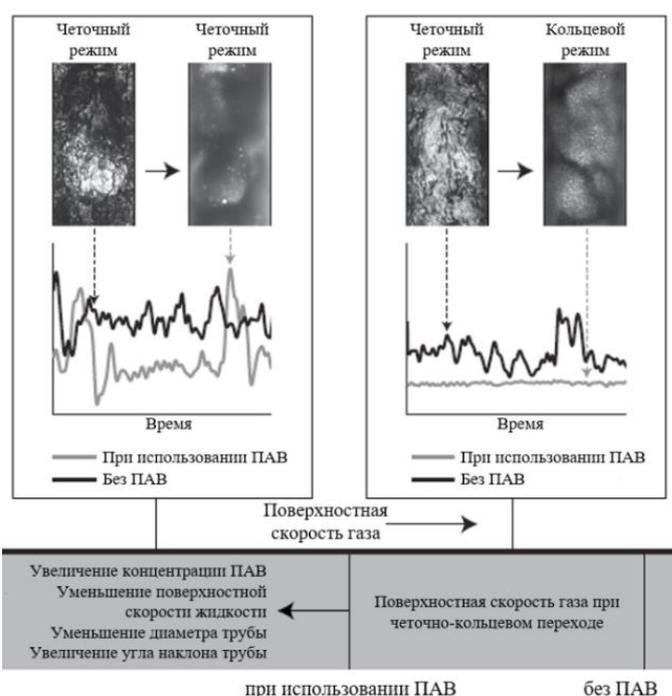


Рисунок 1 – Влияние ПАВ на значение скорости чёточно-кольцевого перехода в газожидкостном потоке.

В работе с позиции метода узлового анализа изучено влияние поверхностно-активных веществ на ТРС-кривую (характеристическую кривую лифтовой колонны). Также уделено внимание немногочисленным методикам расчета перепада давления в стволе газовой скважины, работающей с пенообразователями. Разобраны механистические модели, разработанные в Университете Талсы (M. Kelkar, C. Sarica, 2015), Делфтском университете (van Nimwegen et al., 2017).

**Во второй главе** описан специально разработанный «Экспериментальный стенд для исследования газожидкостных потоков с пенообразователями» (патент на изобретение РФ № 265889; далее – Стенд), а также методика проведения исследований стационарных пенных потоков.

При разработке методики проведения исследования было уделено внимание изучению опыта международных и отечественных исследовательских проектов на проточных установках, имитирующих сегмент газовых скважин, упомянутых ранее в работе. Технические характеристики стендов приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Сравнение стендов для исследования ГЖ и пенных потоков

Критерии сравнения		Стенд «Газпром ВНИИГАЗ»	Стенд Делфтского технического университета	Стенд Университета Талсы	Разработанный Стенд
Качественные характеристики	Регулирование давления и температуры	+/-	-	-	+
	Обеспечение угла наклона лифтовой колонны	+	+	-	-
	Исследование потоков с ПАВ	-	+	+	+
	Автоматизация процесса и видеofиксация потока	+	+	+	+
Количественные характеристики	Длина колонны лифтовых труб, м	30	12	12	7
	Внутренний диаметр лифтовых труб, мм	153; 100; 76; 62	90; 50	90; 50	42
	Рабочее давление в системе (не более), МПа	4,0	0,1	0,1	1,5
	Рабочий диапазон температуры (не более), °С	60	20	20	50
	Максим. скорость газа, м/с	50	40	40	20
	Объемный расход жидкости (не более), л/ч	210	300	300	300
	Рабочая среда	Вода, природ. газ, воздух	Вода, раствора ПАВ, воздух		

Принципиальная схема работы Стенда приведена на рисунке 2.

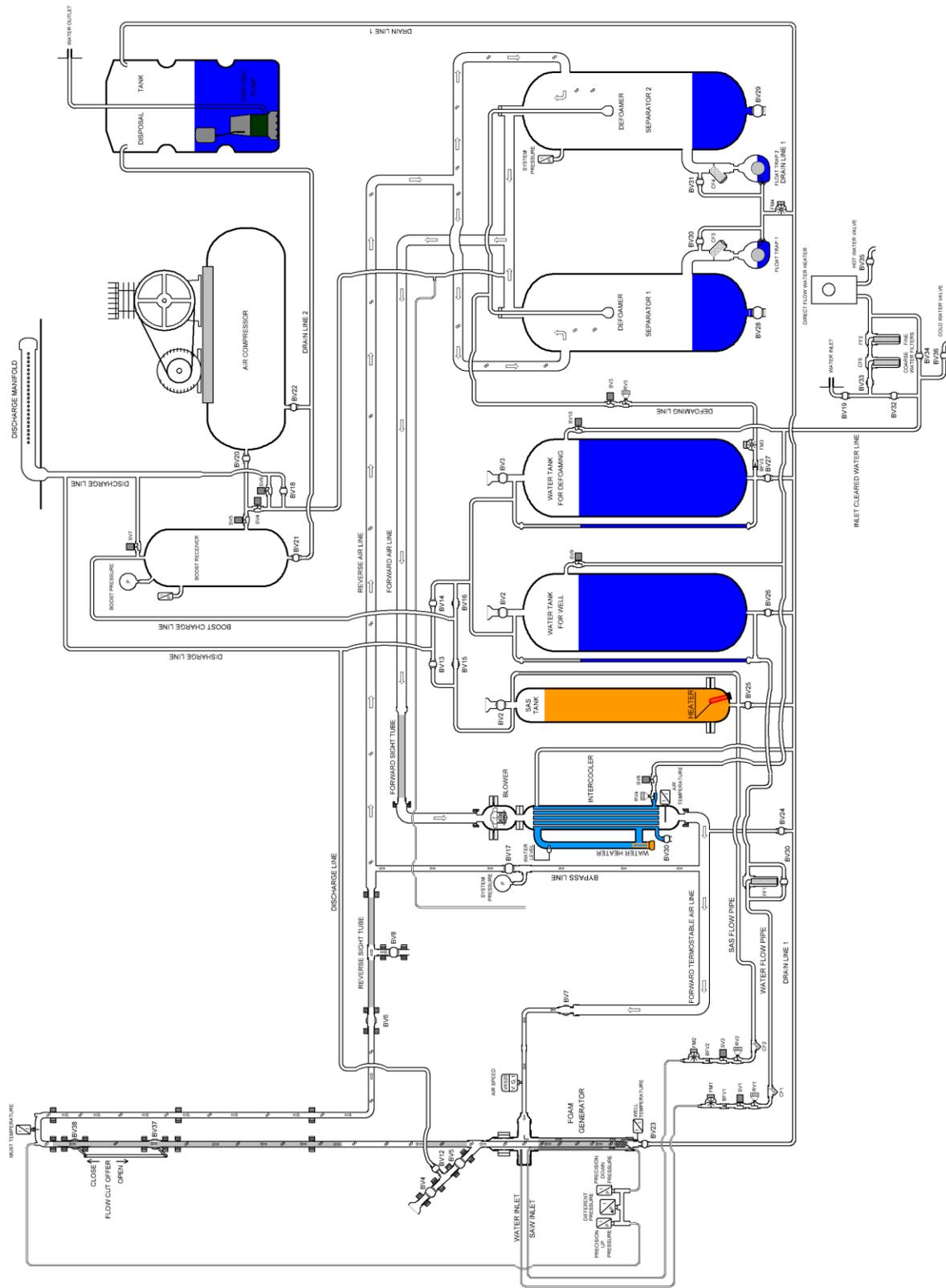


Рисунок 2. Функциональная схема Стенда. (BFV - обратный клапан, BV - кран шаровый, CF – фильтр грубой очистки, FF – фильтр тонкой очистки, FM – турбинный расходомер, RV – регулирующий вентиль, SV – электромагнитный соленоидный клапан, PT – датчик избыточного давления, TI – термopеобразователь).

