

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тюменский индустриальный университет»

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

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель –
Мусакаев Наиль Габсалямович,
доктор физико-математических
наук, профессор

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
1. ПРОБЛЕМЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА ЗАВЕРШАЮЩЕМ ЭТАПЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ИХ РЕШЕНИЯ НА СОВРЕМЕННОМ ЭТАПЕ	10
1.1. Обводнение низкодебитных газовых скважин	10
1.2. Использование пенообразующих поверхностно-активных веществ при эксплуатации низкодебитных газовых скважин	32
2. ИССЛЕДОВАНИЯ ГАЗОЖИДКОСТНЫХ ПОТОКОВ С ПЕНООБРАЗОВАТЕЛЕМ	47
2.1. Подбор типа и концентрации ПАВ	48
2.2. Методика проведения экспериментальных работ, особенности экспериментального Стенда и параметры измерительных приборов	55
2.3. Результаты экспериментальных исследований газожидкостного потока с ПАВ	67
2.4. Использование существующих моделей расчёта перепада давления в газожидкостном потоке с пенообразователем применительно к эксплуатации сеноманских газовых скважин	72
3. АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБВОДНЯЮЩИХСЯ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА ОСНОВЕ ЗАКАЧКИ ПЕНООБРАЗУЮЩИХ ПАВ	84
3.1. Принцип действия Системы	84
3.2. Программное обеспечение для управления газовыми скважинами, работающими в режиме накопления жидкости «GW-Smart»»	93
3.3. Оценка экономической эффективности от потенциального внедрения разработанной Системы	106
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	112
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	114
ПРИЛОЖЕНИЯ	123

ВВЕДЕНИЕ

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 совещание 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, внутрипромысловый 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».

1. ПРОБЛЕМЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА ЗАВЕРШАЮЩЕМ ЭТАПЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ИХ РЕШЕНИЯ НА СОВРЕМЕННОМ ЭТАПЕ

1.1. Обводнение низкодебитных газовых скважин

На сегодняшний день разработку месторождений природного газа осложняет проблема, обусловленная наличием в продукции скважин воды различного происхождения: конденсационная вода, перешедшая в жидкую фазу в верхних участках ствола скважины; поступающая из пласта минерализованная вода природного происхождения; техническая вода. Соответственно может возникнуть ситуация, когда данная жидкость накапливается в стволе скважины, что приводит к падению дебита газа и зачастую к остановке скважины («самозадавливание» скважины) [1].

Проблема «самозадавливания» скважин распространена не только на месторождениях природного газа РФ [26, 21, 5], но и за рубежом [69], наблюдается на завершающей стадии разработки многих месторождений, но может точно встречаться и на более ранних стадиях.

Решение проблемы обводнения и «самозадавливания» газовых скважин является одним из важнейших вопросов современной газовой промышленности и в разные годы ее изучением занимались многие российские и советские специалисты, такие как Алиев З.С., Басниев К.С., Бузинов С.Н., Епрынцева А.С., Ермилов С.Н., Каприелов К.Л., Кирсанов А.Н., Киселев А.Н., Кондрат Р.М., Коротаев Ю.П., Коротов П.С., Кустышев А.В., Михайлов Н.В., Нанивский Е.М., Нурмакин А.В., Облеколов Г.И., Одишария Г.Э., Сатаров М.М., Сливнев В.Л., Точигин А.А., Чугунов Л.С., Шмыгля В.Н., Шулятиков В.И., Шулятиков И.В. и др., а за рубежом – Брилл Дж.П. (Brill J.P.), Грей Х.Е. (Gray H.E.), Дуклер А.Е. (Dukler A.E.), Коулмэн С.Б. (Coleman S.B.), Ли Дж.Ф. (Lea J.F.), Мукерджи Х. (Mukherjee H.), Никенс Г. (Nickens H.), Тернер Р.Дж. (Turner R.G.), Уэллс М. (Wells M.) и др.

Актуальность проблемы при эксплуатации сеноманских газовых скважин

Обширный опыт изучения проблемы позволили установить, что накопление жидкости, препятствующей стабильной работе скважины, на забое происходит из-за недостаточной скорости потока газожидкостной смеси в эксплуатационной колонне и лифтовых трубах, в том числе в интервале перфорации или фильтра. Описанная проблема может возникать при повышении доли жидкости в извлекаемом из пласта флюиде. Большие объёмы поступающей на забой скважины жидкости не успевают выноситься на поверхность при прежних скоростях потока газа в стволе. Возникающее гидравлическое сопротивление приводит к уменьшению дебита скважины по газу и накоплению жидкости на забое с постепенным полным глушением скважины гидростатическим давлением. Кроме этого, из-за обводнения пласта дебит газа и скорость потока газа падают из-за уменьшения газонасыщенной толщины пласта и снижения фазовой проницаемости пласта по газу при росте доли жидкости в породе-коллекторе. Другой распространённой причиной «самозадавливания» скважин является постепенное снижение дебитов (скоростей) газа из-за невозможности дальнейшего снижения забойных давлений вслед за естественным понижением давления в пласте. Продолжать снижать устьевое и далее забойное давление, в основном, не позволяет компрессорное оборудование. В результате, даже при низком содержании жидкости в газе (например, только конденсационная вода), она не выносится из скважины и постепенно накапливается, что приводит к падению дебита газа и остановке скважины [2].

На сегодняшний день основная доля природного газа, добываемого в РФ, приходится на сеноманский газ месторождений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Однако большинство уникальных месторождений региона были открыты и введены в разработку еще в XX веке (Медвежье – 1972 г., Уренгойское – 1978 г.), поэтому в настоящее время количество запасов уникальных месторождений нефти и газа в регионе истощается, и они переходят на завершающую стадию разработки, что обуславливает проявление острых проблем, сопутствующих процессу добычи газа. Одной из таких проблем является скопление

жидкости на забоях скважин, что приводит к снижению их дебитов или полной остановке [3]. Однако максимально полное извлечение из недр этих гигантов остаточных запасов газа, оцениваемых в несколько триллионов кубометров, остается важнейшей задачей для недропользователей РФ [26].

Уникальные месторождения сеноманского газа, такие как Медвежье, Уренгойское, Ямбургское и др. находятся на завершающей стадии разработки. Сегодня эти месторождения выработаны в среднем более чем на 75%, пластовое давление в зоне отбора уменьшилось почти на 90% от начального и в некоторых местах достигает 1,5-1,0 МПа. Снижение давления в газонасыщенной части залежи приводит к активному внедрению пластовой воды. Так, например, на Медвежьем НГКМ при отборе 80% начальных запасов обводнилось 35-38 % от начального газонасыщенного объема. Также существенное снижение пластового давления приводит к значительному увеличению удельного содержания растворённых паров воды в добываемом газе, что приводит к росту объёмов выпадения конденсационной воды в лифтовой колонне [4].

Для большинства месторождений характерны осложняющие добычу газа следующие проблемы: среднесуточные дебиты скважин снизились в 4-5 раз по сравнению с начальными, что обуславливает скопление конденсационной жидкости на забое и в лифтовых колоннах; требуются постоянные продувки для очистки ствола и предотвращения остановки скважин. Такие скважины составляют более 20% от общего фонда, с каждым годом их число увеличивается [6].

Так, например, по прогнозам ООО «Газпром ВНИИГАЗ» к 2030 году на Уренгойском НГКМ будет около 500 скважин, работающих в режиме «самозадавливания» [9].

В качестве примера рассмотрим результаты химического анализа отобранных проб жидкости, который проводился с целью контроля за обводнением скважин Медвежьего НГКМ в 2010 и 2015 гг. [5,7].

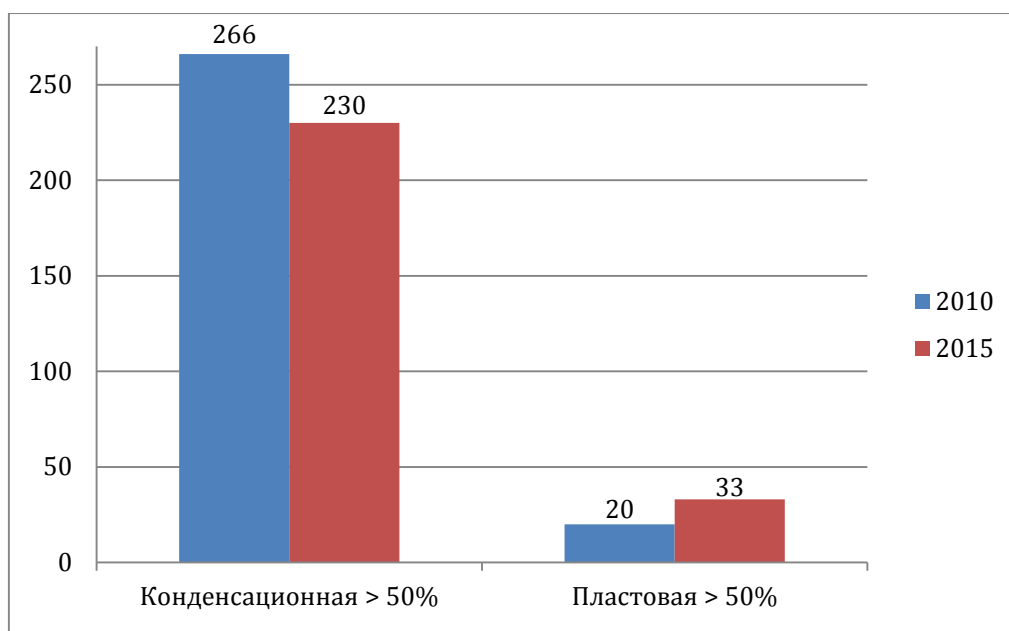


Рисунок 1.1 – Распределение скважин по характеру выносимой жидкости Медвежьего месторождения в 2010 и в 2015г.