Разработанный Стенд получил положительный отзыв по результатам Международного газового форума (г. Тюмень, 18-20.06.2018, организатор ООО «Тюменский нефтяной научный центр», ПАО «НК«Роснефть»).

Во второй главе представлено описание процесса проведения экспериментами с помощью разработанного программного обеспечения для управления Стендом «GasFlow» (свидетельство о регистрации программы ЭВМ RU 2018615013). Подробно описан принцип получения цифровых данных о пенном потоке, используемая аппаратная часть (ПЛК, датчики, расходомеры и т. д.), изучены измерительные приборы (таблица 2) и произведена оценка погрешности получаемых величин.

Таблица 2 – Параметры, фиксируемые во время проведения эксперимента

Измеряемая величина	Прибор	Величина (обозначение)	Ед. изм.	Относительная погрешность
Расход жидкости	Расходомер турбинный SFL-1320 R10	Расход (Q <sub>ж</sub> )	л/мин	1,0 % от ВПИ
Расход газа	Расходомер VA520 ДУ32	Расход (Q <sub>г</sub> )	м <sup>3</sup> /ч	1,5 %
Температура на забое	Термопреобразователь сопротивления ОВЕН ДТС 065-50М.В3.60	Температура (t)	°С	0,5 % + 0,25 % погрешность модуля АЦП
Давление на забое	Преобразователь давления ПСД-1 (ИСАТ.406231.007-02)	Давление (P <sub>заб</sub> )	кПа	0,08 % от ВПИ
Давление в верхней части колонны		Давление (P <sub>уст</sub> )		
Перепад давления	Преобразователь разности давления APZ 3020-D-K-4001-C-10-A-721-E-00-ГП	Давление (ΔP)	кПа	0,25 % от ВПИ + 1,25 % погрешность модуля АЦП
Масса реагентов	Весы Ohaus Navigator NVT 10001/2	Масса (m)	г	Абсолютная погрешность: 1,5 г
	Весы Ohaus SPX621	Масса (m)	г	Абсолютная погрешность: 0,1 г

Предельные относительные погрешности следующие: для давления  $\delta P_{\text{заб}} = 1,3 \%$  и температуры эксперимента  $\delta T = 2,8 \%$ , концентрации ПАВ  $\delta C = 5,0 \%$ , скорости газа  $\delta V_{\text{г}} = 5,1 \%$ , расхода жидкости  $\delta Q_{\text{ж}} = 5,0 \%$ , перепада давления  $\delta \Delta P = 5,7 \%$ .

В экспериментах в качестве пенообразующего агента использовался неионогенный ПАВ ОП-10 (C<sub>9</sub>H<sub>19</sub>C<sub>6</sub>H<sub>4</sub>O(C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>O)<sub>10</sub>ОН). Данный ПАВ были выбран на основе положительного промышленного опыта по вспениванию минерализованных растворов и доступности. В работе было измерено равновесное поверхностное натяжение пенообразующих растворов по методу кольца дью Нуи на тензиометре K100 (Kruss GmbH, Германия) при T = 20 °С, определена критическая концентрация мицеллообразования. Затем была определена пенообразующая способность исследуемых растворов с помощью

измерения объёма и качества полученных пен. В итоге сделан вывод, что для экспериментальных исследований газожидкостных потоков с ПАВ на специализированном Стенде рекомендуются к использованию водные растворы с концентрациями пенообразователя в диапазоне от 20 до 300 мг/л. Данные растворы показали удовлетворительную или хорошую способность к образованию стабильных пен.

Во второй главе приведены результаты исследования стационарного газожидкостного вспененного потока с ПАВ при значениях давления до 1 МПа, расходе жидкости до 300 л/ч и скорости газа до 10 м/с. Анализ зависимостей на рис. 3-5 показывает, что практически на всех режимах незначительное добавление ПАВ в воду (при концентрации пенообразователя до 0,06 г/л) приводит к снижению перепада давления в лифтовой колонне.

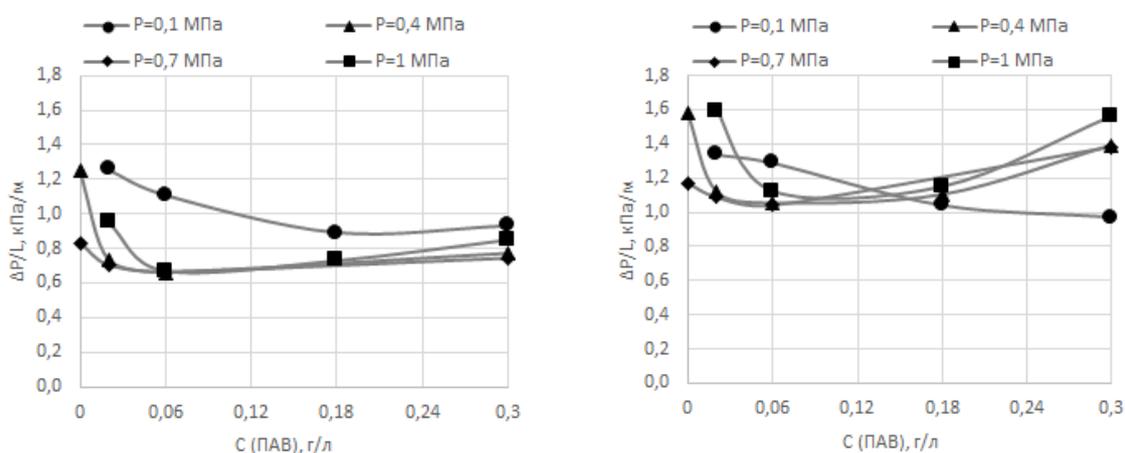


Рисунок 3 - Зависимость перепада давления в лифтовой колонне от концентрации ОП-10 при скорости газа 5 м/с, при объемном расходе жидкости 1 л/мин (слева) и 3 л/мин (справа).