Из диаграммы (рисунок 1.1) видно, что в основном в продукции скважин преобладает конденсационная вода. Дополнительным подтверждением является тот факт, что в 2015 году содержание пластовой воды более 10% было обнаружено только в 64 из 263 скважинах [4].

Также следует отметить, что одним из важных факторов, способствующих эксплуатации сеноманских газовых скважин месторождений падающей добычи в режиме «самозадавливания», является относительно большой диаметр лифтовых колонн, а именно 168 мм [8].

Узловой анализ

При расчете технологического режима работы газовых скважин с водопроявлениями необходимо определить три основных параметра: устьевое давление, величину потерь давления от забоя до устья скважины, а также дебит газа, который должен обеспечивать стабильную работу скважины.

Руководствуясь этими параметрами, многими исследователями были выведены аналитические и эмпирические зависимости для расчета минимальной скорости газа, необходимой для стабильного очищения ствола скважины от любого вида жидкости, позднее наиболее комплексное обобщение подобная методика

получила в работах Ли, Никенса и Уэлса [28] и была определена как метод критической скорости течения газожидкостной смеси. Однако авторы также выделяют в своей работе более точную методику идентификации жидкостной пробки на забое скважин, получившую название метод узлового анализа.

Узловой анализ является одним из наиболее точных и комплексных методов идентификации возникновения жидкостной пробки на забое скважин. Этот метод давно и успешно используется во многих областях науки и техники, но подробное его описание применительно к задаче эксплуатации газовых скважин с водопроявлениями впервые, по-видимому, было сделано во ВНИИГАЗе проф. Бузиновым С.Н. [39].

Согласно данному методу, скважина и пласт рассматриваются как единый комплекс, состоящих из двух систем, имеющих общую точку – забой, в которой давление, температура и расходы жидкости и газа имеют одинаковые значения как для одной, так и для другой системы.

Первая система представляет собой взаимосвязанную систему «пласт-скважина» и характеризуется потоком газа, движущимся через породу-коллектор к забою скважины. Поток газа приводится в движение перепадом давления между коллектором (пластовое давление) и нижней частью ствола скважины (забойное давление). При этом количество газа, перетекающего из коллектора в ствол скважины, прямо пропорционален указанному перепаду давления. Такое поведение можно увидеть на индикаторной диаграмме (ИД), которая характеризует продуктивности скважины, показанной на рисунке 1.2.

Однако добыча газа из продуктивного пласта приводит к постепенному снижению пластового давления, а, следовательно, и снижению перепаду давления в системе «пласт-скважина», вследствие чего кривая IPR смещается в сторону более низких дебитов газа и более низких забойных давлений.

Второй системой являются две крайние отметки ствола газовой скважины – устье и забой, связанные ЭК и НКТ, по которым поток газа устремляется на поверхность. На устье давление обычно регулируется путем установки компрессора или при помощи наземного транспортного трубопровода и

сепаратора, а распределение давления по стволу скважины зависит от характера многофазного потока, движущегося по НКТ. Если жидкость отсутствует, то градиент давления в НКТ и, следовательно, давление на забое приблизительно квадратично увеличиваются с дебитом газа.

Однако наличие жидкости изменяет характер распределение давления по стволу скважины. При достаточно больших дебитах газа забойное давление увеличивается с увеличением скорости газа. При малых скоростях – скопление жидкости на забое также вызывает увеличение забойного давления, однако скорость газа при этом постепенно уменьшается. Следовательно, существует определенная скорость потока газа, для которой забойное давление минимально. Это отражено на характеристической кривой лифтовой колонны на рисунке 1.2.

В отличие от ИД, поведение характеристической кривой лифтовой колонны, зависит от размеров и наклона НКТ, а также от свойств и дебитов газа и жидкости в скважине. Поскольку в газовой скважине давление на устье, то есть в верхней части НКТ, фиксировано, а характеристическая кривая лифтовой колонны связывает забойное давление с дебитом газа, то её можно рассматривать как кривую, связывающую дебит газа со средним перепадом давления в НКТ. Таким образом характеризуется динамику потока в лифтовой колонне.

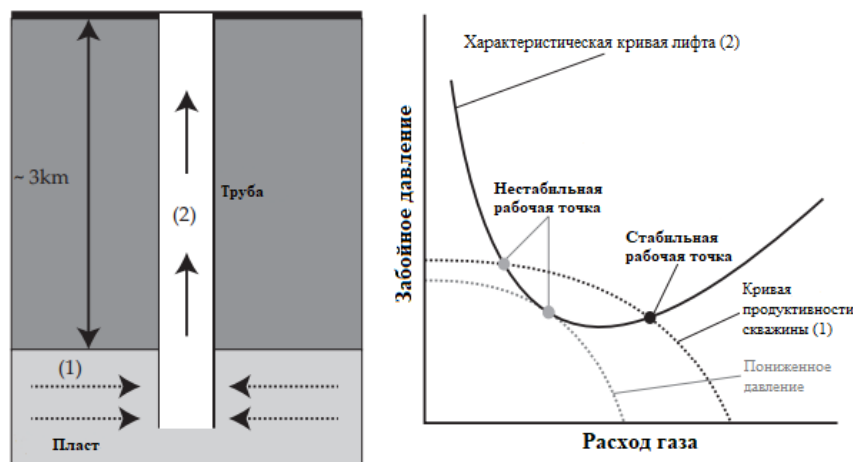


Рисунок 1.2 – Схема газовой скважины, отображающая две системы: (1) поток из коллектора на забой, представленный индикаторной диаграммой и (2) поток от забоя на устье, представленный характеристической кривой лифтовой колонны.

В результате, анализ двух систем позволяет определить состояние работы скважины с помощью интерпретации взаимодействия двух упомянутых кривых. Существует три основных варианта их взаимодействия, пример которых изображен на рисунке 1.3. В случае стабильной работы газовой скважины (рисунок 1.3, кривая 1) с дебитом $Q_{раб}$ значение ИД и характеристической кривой лифтовой колонны совпадают (кривые пересекаются). Стабильная добыча происходит только при дебитах газа выше минимума на характеристической кривой лифтовой колонны, в области значений параметров, где забой скважины не подвержен накоплению жидкости.

При увеличении устьевого давления начнет увеличиваться давление на забое, и характеристическая кривая лифта смещается вверх. При достаточно высоких устьевых и забойных давлениях кривые не будут иметь общих точек. В таком режиме система «пласт-скважина» работать не может: скважина задавливается водой (рисунок 1.3, кривая 3)

В предельном случае характеристические кривые пласта и лифта имеют одну общую точку касания, которая и определяет однозначно минимальный устойчивый дебит скважины, обеспечивающий вынос воды (рисунок 1.3, кривая 2).