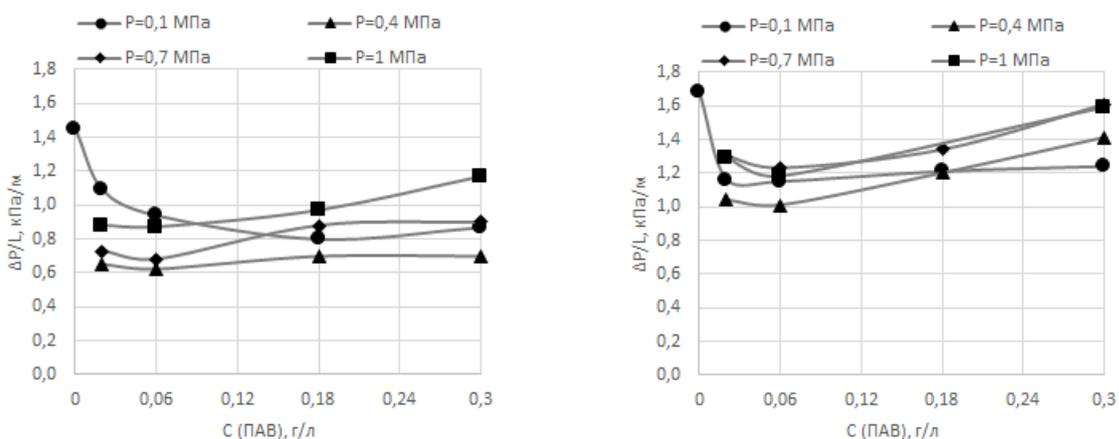


Рисунок 4 - Зависимость перепада давления в лифтовой колонне от концентрации ОП-10 при скорости газа 7,5 м/с, при объемном расходе жидкости 1 л/мин (слева) и 3 л/мин (справа).

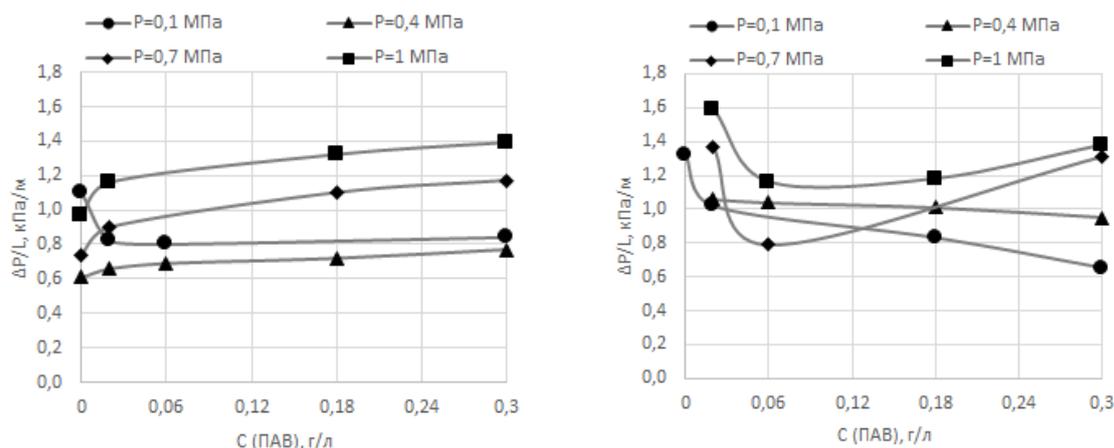


Рисунок 5 - Зависимость перепада давления в лифтовой колонне от концентрации ОП-10 при скорости газа 10 м/с, при объемном расходе жидкости 1 л/мин (слева) и 3 л/мин (справа).

Это происходит за счёт образования пены, улучшений условий выноса жидкости, снижения удельного содержания жидкости в потоке (снижения гравитационной составляющей потерь давления). Исключением являются режимы при давлении эксперимента от 0,4 МПа до 1 МПа, относительно высокой скорости газа (10 м/с) и низком расходе жидкости (1 л/мин). В данных условиях скорость потока газа оказывается достаточной для выноса небольшого количества жидкости, а добавление ПАВ приводит к дополнительным потерям на трение, связанным с образованием пены.

На всех режимах при давлениях эксперимента 0,7 МПа и 1 МПа минимум перепада давления достигается при значениях концентрации ПАВ в растворе 0,02 г/л и 0,06 г/л, а также зачастую снижение перепада давления становится более резким. При более низких значениях давления может наблюдаться дальнейшее снижение перепада давления с ростом концентрации. Известно, что с ростом давления при одинаковых концентрациях ПАВ в растворе и условиях пенообразования формируется более стабильная пена, которая отличается и более высоким значением водосодержания. Этим объясняется то, что при относительно высоких давлениях эксперимента формирование такой пены приводит к более благоприятным условиям выноса жидкости, снижению её удельного содержания в потоке и потерь давления в лифтовой колонне. Дальнейшее добавление ПАВ в поток (концентрация более 0,06 г/л) приводит к нежелательным потерям давления. Таким образом, с

ростом давления эксперимента наблюдается смещение точки минимума перепада давления в сторону уменьшения концентрации ПАВ.

Также следует отметить, что с ростом давления наблюдается тенденция к более резкому увеличению перепада давления в лифтовой колонне при относительно высоких концентрациях ПАВ (0,18 г/л и 0,3 г/л). Избыточное добавление ПАВ приводит к образованию дополнительных, нежелательных потерь давления на трение, которые возникают между пеной и лифтовой колонной, газовым ядром потока. В случае повышения давления данные процессы наблюдаются более отчётливо. Связано это, в первую очередь, с тем, что с ростом давления пена становится более плотной и вязкой, что приводит к существенному росту потерь давления. По мнению автора, данные наблюдения обусловлены в большей степени ростом потерь на трение между лифтовой колонной и плёнкой пены.

Таким образом, можно сделать вывод, что увеличение давления системы приводит к более выраженному проявлению свойств пенного потока при одинаковых значениях концентрации пенообразователя, расхода жидкости и газа, а именно к улучшению условий выноса жидкости, снижению потерь давления при относительно низких концентрациях ПАВ и росту потерь давления, обусловленных возрастанием сил возникающего трения, при относительно высоких концентрациях пенообразователя. Данные выводы следует учитывать при эксплуатации газовых скважин с пенообразователями. Подбор оптимальных объёмов (концентраций) пенообразователя, при которых наблюдается достижение минимума перепада давления, может привести к снижению забойного давления, увеличению притока газа из пласта (увеличению дебита скважины), в то время как закачка избыточных объёмов реагента ведёт к лишним эксплуатационным затратам и снижению объёма добываемого газа.

Для определения содержания фаз в пенном потоке при высоком давлении (содержание свободного газа, свободной жидкости, пены, жидкости и газа в пене) была произведена модернизация Стенда и разработана методика проведения измерений. Суть методики заключается в синхронном отсечении сегмента трубопровода длиной 1,9 м шаровыми кранами в верхней части лифтовой колонны (рисунок 6) и дальнейшем измерении ряда величин: начальной высоты столба жидкости  $H_l$ , высоты столба пены  $H_f$ , высота столба жидкости после распада пены  $H'_l$ .