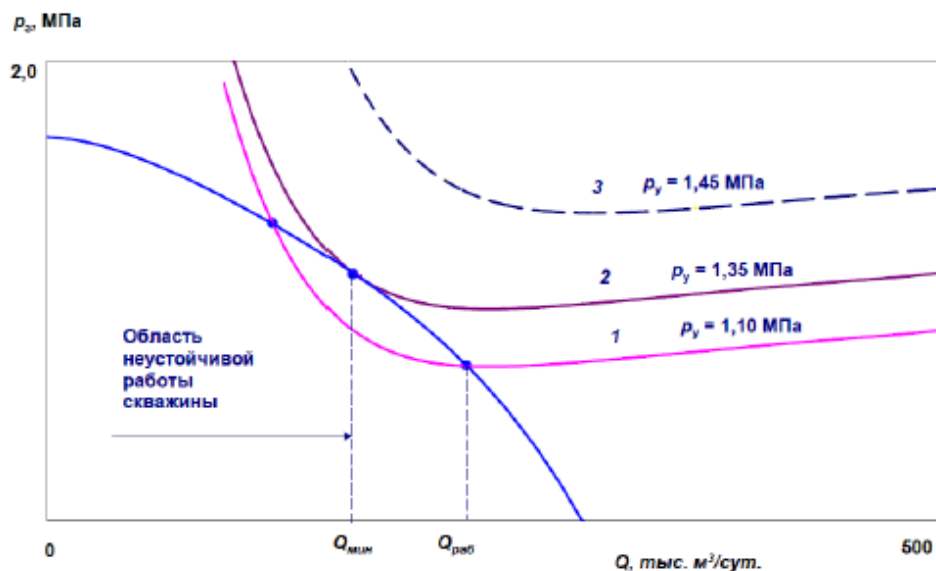


Рисунок 1.3 – Характеристические кривые лифтовой колонны (1, 2, 3) и индикаторная диаграмма пласта. Для устойчивой работы скважины давление на устье не должно превышать 1,35 МПа.

Таким образом, для определенного состояния ИД (т.е. определенного состояния продуктивного пласта) идентификация накопления жидкости на забое определяется при помощи характеристической кривой лифтовой колонны. В случае узлового анализа обеспечение стабильной работы скважины поддерживается за счёт регулирования характеристики лифта, таким образом даже при снижении пластового давления возможно достичь условий эксплуатации скважины без накопления жидкости.

Метод узлового анализа позволяет рассчитывать все параметры работающей с водой газовой скважины, включая потери в стволе при заданном режиме и граничные условия устойчивого выноса жидкости. Однако для использования этого метода необходимо иметь характеристику лифтовой колонны. За рубежом характеристику лифта получают с помощью корреляций, наборы которых используются в широко распространенных программных продуктах Eclipse, PipeSim, Olga и др. Однако, для российских месторождений Крайнего Севера характерны иные диапазоны физических параметров, чем те, экспериментальные исследования которых были положены в основу указанных корреляций.

Современное состояние исследований газожидкостного потока

Поскольку газожидкостные потоки встречаются во многих областях науки, данная тематика имеет значительный накопленный исследовательский опыт. Первые исследования предполагали визуальное наблюдение за потоком, что позволило выделить в потоке несколько различных режимов течения, которые описаны в работах Хьюитта и Холл-Тэйлора (1970).

Переходы между режимами течения были количественно определены в экспериментах и моделях для получения структурных карт. На этих картах структура потока может быть предсказана на основе дебитов газа и жидкости, свойств флюида и диаметра трубы. Эти карты потоков были разработаны для потока в горизонтальных (Тайтел и Даклер, 1976), наклонных (Барнеа и др., 1985) и вертикальных трубах (МакКвиллан и Уолли, 1985). Краткий обзор этих структурных карт потока приведен в обзорной статье Ченг и др. (2008).

Различные структуры потока, возникающие в вертикальных трубах, представлены на рисунке 1.4. Так, при больших скоростях газа наблюдается кольцевой режим течения, в котором газ является непрерывной фазой, а жидкость присутствует в качестве пленки на стенке трубы и в рассеянных капельках в газовой части потока. На границе пленки жидкости [26] имеются волны, которые можно разделить два типа волн. Первые – это мелкомасштабные волны, которые представляют собой небольшие капиллярные волны, которые непрерывно формируются и исчезают. Вторые - это боковые волны, которые являются много раз большими инерционными волнами, они непрерывны вдоль окружности трубы и когерентны вдоль большого осевого расстояния. Боковые волны имеют сложную структуру, состоящую из волн и струек меньшего размера. Боковые волны оказывают доминирующее влияние на межфазное трение между газовой и жидкой фазами и являются основной причиной перехода капель в газовую часть потока (Белт, 2007).

В кольцевом режиме течения жидкая пленка непрерывно перемещается вверх. Когда скорость газа уменьшается, в какой-то момент жидкая пленка начнет периодически перемещаться вниз. Это обозначает переход на четочно-кольцевой режим течения. По мере дальнейшего уменьшения скорости газа появляются большие азрированные волны, которые переносят жидкость вверх. Вслед за этими волнами вверх движется пленка жидкости, затем она меняет направление и течет вниз в следующую волну. Структура жидкой пленки для четочно-кольцевого режима гораздо более нерегулярна, чем для кольцевого режима [10].

При еще более низких дебитах газа существует переход к четочному режиму течения, в котором крупные пузырьки Тейлора чередуются с жидкими пробками. По мере дальнейшего снижения скорости потока газа существует пузырьковый режим течения, в котором рассеянные пузырьки находятся в непрерывной жидкой фазе.

Скопление жидкости на забое связано с переходом между кольцевым режимом и четочно-кольцевым. Поэтому основное внимание необходимо уделять именно этим режимам.

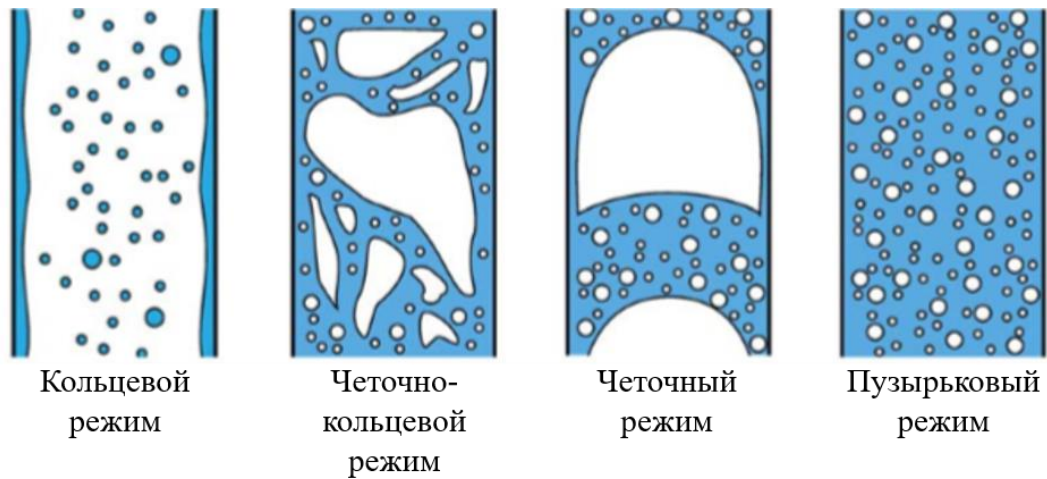


Рисунок 1.4 – Схема течений вертикального газожидкостного потока.

В газовой промышленности чаще всего для прогнозирования скопления жидкости на забое используется критерий Тернера [55]. Предполагается, что скопление жидкости на забое происходит, когда самые большие капли в потоке больше не могут перемещаться вверх потоком газа. Для этого требуется оценка размера этих крупных капель путем введения критического числа Вебера, которое представляет собой отношение инерции газа, действующего на капельку, и поверхностного натяжения:

$$We_{cr} = \frac{\rho_g u_g^2 d}{\gamma} = 30 \quad (1.1)$$

где ρ_g - плотность газа, u_g - скорость газа, d - диаметр капли, γ - поверхностное натяжение.

Как только критический диаметр капель известен, скорость газа, ниже которой происходит скопление жидкости на забое, достигается из баланса силы сопротивления и силы тяжести, действующих на каплю:

$$u_{sg} = \left(\frac{40(\rho_l - \rho_g)g}{\rho_g^2 C_D} \right)^{\frac{1}{4}} \quad (1.2)$$

где ρ_l - плотность жидкости, g - гравитационное ускорение, а C_D - коэффициент сопротивления (около 0,44 для больших капелек).

Критерий Тернера широко используется в газовой промышленности, для определения накапливания жидкости на забое газовых скважин. Однако итоговая зависимость критерия была получена эмпирическим путем в ходе анализа реальной

работы определенной группы скважин, вследствие чего применение этого критерия для скважин, работающих в других условиях, позволило установить его несовершенство. Так, согласно критерию Тернера, скопление жидкости на забое при воздушно-водяном потоке в атмосферных условиях прогнозируется при $u_{sg} \approx 14,5$ м/с, что, например, близко к скорости газа при переходе между четочно-кольцевым и кольцевым режимом течения ($u_{sg} = 15$ м/с), полученным в ходе лабораторных исследований Ван-Вестеда [18].

Также часто используется отношение для прогнозирования самозадавливания скважин именуемое критерием числа Фруда, предложенным Уоллисом (1969). Число Фруда - безразмерное число, обозначающее отношение инерционных сил, связанных с потоком газа и гравитационной силой, действующей на пленку жидкости. Отправной точкой смены направления течения потока является момент, уравнивания этих сил [77]:

$$Fr = \frac{\rho_g^{\frac{1}{2}} u_{sg}}{\left(gD(\rho_l - \rho_g)\right)^{\frac{1}{2}}} \quad (1.3)$$

Стоит заметить, что согласно данной зависимости, переход между кольцевым и четочно-кольцевым режимами течения, зависят от диаметра трубы, D .

Другим способом прогнозирования момента самозадавливания является использование критерия Кутателадзе (Ku), который учитывает силы инерции газовой фазы, поверхностного натяжения и подъемной силы. Переход происходит при:

$$Ku = \frac{\rho_g^{\frac{1}{2}} u_{sg}}{\left(g\gamma(\rho_l \rho_g)\right)^{\frac{1}{4}}} \quad (1.4)$$

Стоит заметить, что критерий числа Кутателадзе эквивалентен критерию Тернера (1.2), хотя критерий Тернера был получен из баланса сил на основе исследования критического размера капель, тогда как критерий Кутателадзе получен на основе смены направления движения пленки жидкости.

Рихтер (1981) утверждает, что критерий числа Фруда справедлив для прогнозирования накопления жидкости при малых диаметрах труб ($D < 0,05$ м), а критерий Кутателадзе является точным для труб большого диаметра ($D > 0,15$ м). Рихтер (1981) сопоставил баланс сил на жидкой пленке с полусферической волной, с помощью которой он получил выражение, справедливое для всех диаметров труб. В пределах малых и больших диаметров труб выражение Рихтера сводится к уравнениям (1.3) и (1.4) соответственно.

Однако представленные корреляции не дают хорошего понимания физики перехода между четочно-кольцевым и кольцевым режимами течения газожидкостной смеси. Так, критерий Тернера способен предсказать переход в вертикальной трубе 50 мм при атмосферных условиях, но прогнозирует капли диаметром около 7 мм, которые должны присутствовать в потоке, в то время как измерения показывают, что такие крупные капли не появляются в газовой части кольцевого потока. Рихтер сделал несколько смелых предположений при выводе своего выражения: он пренебрег изменением газожидкостного соотношения и предположил, что для самых больших волн на жидкой пленке сила давления и сила поверхностного натяжения находятся в балансе, тогда как для таких больших боковых волн инерция гораздо важнее, чем поверхностное натяжение.

В лаборатории Крамерса был проведен ряд исследований, связанных с изучением кольцевого режима течения и переходами между кольцевым и четочно-кольцевым режимами. Белт и др. [72] изучали пленку жидкости и капли при кольцевом режиме течения в вертикальных и наклонных трубах. Впоследствии, Кальтер [73] разработал технику внутренней визуализации для изучения границы раздела вода-воздух в кольцевом режиме течения в горизонтальной трубе, который был улучшен Холса также для изучения кольцевого режима в вертикальной трубе. Вблизи перехода между четочно-кольцевым и кольцевым режимами изменяется структура границы раздела воздух-вода, а также по мере уменьшения дебита газа начинает увеличиваться количество образующихся струек и капель. Холса [74] обнаружил несколько крупных капель, спрогнозируемых Тернером и др. вблизи границы раздела при четочно-кольцевом режиме. Однако при более поздних

измерениях на одной и той же экспериментальной установке Tolboom [75] было обнаружено увеличение размера капелек вблизи границы раздела около четочно-кольцевого перехода, но не настолько крупное увеличение, какое было предсказано Тернером и др. Эти исследования показывают, что рядом с границей, вероятно, имеются несколько крупных капель, которые близки по размеру с каплями, прогнозируемыми Тернером и др., но их количество настолько мало, что они не могут оказать большого влияния на поток.

Из предыдущей работы видно, что большие изменения в структуре границы раздела и увлечение размера капель являются ключевыми характеристиками для объяснения перехода между кольцевым и четочно-кольцевым режимами течения, а значит и прогнозированием скопления жидкости на забое скважины.

В работе [10] было выполнено подробное описание видов потока, поскольку они оказывают большое влияние на перепад давления и, следовательно, на форму и положение кривой ТРС. Для доказательства этого рассмотрим баланс сил на газовой части потока при кольцевом режиме течения в вертикальной:

$$-a_g \frac{\partial P}{\partial x} - a_g \rho_g g - F_i = 0 \quad (1.5)$$

где a_g – объемная доля газа, ρ_g – плотность газа, g – ускорение свободного падения, $\frac{\partial P}{\partial x}$ – перепад давления, а F_i – сила межфазного трения между газом и жидкой фазой на единицу объема и указывает на перенос импульса между двумя фазами.

Большая часть этой передачи импульса происходит на границе раздела между газом и пленкой жидкости на стенке трубы, и только небольшая часть - в связи с увлечением капель. Стоит обратить внимание, что между газовой фазой и стенкой трубы нет трения, так как стенка полностью покрыта пленкой жидкости. При кольцевом режиме течения с низкими соотношениями жидкость-газ объемная доля жидкости мала и, в связи с этим a_g лишь немного меньше единицы. Кроме того, гидростатическое давление газа незначительно. Поэтому можно сделать следующее приближение:

$$\frac{\partial P}{\partial x} \approx \frac{1}{a_g} F_i = f_i \frac{4}{D - 2\delta} \approx f_i \frac{4}{D} \frac{\rho_g u_g^2}{2} \quad (1.6)$$

Подобная зависимость похожа на перепад давления для однофазного потока в трубе с шероховатой стенкой. В уравнении (1.6) u_g - фактическая скорость газа в трубе. Наиболее важно, что f_i - коэффициент межфазного трения, который определяет строение границы раздела газ-жидкость, т.е. структурой и высотой пленки жидкости (аналогично для трубы с шероховатой стенкой коэффициент трения f определяется высотой и структурой рельефа шероховатой поверхности).

Структура кольцевого и четочно-кольцевого режимов течения весьма различна, что приводит к совершенно разному поведению фактора межфазного трения. При кольцевом режиме течения структура относительно слабо зависит от дебита газа, а перепад давления увеличивается с увеличением скорости газа. При четочно-кольцевом режиме, чем сильнее уменьшается скорость потока газа, тем быстрее структура потока становится более нерегулярной, что приводит к значительному увеличению f_i и перепада давления с уменьшением дебита интенсивности потока газа. Между ними на характеристической кривой лифтовой колонны есть минимум, который играет ключевую роль в процессе задавливания скважины.

Изучению двухфазных газожидкостных потоков применительно к месторождениям Западной Сибири посвящено множество работ ООО «Газпром ВНИИГАЗ» [21,23,25,26]. В данных работах получены результаты, повлиявшие на представление о гидродинамике вертикальных газожидкостных потоков и показавшие существенные отличия от результатов, полученных ранее международными научными коллективами. Противоречия обусловлены тем, что физические параметры, характерные для сеноманских газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений, имеют специфические особенности, такие как относительно низкое содержание жидкости в потоке ($ВГФ < 10^{-5}$), низкое пластовое давление (до 4 МПа), большие диаметры лифтовых колонн (114 мм и 168 мм) и др.

Так, на основе теоретического обоснования, подкреплённого большим количеством экспериментальных работ, было выявлено, что для условий сеноманских газовых скважин безразмерные потери давления i в устойчивом

вертикальном газожидкостном потоке можно представить в виде суммы двух независимых слагаемых, одно из которых определяется расходом газа и не зависит от расхода жидкости, а другое определяется расходом жидкости и не зависит от расхода газа [26]:

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

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления трубы для однофазного газа, k – безразмерный эмпирический коэффициент, а модифицированный параметр Фруда Fr^* и параметр С.Н. Бузинова Bu определяются формулами:

$$Fr^* = \frac{\rho_g}{\rho_l} \cdot \frac{u^2}{gd} \quad (1.8)$$

$$Bu = \left(\frac{\sigma}{\rho_l g d^2} \right)^{\frac{1}{2}} \cdot \left(\frac{w^2}{gd} \right)^{\frac{1}{3}}$$

где ρ_g – плотность газа при рабочих условиях; ρ_l – плотность жидкости; u – расход газа в рабочих условиях, приведенный к единице площади поперечного сечения трубы; g – ускорение свободного падения; d – диаметр трубы, w – средняя по сечению потока скорость жидкой фазы, σ – поверхностное натяжение на границе «газ – жидкость».

Для примера, подтверждающего автомодельность параметров (1.7) и (1.8), на рисунке 1.5 продемонстрирована экспериментальная зависимость безразмерных потерь давления от параметра Bu при $Fr^*=1,5$ при различных диаметрах труб, расходах жидкости от 2 до 500 л/ч и давлении от 0,3 до 3 МПа; из полученных результатов $k = 9,6$.