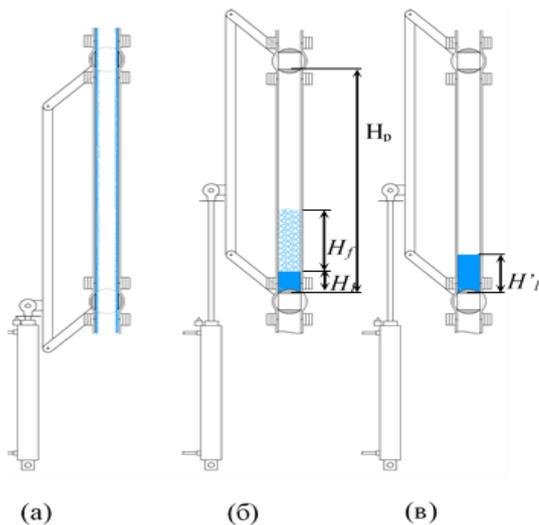


Рисунок 6 – Схема методики измерения фазового соотношения потока:

а – до закрытия кранов (отсечения потока);  
 б – после закрытия кранов (отсечения потока);  
 в – после полного распада пены.

Согласно методике, параметры газожидкостного потока могут быть рассчитаны следующим образом. Объёмное содержание жидкости (плёнки жидкости) в двухфазной смеси:

$$\alpha_l = \frac{H_l}{H_p},$$

где  $H_p$  – высота отсекаемого участка трубы. Объёмное содержание пены (плёнки пены)  $\alpha_f$  и объёмное содержание жидкости в пене  $f_l$  могут быть определены из соотношений:

$$\alpha_f = \frac{H_f}{H_p}, \quad f_l = \frac{H_l' - H_l}{H_f}.$$

С учетом найденных параметров объёмное содержание свободного газа  $\alpha_g$  (газового сердечника) в двухфазной смеси и объёмное содержание газа в пене  $f_g$  находится как:

$$\alpha_g = 1 - \alpha_l - \alpha_f, \quad f_g = 1 - f_l$$

Получение данных о фазовом соотношении в совокупности с уже имеющимися цифровыми данными открывает возможности для последующего моделирования пенного потока применительно к задачам газодобычи.

Также во второй главе уделено внимание существующим моделям расчёта перепада давления в пенном потоке, показаны их недостатки при использовании в сеноманских газовых скважинах Западной Сибири (на конкретном примере). В рассмотренном примере коэффициент отклонения фактических данных от расчётных  $k = \frac{(\Delta P_{\text{факт}} - \Delta P_{\text{расчёт}}) * 100\%}{\Delta P_{\text{факт}}}$  доходит до 40 %.

**В третьей главе** подробно описан принцип действия разработанной автоматизированной системы эксплуатации обводняющихся газовых скважин на основе закачки пенообразующих ПАВ (далее Система), позволяющей

в непрерывном режиме осуществлять контроль параметров, регулировать режимы работы скважин и закачки ПАВ.

На рис. 7 схематично изображена автоматизированная система в случае, когда ПАВ подаётся в затрубное пространство скважины. Показана фонтанная арматура скважины 1, оборудованная датчиком давления в затрубном пространстве 2, датчиком давления и температуры на устье скважины 3, датчиками давления и температуры (либо перепада давления) 4, дистанционным регулятором дебита газа 5. Источник электроэнергии 6 питает промышленный контроллер 7 и остальные измерительные и регулирующие устройства. Контроллер осуществляет сбор информации от датчиков, его программируемый вычислительный модуль вырабатывает управляющие воздействия на регулятор дебита газа 5 и на насос 9, использующийся для подачи жидкого раствора ПАВ из ёмкости 8 в затрубное пространство скважины через линию 11, получая информацию о расходе ПАВ от расходомера 10. Контроллер может быть связан с системами дистанционной передачи информации (на рисунке не показаны) и управляться удалённо.

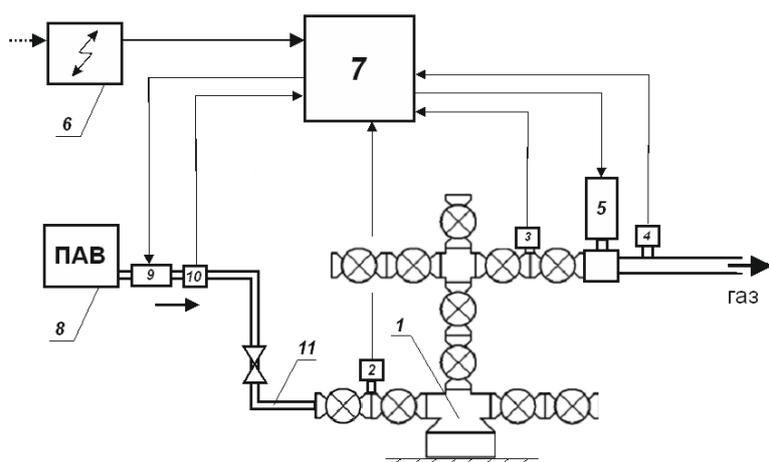


Рисунок 7 – Схема, отражающая принцип действия автоматизированной системы эксплуатации обводняющихся газовых скважин на основе закачки пенообразующих ПАВ.

Данный способ использования системы возможен в случае беспакерной эксплуатации скважины, когда пространство между эксплуатационной колонной и НКТ (затрубное пространство) сообщается с внутренним пространством НКТ на уровне забоя и к затрубному пространству имеется доступ с устья скважины.

Показаны схемы совместного функционирования расчётной модели (модуля прогнозирования) и модуля оптимизации для выработки управляющих воздействий на регулятор дебита газа и регулятор подачи ПАВ (рис. 8-9). Внутренние алгоритмы работы этих модулей не зависят друг от друга, взаимодействие модулей происходит на уровне обмена данными, при

этом оптимизатор может изменять входные данные для модуля прогнозирования и управлять его запусками, в том числе в режиме параллельных вычислений. Функции оптимизатора может выполнять стороннее универсальное приложение. Продемонстрировано, что для достижения указанного технического результата модули прогнозирования и оптимизации могут совместно использоваться в трёх режимах.