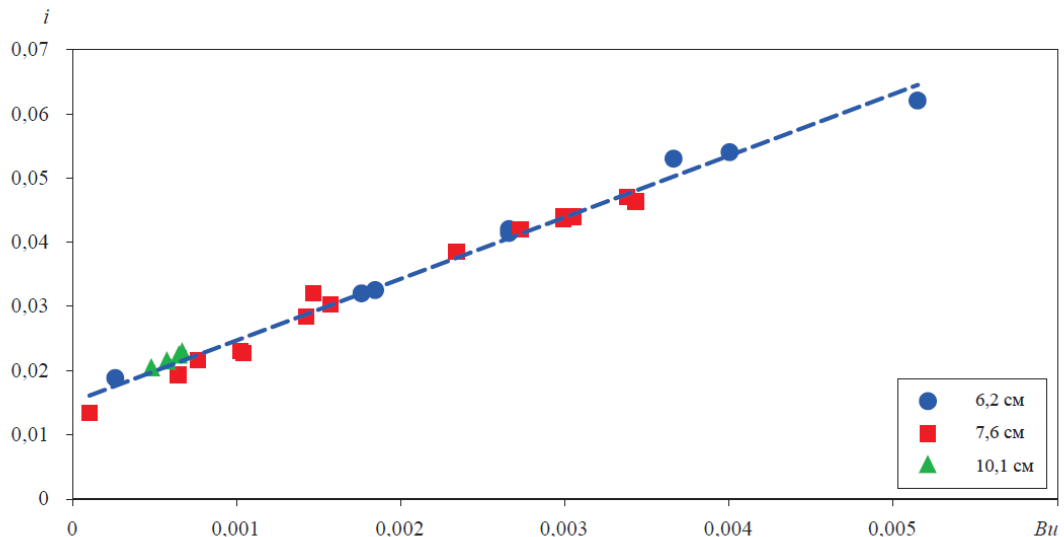


Рисунок 1.5 – Зависимость потерь давления от параметра Vu для труб разного диаметра.

Технологии эксплуатации низкодебитных газовых скважин

На сегодняшний день в России и мире существует множество технологий эксплуатации газовых скважин, работающих в режиме накопления жидкости. Среди подобных технологий наибольшее распространение получили:

- замена диаметра НКТ и эксплуатация скважин с использованием концентрической лифтовой колонны;
- эксплуатации скважин с использованием плунжерного лифта;
- использование мобильных компрессорных установок;
- циклическая закачка газа в затрубное пространство;
- применение погружных насосов различного типа;
- обработка скважин составами ПАВ.

Замена диаметра НКТ и концентрические лифтовые колонны

Одним из методов борьбы с обводнением скважин является замена НКТ на меньший диаметр. Замена проводится для создания условий выноса воды из лифтовых колонн - увеличения скорости потока газа. После спуска в скважину труб меньшего диаметра скважины работают с меньшим дебитом, жидкость в НКТ не скапливается в течение непродолжительного периода, после чего условия для удаления воды снова ухудшаются. Впоследствии данный метод был

модернизирован и для подъема газожидкостной смеси начали использовать концентрическую компоновку труб малого диаметра внутри колонны НКТ.

Технология автоматически управляемой эксплуатации скважин по концентрическим лифтовым колоннам в РФ и первый автоматический устьевой газопневматический комплекс для управления режимом работы скважины были разработаны во «ВНИИГАЗе». Блок контейнер для комплекса с приборами был разработан и изготовлен в СКБ «Газприборавтоматика». В составе комплексов использовались общепромышленные измерительные и регулирующие блоки пневмоавтоматики, для которых требовался очищенный от примесей и осушенный газ. Первый комплекс был установлен в 1966 году на устье скважины №32-п Пелагиадинского участка Северо-Ставропольского месторождения. С 1969 г. началось массовое изготовление и использование приустьевых газопневматических комплексов на газовых месторождениях. К началу 1975 г. только на Северо-Ставропольском месторождении около 40 скважин эксплуатировались с использованием комплексов, а дополнительная добыча газа за счет использования технологии превышала 10% от общей добычи газа со всего месторождения. Современная практика применения, на северных месторождениях, датируется сентябрь 2008 г. на Мендвезьем НГКМ на скважинах № 722 и № 814.

Преимущества технологии:

- продолжительный срок эксплуатации (гарантий срок до 50 лет);
- не подвержены коррозии;
- высокая надежность при механических перегрузках;
- непрерывный разовый спуск трубы;
- эффективное увеличение скорости потока до заданной величины;
- сокращение числа продувок ствола скважин с выпуском газа в атмосферу;

Недостатки технологии:

- большой объем работ по обслуживанию по сравнению с другими скважинами;
- снижение дебита скважины при частичном перекрытии межколонного пространства для обеспечения выноса жидкости по ЦЛК;

- в лифтовые колонны малого диаметра невозможно спускать забойные манометры, пластоиспытатели и гибкие колонны НКТ;
- высокие капитальные вложения необходимые для реализации добычи.

Модульные компрессорные установки

Одной из относительно новых технологий для решения данной проблемы является применение МКУ. Применение МКУ позволит поднять входные давления на ДКС и продлить тем самым работу промыслов в целом. При этом появится возможность гибкого регулирования скважин, в результате чего будут запущены простаивающие скважины, увеличится добыча газа и улучшится дренирование запасов залежи.

Данная технология позволит продолжить добычу низконапорного газа и достичь максимальной газоотдачи залежи. МКУ обеспечат эксплуатацию скважин до устьевого давления 0,15 МПа.

Внедрение подобных установок с их размещением на кустовых площадках имеет ряд достоинств, таких как легкость в транспортировке, неприхотливость в отношении климатических условий работы, вариативность в выборе установок с необходимыми производительными характеристиками и элементами компоновок, исходя из условий работы.

Перспективы применения такого рода технических устройств (МКУ) очень значительны. Обеспечивается принцип мобильности — после остановки скважин МКУ можно перевезти к ее новому месту работы. Это абсолютно новый подход к разработке нефтегазовых месторождений в России.

По степени автоматизации мобильная компрессорная установка превосходит имеющиеся на газопромысловых объектах технические устройства. Можно говорить об абсолютно автономной установке, работа которой происходит без присутствия обслуживающего персонала. Привлечение обслуживающего персонала необходимо только для выполнения работ по периодическому обслуживанию установки — один раз в год. Спектр использования такого рода устройств может быть очень широк — как на месторождениях, вступивших в стадию

падающей добычи, так и на вновь вводимых в разработку месторождениях отдаленных территорий.

Автономные, дистанционно управляемые из единой диспетчерской компрессорные блоки в газосборной системе месторождений низконапорного газа позволяют говорить об автоматизации работы всего добывающего комплекса "скважина-шлейф-газосборный коллектор". Путем подбора индивидуального режима работы скважин и шлейфов, а также их термобарических параметров возможно обеспечивать автономную эксплуатацию месторождений. Создание при помощи МКУ необходимого входного давления на ДКС позволит отказаться от регулярной замены сменных проточных частей (СПЧ) на заключительном этапе разработки месторождений.

В 2011 году на Вынгапуровском месторождении был запущен пилотный проект по вводу мобильных компрессорных установок в рамках опытно-промышленной эксплуатации. А уже в марте 2015 года ООО «Газпром добыча Ноябрьск» подписало договор о приобретении семи установок, которые разместят на четырёх площадках газосборной системы Вынгапуровского газового промысла. Это позволит продлить эксплуатацию промысла до конца 2021 г. несмотря на то, что уже сейчас коэффициент извлечения газа сеноманской залежи месторождения составляет более 84 %. К ключевым преимуществам и недостаткам можно отнести:

Преимущества технологии:

- увеличение объемов добычи газа и улучшение дренирования запасов залежи;

- неприхотливость в отношении климатических условий работы.

Недостатки технологии:

- высокий уровень эксплуатационных затрат;

- высокие капитальные вложения необходимые для реализации добычи.

Газлифт

Циклическая закачка газа в затрубное пространство также является одним из методов удаления жидкости с забоя газовых скважин и поддержания стабильной работы «самозадавливающихся» скважин. Осушенный газ после ДКС подается в

скважину для выноса жидкости. Технология имеет положительный опыт применения на Медвежьем НГКМ на скважинах № 928, 1022 и 1028.

Преимущества технологии:

- прекращение продувок скважин;
- увеличение дебита скважин и скорости газа в шлейфе до величин, обеспечивающих вынос жидкости.

Недостатки технологии:

- сильная зависимость объема закачки газа в затрубное пространство скважин от давления в шлейфе;
- дополнительные затраты на осушку и компримирование газа, подаваемого в затрубное пространство.