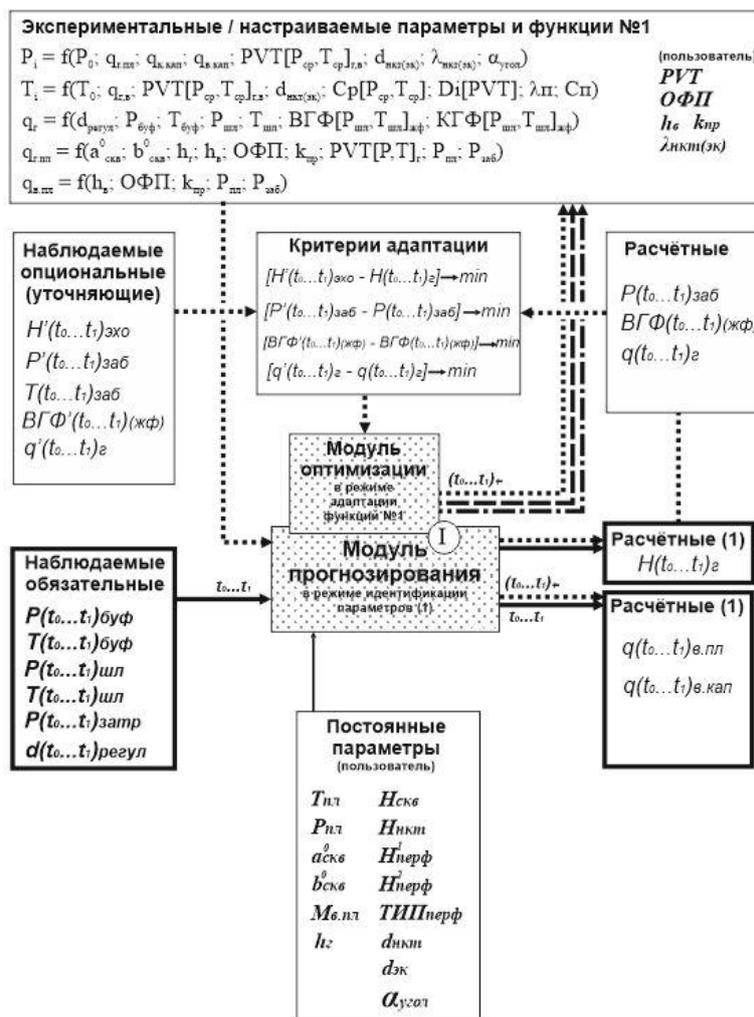


Рисунок 8 – Схема функционирования расчётной модели Системы, первый режим (I).

Первый режим (рис. 8) реализуется после первого включения системы в режиме наблюдения параметров, в периоды накопления жидкости в стволе скважины без подачи ПАВ. Режим учитывает период времени от  $t_0$  (начального) до  $t_1$  (момент получения последних данных) и необходим для определения неизвестных параметров работы скважины на момент времени  $t_1$ . На каждый момент времени  $t_i$  в зависимости от значений заданных пользователем постоянных параметров (пластовая температура  $T_{пл}$ , пластовое

давление в районе скважины  $P_{пл}$ ,  $H_{скв}$  – глубина скважины до забоя,  $H_{нкт}$  – глубина низа НКТ,  $H^1_{перф}$  и  $H^2_{перф}$  – глубина верхней и нижней отметок интервала перфорации или фильтра в продуктивном пласте,  $d_{нкт}$  – внутренний диаметр НКТ,  $d_{эк}$  – внутренний диаметр эксплуатационной колонны или фильтра,  $\alpha_{угол}$  – отклонение траектории от вертикали,  $ТИП_{перф}$  – тип перфорации скважины,  $a^0_{скв}$  и  $b^0_{скв}$  – коэффициенты фильтрационного сопротивления в уравнении притока газа к скважине,  $M_{в.пл}$  – минерализация пластовой воды;  $h_g$  – работающая газом эффективная толщина пласта, определяющая текущую продуктивность скважины по газу), обязательно измеряемых параметров ( $T_{буф}$  – температура на устье скважины,  $P_{буф}$  – давление на устье скважины,  $P_{затр}$  – давление в затрубном пространстве скважины,  $T_{шл}$  – температура в газосборном шлейфе,  $P_{шл}$  – давление в газосборном шлейфе,  $d_{регул}$  – диаметр проходного сечения регулятора дебита газа) и набора экспериментальных параметров и функций № 1 модуль прогнозирования рассчитывает дополнительно измеряемые параметры ( $T_{заб}$  – температура забойная,  $P_{заб}$  – давление забойное,  $q_g$  – расход газа,  $ВГФ_{(жф)}$  – водогазовый фактор,  $H_{эхо}$  – определяемая эхолотом глубина раздела газ / жидкость в стволе скважины) и полностью расчётные параметры ( $q_{в.кап}$  – расход конденсационной воды,  $q_{в.пл}$  – расход воды пластовой,  $H_g$  – глубина раздела газ / жидкость в стволе скважины) для их сравнения с наблюдаемыми значениями.

Давление на выходе  $i$ -го сегмента скважины является функцией вида:

$$P_i = f(P_0; q_{г.пл}; q_{в.кап}; PVT[P_{ср}, T_{ср}]_{г,в}; d_{нкт(эк)}; \lambda_{нкт(эк)}; \alpha_{угол}),$$

где  $P_0$  – давление потока на входе в сегмент;  $q_{г.пл}$ ,  $q_{в.кап}$  – расходы поступающих в сегмент флюидов (пластового газа, смеси конденсационной и пластовой воды),  $PVT[P_{ср}, T_{ср}]_{г,в}$  – зависимости компонентного состава и соотношения жидкой и газообразной фаз поступающих в сегмент флюидов, а также сжимаемости, вязкости и плотности фаз от среднего давления и температуры в сегменте;  $\lambda_{нкт(эк)}$  – коэффициент гидравлического сопротивления труб.

Температуру на выходе  $i$ -го сегмента скважины можно представить в виде следующей функциональной зависимости:

$$T_i = f(T_0; q_{г,в}; PVT[P_{ср}, T_{ср}]_{г,в}; d_{нкт(эк)}; C_p[P_{ср}, T_{ср}]; Di[PVT]; \lambda_{п}; C_{п}),$$

где  $T_0$  – температура потока на входе в сегмент;  $C_p[P_{ср}, T_{ср}]$  – теплоёмкость потока;  $Di[PVT]$  – дифференциальный коэффициент Джоуля-Томсона;  $\lambda_{п}$  и  $C_{п}$  – теплопроводность и теплоёмкость окружающего трубу пространства соответственно.

Дебит газа, проходящего через измеритель (регулятор), является функцией вида:

$$q_{\Gamma} = f(d_{\text{регул}}; P_{\text{буф}}; T_{\text{буф}}; P_{\text{шл}}; T_{\text{шл}}; \text{ВГФ}[P_{\text{шл}}, T_{\text{шл}}]_{\text{жф}}).$$

Для дебита газа из пласта является функцией вида:

$$q_{\Gamma, \text{пл}} = f(a_{\text{скв}}^0; b_{\text{скв}}^0; h_{\Gamma}; h_{\text{в}}; \text{ОФП}; k_{\text{пр}}; PVT[P, T]_{\Gamma}; P_{\text{пл}}; P_{\text{заб}}),$$

где ОФП – функции относительной фазовой проницаемости пласта в системе газ-жидкость (газ-вода) в зависимости от коэффициентов водо- и газонасыщенности;  $k_{\text{пр}}$  – коэффициент абсолютной проницаемости пласта.

Дебит воды представлен следующей функциональной зависимостью:

$$q_{\text{в.пл}} = f(h_{\text{в}}; \text{ОФП}; k_{\text{пр}}; P_{\text{пл}}; P_{\text{заб}}).$$

Все перечисленные выше функциональные зависимости включают в себя коэффициенты и экспериментальные константы, имеющие неопределённость и диапазоны возможного изменения. Модуль оптимизации, работающий в режиме адаптации параметров из набора функций № 1, использует известные оптимизационные алгоритмы и управляет многократными запусками модуля прогнозирования, одновременно изменяя коэффициенты и экспериментальные константы функций № 1 в заданных пользователем диапазонах, добиваясь минимизации расхождения расчётных и измеряемых (измеренных) параметров в каждый заданный момент времени  $t_i$  периода времени  $t_0 \dots t_1$ . В результате многократных запусков модуля прогнозирования для периода времени  $t_0 \dots t_1$  выявляются наиболее достоверные коэффициенты и экспериментальные константы набора функций № 1 и наиболее достоверные полностью расчётные параметры ( $q_{\text{в.кап}}$ ,  $q_{\text{в.пл}}$ ,  $H_{\Gamma}$ ) на каждый момент времени  $t_i$ , в том числе на момент времени  $t_1$ .

Второй режим учитывает данные, полученные в периоды работы скважины с подачей ПАВ. Режим II также не используется для управления скважиной. Режим учитывает период времени  $t_1 \dots t_2$  ( $t_2$  – момент получения последних данных) для определения неизвестных параметров работы скважины ( $q_{\text{в.кап}}$ ,  $q_{\text{в.пл}}$ ,  $H_{\Gamma}$ ) в условиях подачи ПАВ на каждый момент времени  $t_1 \dots t_2$ , а также для расчёта некоторых из обязательно измеряемых параметров ( $T_{\text{буф}}$ ,  $P_{\text{буф}}$ ,  $P_{\text{затр}}$ ,  $T_{\text{шл}}$ ) и дополнительно измеряемых параметров ( $T_{\text{заб}}$ ,  $P_{\text{заб}}$ ,  $q_{\Gamma}$ ,  $\text{ВГФ}_{(\text{жф})}$ ) на каждый момент времени  $t_1 \dots t_2$  для их сравнения с наблюдаемыми значениями.

При этом, входными параметрами для расчёта являются известные на каждый момент времени  $P_{\text{шл}}$ ,  $d_{\text{регул}}$ , а также ТИП<sub>ПАВ</sub> – тип используемого ПАВ, обладающего индивидуальными характеристиками вспенивания,

стабильностью пены и другими параметрами, определяющими эффективность очистки скважины от жидкости;  $q_{\text{ПАВ}(p-p)}$  – расход раствора ПАВ;  $K_{\text{ПАВ}}$  – концентрация поверхностно-активного вещества в растворе ПАВ. Модуль оптимизации работает в режиме адаптации параметров и коэффициентов из набора функций № 2, аналогичных № 1 и включающих параметры подаваемого раствора ПАВ:  $P_i = f(P_0; q_{\text{г.пл}}; q_{\text{в.кап}}; PVT[P_{\text{ср}}, T_{\text{ср}}]_{\text{г,в}}; d_{\text{нкт(эк)}}; \lambda_{\text{нкт(эк)}}; \alpha_{\text{угол}}; \text{ТИП}_{\text{перф}}; \text{ТИП}_{\text{ПАВ}}; q_{\text{ПАВ}(p-p)}; K_{\text{ПАВ}})$  и  $T_i = f(T_0; q_{\text{г,в}}; PVT[P_{\text{ср}}, T_{\text{ср}}]_{\text{г,в}}; d_{\text{нкт(эк)}}; \text{Ср}[P_{\text{ср}}, T_{\text{ср}}]; Di[PVT]; \lambda_{\text{п}}; C_{\text{п}}; \text{ТИП}_{\text{перф}}; \text{ТИП}_{\text{ПАВ}}; q_{\text{ПАВ}(p-p)}; K_{\text{ПАВ}})$ .

Третий режим (рис. 9) является основным и может использоваться без предварительной работы системы в режимах I и II, если значения входных параметров ( $q_{\text{в.кап}}, q_{\text{в.пл}}, H_{\text{Г}}$ ) известны, а параметры и константы из наборов функций № 1 и № 2 являются надёжно определёнными. Режим III реализуется для периода времени  $t_2 \dots t_3$  (где  $t_2$  – текущий момент времени,  $t_3$  – заданный пользователем прогнозный момент времени) и необходим для определения оптимального режима управления скважиной (регулирования дебита газа) и режима подачи ПАВ (в том числе оптимальной концентрации ПАВ) для максимально эффективной эксплуатации скважины и достижения указанного технического результата в прогнозный период  $t_2 \dots t_3$ .

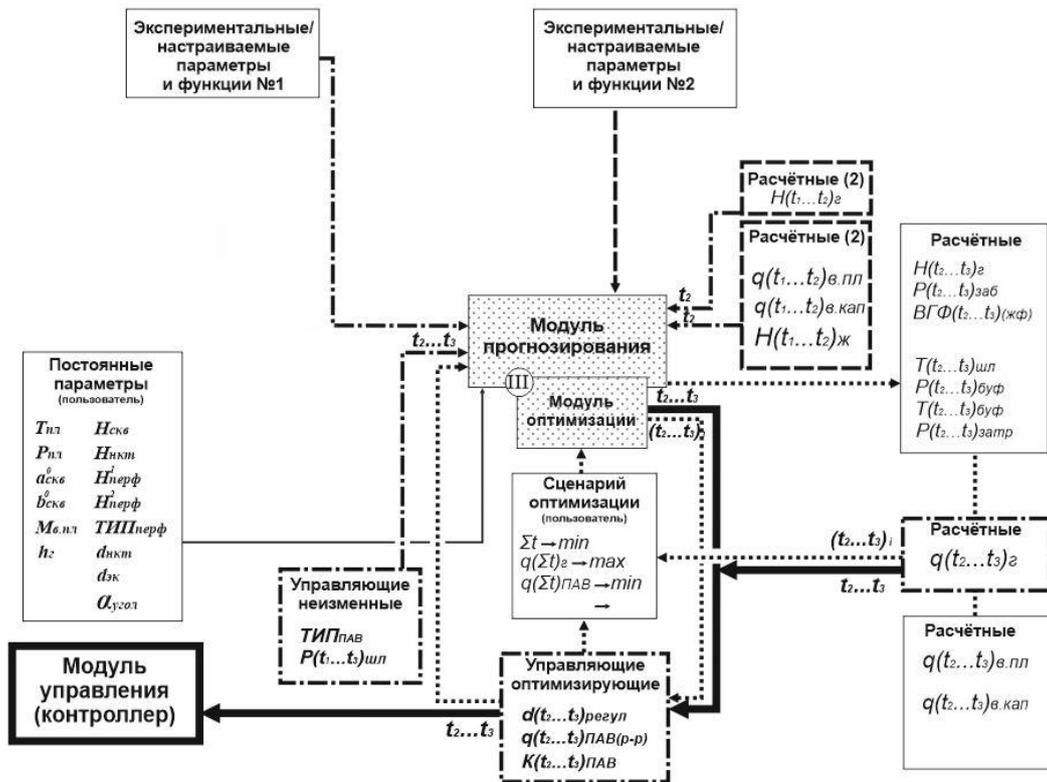


Рисунок 9 – Схема функционирования расчётной модели Системы, третий режим (III).