Плунжерный лифт

В последние годы интенсивно продолжает совершенствоваться оборудование для подъема жидкости из скважин с использованием энергии газа (плунжерный лифт). Разработаны новые конструкции плунжеров и средства для автоматического управления его работой. Определены предельные значения технологических параметров скважин, при которых целесообразно использование плунжерного лифта. Однако массового распространения плунжерный лифт пока не получил из-за периодически повторяющихся сбоев в работе по технологическим причинам и разрушения оборудования в результате больших ударных нагрузок.

В ООО «Газпром ВНИИГАЗ» разработана технология эксплуатации скважин с использованием летающих клапанов для удаления жидкости. Подъем жидкости из скважины производится составным летающим клапаном, который помещают в лифтовую колонну. Элементы летающего клапана - шар и корпус опускаются отдельно за счет избыточной массы. Далее шар и корпус, соединившись, поднимаются к устью скважины потоком газа и жидкости. Между корпусом и стенкой лифтовой колонны есть кольцевой зазор. Восходящий поток газа выдувает воду из зазора, поэтому исключена утечка жидкости к забою скважины во время подъема летающего клапана. Клапан поднимает всю жидкость к устью. В процессе цикла работы летающего клапана давление газа на забое скважины изменяется. Во

время подъема летающего клапана по лифтовой колонне под ним накапливается газ под избыточным давлением. После перелива жидкости через устье скважины и разделения элементов летающего клапана, давление на устье и на забое скважины уменьшается. Это приводит к залповому поступлению газа в лифтовую колонну с забоя скважины и из пласта. В течение 10-30 секунд этот газ движется с большой скоростью по лифтовой колонне. Жидкость, накопившаяся в призабойной зоне продуктивного пласта и кольцевом пространстве снаружи хвостовика лифтовой колонны, увлекается газом во время его залпового выброса, поднимается по хвостовику лифтовой колонны и задерживается над трубным ограничителем, поддерживаемая потоком газа. В процессе очередного цикла жидкость выносятся из скважины. Летающий клапан перемещается вверх-вниз по лифтовой колонне в режиме саморегулирования.

Установка оборудования плунжерного лифта проводится без глушения скважины и продолжается не более 30 минут. На пакере или на специальной муфте, расположенной на башмаке лифтовой колонны, устанавливается нижний ограничитель хода плунжера. Над буферной задвижкой устанавливается верхний ограничитель хода плунжера, служащий для механического разделения корпуса и шара.

Конструкция предлагаемого ВНИИГАЗ летающего клапана выгодно отличается от известных конструкций плунжеров: цилиндрический корпус клапана имеет минимально возможный вес за счет выполнения перепускного канала прямоточным. Так как при падении шар и корпус поочередно достигают трубного ограничителя, улучшаются условия работы трубного ограничителя. Сила удара о поверхность ограничителя меньше, чем плунжера.

Летающий клапан и его компоненты обладают специфическими гидравлическими характеристиками. При спуске его составные элементы имеют малое гидравлическое сопротивление. Во время падения нижний, отделяемый элемент, должен опускаться быстрее корпуса. Во время подъема нижний элемент не должен отделяться от корпуса, при подъеме летающего клапана не происходит «стекание» жидкости на забой скважины.

Переводу скважины на эксплуатацию с использованием летающих клапанов предшествуют подготовительные работы. Разработана технология на базе комбигазлифта, которая позволяет моделировать процесс работы летающего клапана для оценки целесообразности его использования на конкретной скважине. С использованием комбигазлифта определяют дебит газа, с которым скважина будет работать после перевода на эксплуатацию с летающими клапанами. Для этого в скважину периодически, с помощью обычной канатной техники, спускают, а затем поднимают клапанный разделитель комбигазлифта. Спуски-подъемы разделителя проводят с разными скоростями и на различные глубины. Во время спусков-подъемов измеряют дебит скважины, давление и температуру газа на устье. Такая технология позволяет определить дебит скважины и глубину установки трубного ограничителя хода летающего клапана с минимальными финансовыми и трудовыми затратами.

Главным условием, необходимым для использования технологии эксплуатации скважин с использованием летающих клапанов в эксплуатационных скважинах, является качество канала, по которому перемещается дополнительное устройство. Канал должен быть равнопроходным на всем пути движения в скважине от низа фонтанной колонны до верха фонтанной елки. Кроме того, все корпусные детали и изделия, используемые в интервале движения скважинного челнока от низа лифтовой колонны до верха фонтанной елки, должны располагаться соосно, т.е. иметь незначительное смещение осей (не более 0,5 – 1,0 мм) в зависимости от диаметра лифтовой колонны. Внешний вид оборудования, устанавливаемого на скважине, представлен на рисунке 3.7 и включает нижний ограничитель (обеспечивает остановку плунжера в нижней части лифтовой колонны), плунжерный лифт и верхний ограничитель (обеспечивает разделение шара и втулки).

Применение технологии плунжерного лифта на Медвежьем месторождении было начато в феврале 2006 года на скважине № 623.

Преимущества технологии:

- низкие капитальные затраты на внедрение технологии;

- увеличение объемов добычи газа и улучшение дренирования запасов залежи;

- возможность применения в лифтовых колоннах большого диаметра (до 168 мм) без снижения дебита скважины.

Недостатки технологии:

- большой объем работ по обслуживанию;
- частичное обледенение внутренней полости НКТ и ФА, препятствующее прохождению клапана;

- невозможность применения в скважинах, оборудованных фонтанной арматурой импортного производства.

Подбор оптимальной технологии эксплуатации «самозадавливающихся» газовых скважин в каждом конкретном случае требует отдельного рассмотрения и учёта ряда важных факторов, таких как конструкция скважин и устьевой обвязки, давление в пласте, на устье скважины и в системе сбора газа, состав скапливающегося флюида, газожидкостный фактор, наличие механических примесей и др. Также ключевую роль в принятии решения о внедрении технологий газодобывающие компании отводят экономической эффективности, которая формируется из капитальных вложений на внедрение технологии, эксплуатационных затрат и прибыли от извлечения дополнительной добычи газа.

1.2. Использование пенообразующих поверхностно-активных веществ при эксплуатации низкодебитных газовых скважин

Влияние ПАВ на газожидкостный поток

Среди ГТМ, направленных на поддержание стабильной эксплуатации низкодебитных скважин, в нашей стране среди прочих получила широкое распространение технология ввода в скважину пенообразующих поверхностно-активных веществ, которая отличается относительно низким уровнем капитальных вложений и высоким уровнем эффективности, в том числе экономической. ПАВ могут вводиться в скважину в виде твёрдых стержней или закачиваться в виде

жидких растворов. Накоплен значительный опыт применения ПАВ в различных регионах: на месторождениях Северного Кавказа, Краснодарского края, Оренбургской области, Крайнего Севера (Ямбургском, Уренгойском, Медвежьем и др.). [7,9].

С целью интенсификации добычи газа применяют несколько технологий удаления жидкости из скважины с использованием ПАВ:

- периодический ввод в скважину твердых пенообразователей с остановкой скважины (рисунок 1.6);

- периодическая закачка раствора ПАВ в трубное пространство НКТ в остановленной скважине;

- постоянная или периодическая закачка раствора ПАВ в затрубное пространство (скважина без пакера) без остановки скважины (рисунок 1.7);

- постоянная или периодическая подача раствора ПАВ по капиллярной трубке, спущенной на забой скважины (без остановки скважины) (рисунок 1.8).



Рисунок 1.6 – Твердые стержни ПАВ, используемые для вспенивания жидкости на забое газовых скважин.

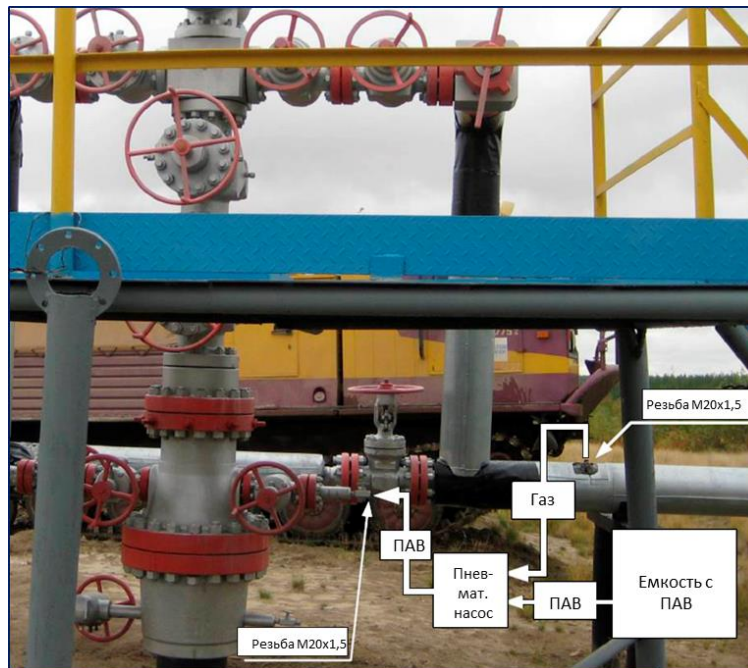


Рисунок 1.7 – Закачка раствора жидкого ПАВ в затрубное пространство скважины.