В режиме III входными данными для модуля прогнозирования являются: заданные пользователем вышеуказанные постоянные параметры; значения расчётных параметров ( $q_{в.кап}$ ,  $q_{в.пл}$ ,  $H_{г}$ ,  $H_{ж}$ ) на момент времени  $t_2$ ; заданные на весь период времени  $t_2...t_3$  управляющие параметры  $P_{шл}$  и  $ТИП_{ПАВ}$ ; изменяемое оптимизатором расписание регулирующих параметров  $d_{регул}$ ,  $q_{ПАВ(p-p)}$ ,  $K_{ПАВ}$  на период времени  $t_2...t_3$ . Все остальные параметры являются расчётными ( $q_{г}$ ,  $T_{буф}$ ,  $P_{буф}$ ,  $P_{затр}$ ,  $T_{шл}$ ,  $T_{заб}$ ,  $P_{заб}$ ,  $ВГФ_{(жф)}$ ).

Задачей оптимизатора является поиск оптимального управления регулируемыми параметрами  $d_{регул}$ ,  $q_{ПАВ(p-p)}$ ,  $K_{ПАВ}$ , на период времени  $t_2...t_3$ , удовлетворяющего заданным пользователем критериям оптимизации, которые могут быть объединены в единую целевую функцию. Предусмотрены следующие критерии оптимизации: минимизация времени, затрачиваемого на достижение целевого режима работы скважины; максимизация результирующего дебита скважины по газу, либо накопленного отбора газа за заданный период времени; минимизация количества подаваемых пенообразующих агентов. Режим III используется для управления скважиной. Полученное расписание регулирующих параметров  $d_{регул}$ ,  $q_{ПАВ(p-p)}$ ,  $K_{ПАВ}$  на период времени  $t_2...t_3$  используется для их передачи в контроллер в качестве уставок для управления регулирующим оборудованием.

В общем случае, уточнение модели в режиме II, оптимизационные расчёты и управление скважиной в режиме III должны производиться параллельно, в том числе с использованием технологий параллельных вычислений.

Были получены два объекта интеллектуальной собственности, подтверждающие наличие новизны и оригинальности разработанной Системы, а также положительные отзывы от компаний ТЭК: «Способ оптимальной эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин с высоким содержанием жидкости», патент на изобретение РФ № 2706283, дата регистрации: 15 ноября 2019 г; «Автоматизированная система для оптимальной эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин с высоким содержанием жидкости», патент на изобретение РФ № 2706084, дата регистрации: 14 ноября 2019 г; протокол № 44 расширенного совещания научно-технического совета ООО «НОВАТЭК НТЦ» ОТ 30.05.2018.

Для управления функциями прототипа Системы было разработано программное обеспечение «GW-Smart» (свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ RU 2020617240). Алгоритмы данного

программного обеспечения (ПО) были отработаны на Стенде. Программа реализована для ПЛК в программной среде CodeSys v3.5 и позволяет хранить и обрабатывать данные, характеризующие ключевые параметры работы скважины:  $T_{пл}$  – пластовая температура;  $P_{пл}$  – пластовое давление в районе скважины;  $d_{нкт}$  – внутренний диаметр НКТ;  $q_v$  – дебит воды;  $q_r$  – количество поступающего из пласта газа; состав природного газа. В табл. 3 представлены результаты испытания программы на Стенде. Во время испытаний в лифтовую колонну поступала пресная вода расходом  $q_v$ , с помощью ПО последовательно увеличивался объём закачки рассчитанного количества раствора пенообразователя ОП-10  $q_{ПAB(p-p)}$  концентрацией 1 г/л ( $C_{ПAB зак.}$ ). Таким образом, после смешивания жидкостей на забое возрастала концентрация ПАВ в лифтовой колонне ( $C_{ПAB скв.}$ ):

$$C_{ПAB скв.} = \frac{C_{ПAB зак.} \cdot q_{ПAB(p-p)}}{q_v + q_{ПAB(p-p)}}$$

Таблица 3 – Результаты испытаний алгоритмов программы «GW-Smart» по поддержанию оптимальной концентрации ПАВ.

Поддерживаемая концентрац. ПАВ, г/л	Давление абсолютное, кПа											
	0				500				1000			
	Q <sub>ж.доб.</sub> , л/мин	Q <sub>ж.зак.</sub> , л/мин	V <sub>г</sub> , м/с	dP/dL, кПа/м	Q <sub>ж.доб.</sub> , л/мин	Q <sub>ж.зак.</sub> , л/мин	V <sub>г</sub> , м/с	dP/dL, кПа/м	Q <sub>ж.доб.</sub> , л/мин	Q <sub>ж.зак.</sub> , л/мин	V <sub>г</sub> , м/с	dP/dL, кПа/м
0,05	0,16	2,85	5,03	1,21	0,15	2,84	5,06	0,78	0,17	2,84	4,99	0,82
0,1	0,32	2,71	5,02	1,1	<b>0,28</b>	<b>2,63</b>	<b>5,09</b>	<b>0,63</b>	<b>0,27</b>	<b>2,75</b>	<b>4,94</b>	<b>0,65</b>
0,15	<b>0,46</b>	<b>2,53</b>	<b>5,00</b>	<b>0,93</b>	0,42	2,51	5,09	0,72	0,48	2,52	5,02	0,8
0,2	0,62	2,39	4,93	0,97	0,59	2,36	5,01	0,8	0,52	2,46	4,97	0,91
0,25	0,75	2,31	4,98	1,04	-	-	-	-	-	-	-	-

В таблице режимы с оптимальным значением концентрации, при которых достигается минимум перепада давления, выделены жирным шрифтом. В условиях скважины снижение перепада давления в лифтовой колонне при заданном устьевом давлении приводит к снижению забойного давления и увеличению притока газа из пласта.

В работе также приведена оценка экономической эффективности от потенциального внедрения Системы на примере одного из месторождений Крайнего Севера. Оценка осуществлялась на основе фактических промысловых данных использования технологии закачки ПАВ на данном месторождении в зимний период 2016 г. Для оценки объема капитальных затрат в работе приведен перечень конкретного оборудования, необходимого для реализации Системы, с указанием производителя и марки приборов, а также их стоимости. Результаты расчётов показали, что чистый дисконтированный доход (NPV) составляет не менее 13,36 млн. руб. за 4 года

при ставке дисконтирования 15 %, индекс прибыльности (PI) - не менее 3,37 д.ед., что подтверждает экономическую эффективность внедрения Системы.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В диссертационной работе для решения задачи эффективной эксплуатации газовых скважин с высоким содержанием жидкости проведено комплексное экспериментальное исследование восходящего вспененного газожидкостного потока в различных условиях. Разработан принцип действия системы автоматизированной эксплуатации скважин с пенообразующим ПАВ, которая позволяет оптимизировать процесс регулирования их работы в условиях высокого содержания жидкости в потоке. Для разработки и научного обоснования принципа действия вышеуказанной системы получены следующие основные результаты и выводы диссертации.