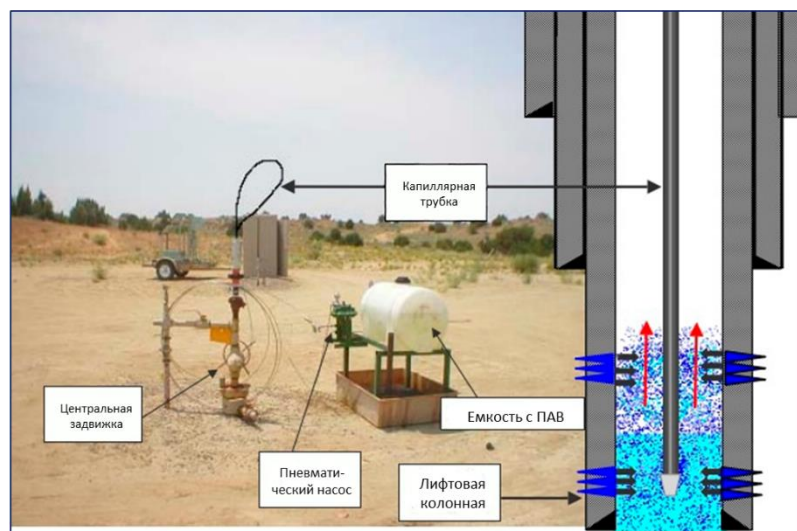


Рисунок 1.8 – Закачка раствора жидкого ПАВ по капиллярной трубке, спущенной в НКТ.

Технология обработки забоев скважин твердыми ПАВ заключается в следующем: перед обработкой скважину отработывают на "факел" и останавливают. В скважину вводят необходимое количество шашек и пускают ее в работу. Основные условия эффективного применения данного метода: наличие барботируемого столба жидкости, отсутствие интенсивного притока пластовых вод (не более $3 \text{ м}^3/\text{сут}$), низкая скорость газожидкостного потока у башмака лифтовых труб (менее 2 м/с).

Технология обработки ПЗП скважины жидким ПАВ в трубное пространство НКТ с остановкой скважины заключается в следующем: скважину обрабатывают на "факел" и останавливают, закачивают и продавливают в пласт с применением компрессора 2 м³ раствора ПАВ, затем скважину обрабатывают на "факел" в течение 12 ч и пускают в работу.

Технология обработки ПЗП скважины жидким ПАВ без остановки скважины предполагает порционную либо непрерывную подачу на забой скважины (с помощью капиллярной трубки либо через затрубное пространство) установленного количества раствора ПАВ, после чего проведение операции повторяется через равные временные промежутки [5].

Термин ПАВ является сокращением от поверхностно-активные вещества. ПАВ представляют собой молекулы с неполярной (гидрофобной) частью и полярной (гидрофильной) частью. Благодаря подобной структуре они могут адсорбироваться на границе раздела фаз воздух-вода. По мере увеличения концентрации ПАВ на поверхности раздела адсорбируется все большее их количество, что понижает поверхностное натяжение границы раздела фаз в 2-3 раза.

Однако, при достижении определенной концентрации ПАВ в растворе, происходит объединение молекул ПАВ в мицеллы в основной массе раствора. Концентрацию, при котором происходит подобное явление называют критической концентрацией мицелл (СМС). Мицелла представляет собой совокупность ПАВ, в которых гидрофобные хвосты молекул ПАВ защищены от водной фазы гидрофобными головками. Выше СМС поверхностное натяжение больше не уменьшается. Равновесное пространственное распределение ПАВ в растворе в зависимости от концентрации показано на рисунке 1.9. Более подробное обсуждение адсорбции поверхностно-активных веществ представлено в ряде работ, например, Майерс [78].

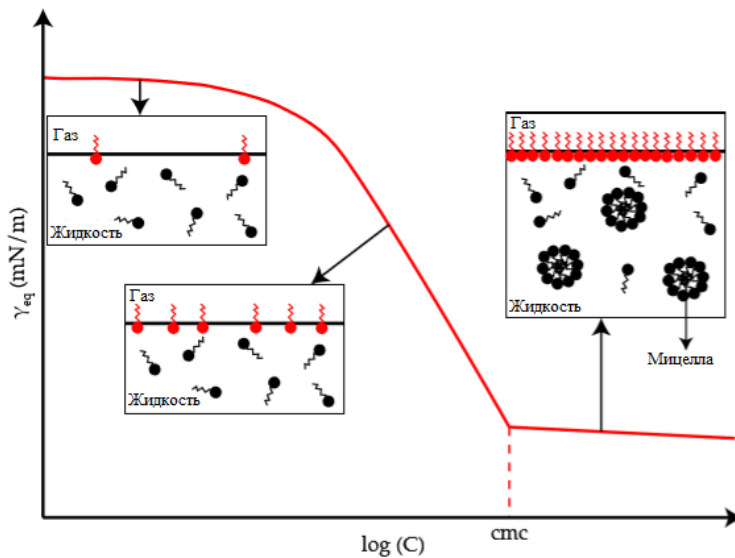


Рисунок 1.9 – Изменение поверхностного натяжения с увеличением концентрации ПАВ в результате адсорбции ПАВ на поверхности раздела воздух-вода.

Так как ПАВ требуется время для диффузии и адсорбции на границе раздела фаз, что уменьшает поверхностное натяжение воды, поверхностное натяжение вновь созданных поверхностей раздела поначалу равно поверхностному натяжению на границе «воздух-вода», однако со временем это поверхностное натяжение уменьшается. Скорость уменьшения определяется диффузионным коэффициентом ПАВ в воде и деталями процесса адсорбции. Временная зависимость поверхностного натяжения показана на рисунке 1.10.:

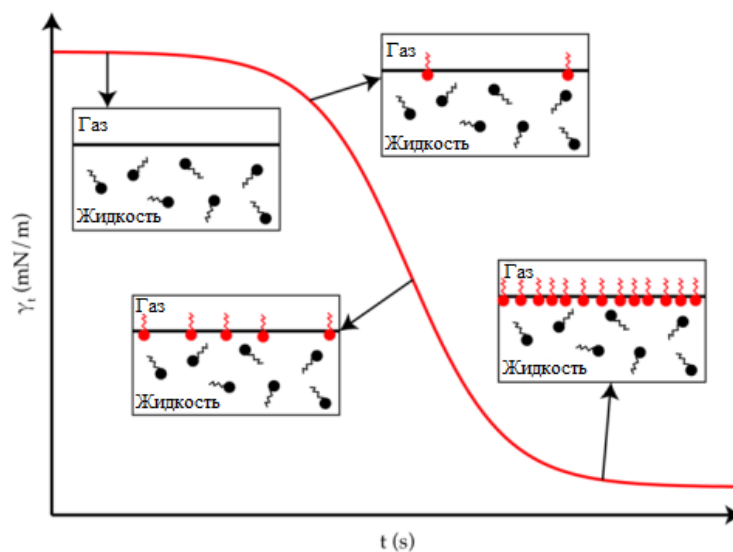


Рисунок 1.10 – График уменьшения поверхностного натяжения новообразованной границы раздела фаз воздух-вода во времени.

Динамика поверхностного натяжения способствует формированию устойчивой пены. Так, чистые жидкости не подвержены вспениванию, так как возмущения пленок жидкости необратимы, и пленки быстро разрываются. Поэтому пузырьки газа на границе чистой воды исчезают в течение короткого периода времени. Динамические эффекты ПАВ на границе раздела стабилизируют жидкостную пленку, и когда пленка локально растягивается и, следовательно, становится тоньше, увеличивается площадь поверхности пленки, что приводит к локальному уменьшению концентрации ПАВ на границе раздела. На данном участке местное поверхностное натяжение будет увеличиваться, что приведет к изменению градиента поверхностного натяжения. Площадь большего поверхностного натяжения будет притягивать жидкость, вызывая поток вдоль поверхности, пропорциональный градиенту поверхностного натяжения. Этот поток жидкости, согласно наблюдениям Марангони, направлен в сторону растянутой и разбавленной части жидкой пленки, что позволяет предотвратить разрыв пленки и, тем самым, стабилизирует пену [79].