1. Создан экспериментальный стенд по имитации пенного потока в вертикальном участке ствола газовой скважины и методика исследований установившихся газожидкостных потоков с ПАВ при различном значении его концентрации, разных значениях давления, различном объёмном расходе фаз. Экспериментальным путем показано, что существуют оптимальные значения концентрации ПАВ, при которых достигается минимум перепада давления между входным и выходным сечениями лифтовой колонны, и которые зависят от давления на входе в экспериментальную установку.

2. Разработана методика определения объёмных содержаний фаз (свободный газ, свободная жидкость, пена, жидкость и газ в пене) в газожидкостном потоке с ПАВ при давлении до 1 МПа, расходе жидкости до 300 л/ч и скорости газа до 10 м/с. Получены цифровые данные о восходящем стационарном пенном потоке, которые могут быть использованы при регулировании режимов работы газовых скважины с ПАВ.

3. Предложены алгоритмы управления для автоматизированной эксплуатации газовой скважины с пенообразующими ПАВ; получены результаты оценки экономической эффективности от потенциального внедрения системы, выражающиеся в значении чистого дисконтированного дохода (NPV) не менее 13,36 млн. руб. за 4 года при ставке дисконтирования 15 %, индексе прибыльности (PI) не менее 3,37 д. ед.

4. Разработано программное обеспечение для прототипа системы автоматизированной эксплуатации скважины с пенообразующими ПАВ, алгоритмы которого отработаны на экспериментальном стенде.

## **СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ**

### **Публикации в изданиях из перечня ВАК**

#### **при Министерстве науки и высшего образования РФ:**

1. Юшков, А. Ю. Исследование влияния пенообразующих веществ на процесс удаления пластовой и конденсационной жидкости из сеноманских газовых скважин на поздней стадии разработки / А. Ю. Юшков, В. А. Огай, А. Ф. Хабибуллин, В. О. Довбыш // Нефть. Газ. Новации. – 2017. – № 12. – С. 60-64.
2. Огай, В. А. Экспериментальная установка для имитации газожидкостной смеси и динамических процессов в стволе газовой скважины / В. А. Огай, А. Ю. Юшков, Н. Е. Портнягин, А. Ф. Хабибуллин // Недропользование XXI век. – 2019. – № 3. – С. 34-39.
3. Юшков, А. Ю. Экспериментальный стенд для исследования газожидкостных потоков и потоков пены / А. Ю. Юшков, В. А. Огай, Н. Е. Портнягин // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 3. – С. 86-95.
4. Анцев, И. Г. Применение высокоточных цифровых кварцевых датчиков давления для повышения качества исследований газожидкостных потоков и регулирования режимов эксплуатации газовых скважин / И. Г. Анцев, Г. А. Сапожников, Ю. В. Савельев, Д. А. Кривопашко, В. А. Огай // Нефть. Газ. Новации. – 2019. – № 5. – С. 38-42.
5. Огай, В. А. Расчёт перепада давления в сеноманской газовой скважине, эксплуатируемой с пенообразователем / В. А. Огай, Е. А. Сабурова, В. О. Довбыш, А. Ю. Юшков // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2020. – № 4. – С. 36-50.
6. Огай, В. А. Методика экспериментального исследования газожидкостного потока с пенообразующими поверхностно-активными веществами в вертикальном канале / В. А. Огай, Н. Г. Мусакаев, А. Ю. Юшков, В. О. Довбыш, М. А. Васильев // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2021. – № 6. – С. 76-89.

#### **Публикации в изданиях, включенных в международную реферативную базу данных Scopus:**

1. Yushkov, A. Y. Research of the foaming agents' influence on the process of reservoir and condensate fluids recovery from cenomanian gas wells on closing stage of development / A. Y. Yushkov, V. A. Ogay, A. F. Khabibullin, V. O. Dovbysh, M. N. Rogov // 2nd International academic conference «The state, trends and problems of development of the oil and gas potential of Western Siberia», IAC Oil and Gas 2018, Tyumen.

2. Ogai, V. A. Research of pressure gradient in a gas well working with a foaming agent / V. A. Ogai, A. Y. Yushkov, N. Y. Portnyagin, V. O. Dovbysh, J. M. Azamesu, A. A. Voropaev // Topical Issues of Rational Use of Natural Resources-2019, CRC Press, Taylor&Francis Group 2019.
3. Yushkov, A. Y. Study on the effect of cetyltrimethylammonium bromide on gas-liquid flow characteristics at low gas flow rates and gas pressure / A. Y. Yushkov, V. A. Ogai, I. A. Koroleva, M. M. Amro, F. Rose, N. A. Kummer // Topical Issues of Rational Use of Natural Resources 2021, Volume 266 (2021). Saint Petersburg, Russia, May 31-June 6, 2021.

#### **Патенты и свидетельства о регистрации программы для ЭВМ:**

1. Свидетельство 265889 РФ об официальной регистрации патента на изобретение. Экспериментальная установка для имитации газожидкостной смеси и динамических процессов в стволе газовой скважины / Огай В. А., Хабибуллин А. Ф., Юшков А. Ю. // Зарегистрировано в Реестре 23.05.2018.
2. Свидетельство 265889 РФ об официальной регистрации патента на изобретение. Способ оптимальной эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин с высоким содержанием жидкости / Огай В. А., Хабибуллин А. Ф., Юшков А. Ю. // Зарегистрировано в Реестре 23.05.2018.
3. Свидетельство 2706084 РФ об официальной регистрации патента на изобретение. Автоматизированная система для оптимальной эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин с высоким содержанием жидкости / Огай В. А., Хабибуллин А. Ф., Юшков А. Ю. // Зарегистрировано в Реестре 14.11.2019.
4. Свидетельство RU 2018615013 об официальной регистрации программы для ЭВМ. Программа для моделирования эксплуатации газовой или газоконденсатной скважины с поверхностно-активными веществами на научно-исследовательском стенде «GasFlow» / Лопатин Р. Р., Хабибуллин А. Ф., Огай В. А., Юшков А. Ю. // Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ 23.04.2018.
5. Свидетельство RU 2020617240 об официальной регистрации программы для ЭВМ. Программное обеспечение для управления газовыми скважинами, работающими в режиме накопления жидкости «GW-Smart» / Огай В. А., Довбыш В. О. // Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ 02.07.2020.



Подписано в печать 10.10.2022. Формат 60x90 1/16. Печ. л. 1,62.  
Тираж 100 экз. Заказ № 2512.

Библиотечно-издательский комплекс  
федерального государственного бюджетного образовательного  
учреждения высшего образования  
«Тюменский индустриальный университет».  
625000, Тюмень, ул. Володарского, 38.

Типография библиотечно-издательского комплекса.  
625039, Тюмень, ул. Киевская, 52.