Таким образом, при взаимодействии пенообразующего ПАВ, скважинного флюида и восходящего потока газа образуется пена, что характеризует снижение плотности газожидкостной смеси и снижение поверхностного натяжения жидкости, что в итоге приводит к снижению критической скорости газа, необходимой для удаления жидкости и очистки скважины. У нас в стране последнее время набирает распространение технология закачки жидких пенообразователей в скважину, которая в сравнении с вводом твердых стержней ПАВ позволяет обеспечить стабильную концентрацию реагента. Технология также рекомендуется к применению в случае, если значение минимального дебита скважины по газу для выноса жидкости превышает максимально допустимые значения дебитов, исключая абразивный износ оборудования и разрушение призабойной зоны пласта [3]. В таком случае закачка пенообразователя исключит скопление жидкости и дополнительно будет способствовать очистке забоя скважины от песка с помощью пены, исключит образование песчано-глинистых пробок.

Следует отметить, что проведенные в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» эксперименты с пенообразователями в вертикальном водогазовом потоке показали, что при добавлении ПАВ наблюдается смещение кривой ТРС влево (рисунок 1.11). При относительно малых скоростях газа потери давления уменьшаются, а при относительно больших скоростях газа возрастают. По мнению авторов статьи [6] не существует приемлемой теории, позволяющей проводить соответствующие технологические расчеты с учётом влияния ПАВ на характеристику газожидкостного подъёмника, этот вопрос имеет высокий уровень актуальности и подлежит дальнейшему изучению.

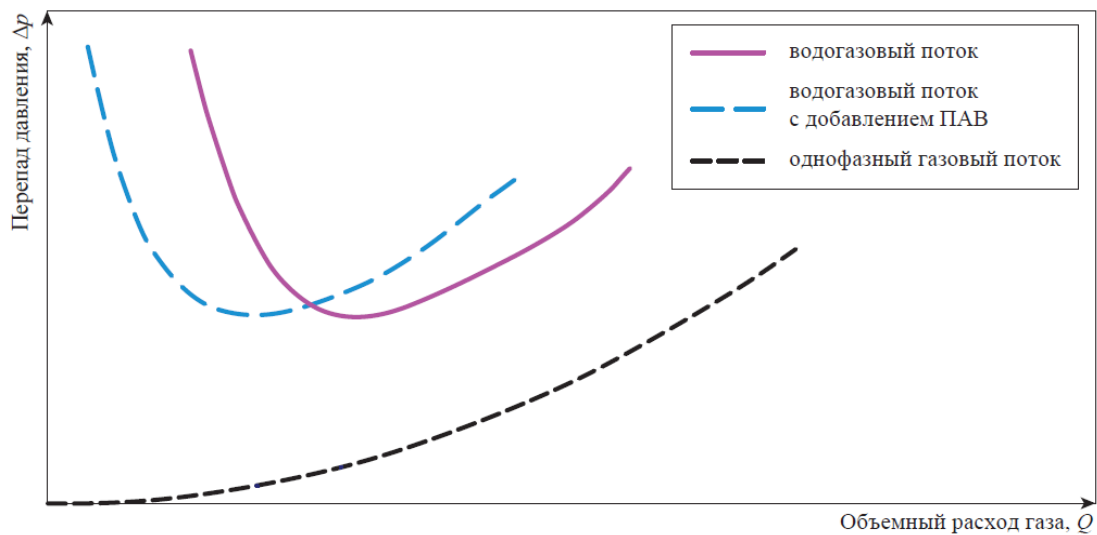


Рисунок 1.11 – Влияние ПАВ на характеристику лифта.

ТРС имеет минимум: при расходе газа выше этого минимума доминирующей составляющей общего перепада давления являются потери давления, вызванные силами трения, при расходе газа ниже этого минимума доминирующей является гидростатическая составляющая.

Конечно, может существовать только одно значение забойного давления, при котором наблюдается стабильная добыча газа. Это значение наблюдается в том случае, когда кривые IPR и ТРС пересекаются. Кроме того, стабильная добыча газа наблюдается, когда это пересечение происходит на при дебите газа в правой части от минимума ТРС. Эти рабочие точки показаны слева на рис 1.12 как для вертикального потока, так и для наклонного потока. На рисунке показано, что по мере снижения пластового давления IPR приближается к исходной точке, пока не

останутся стабильные рабочие точки. В этот момент скважина наполняется жидкостью.

Правый график на рисунке 1.12 иллюстрирует влияние поверхностно-активных веществ на ТРС для вертикального потока [10]. В данном случае, при больших расходах газа образующаяся пена приводит к увеличению межфазного трения между газом и жидкостью, а, следовательно, к увеличению перепада давления. При низких расходах газа малая плотность смеси в сочетании с большим объемом позволяет потоку газа легче переносить жидкость, что предотвращает накопление жидкости и обеспечивает низкий градиент давления.

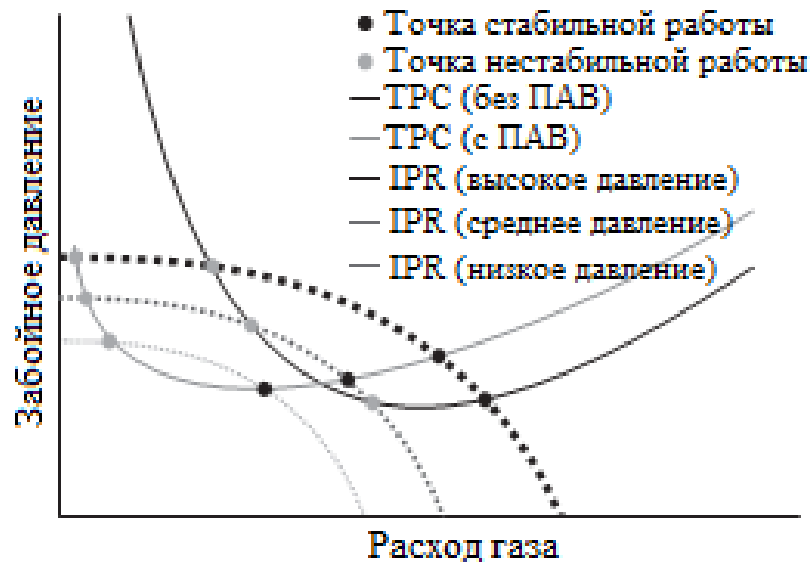


Рисунок 1.12 – Отношения кривых ТРС и IPR для газожидкостного потока в вертикальных трубах с использованием поверхностно-активными веществ и без них.

При чёточном режиме морфология водогазового потока гораздо более нерегулярна, чем в кольцевом потоке. Это приводит к существенному увеличению количества пены, так как почти вся вода участвует в процессе пенообразования. Пена имеет более низкую плотность, чем вода, поэтому средняя плотность пленки уменьшается после введения поверхностно-активных веществ. Малая плотность пленки позволяет ей легче переноситься потоком газа за счет увеличения средней скорости потока (и пленки). Поэтому толщина пленки увеличивается

пропорционально медленнее, чем уменьшается ее плотность. Это приводит к меньшей гравитационной силе, действующей на пленку. Увеличение же толщины пленки приводит к увеличению коэффициента межфазного трения по сравнению с кольцевым воздушно-водяным потоком без поверхностно-активных веществ. Поэтому введение поверхностно-активных веществ снижает гравитационную силу, действующую на пленку, и увеличивают силу межфазного трения, и, тем самым, смещают переход между четочным и кольцевым режимами течения на более низкие скорости газа. Как показано на рисунке 1.13, введение поверхностно-активных веществ в водогазовый поток может иметь два эффекта:

1. Плотность пены снижается достаточно, чтобы воздух перемещал пленку вверх, приводя к кольцевому потоку. Как и в воздушно-водяном потоке без поверхностно-активных веществ, градиент давления в кольцевом потоке зависит от расхода жидкости. Напряжения, действующие на пену, в результате гравитации и межфазного сдвига, часто меньше, чем предел текучести пены, что позволяет сохранять устойчивость пены на стенках трубы. Жидкость переносится вверх в волнах пены, движущимся вдоль стенок труб.

2. Плотность пены все еще слишком высока для того, чтобы перемещать жидкость (жидкостную пробку) потоком газа. Там все еще наблюдается четочный режим течения, с волнами пены вместо волн воды. Пена ведет себя как жидкость, так как напряжения на пене больше, чем предел текучести. Градиент давления не зависит от расхода жидкости, как в воздушно-водяном потоке без поверхностно-активных веществ и незначительно снижается лишь за счет низкой плотностью пены по отношению к плотности воды.

Если поверхностно-активные вещества способствуют переходу от четочного потока к кольцевому это не обязательно означает, что поверхностно-активные вещества также уменьшают градиент давления. По мере увеличения концентрации поверхностно-активного вещества образуется больше пены, а толщина пленки и сила межфазного трения увеличиваются. Как только сила межфазного трения превышает гравитационную силу, и возникает кольцевой характер потока, достигается оптимальная концентрация поверхностно-активного вещества и

дальнейшее увеличение концентрации может неблагоприятно сказываться на характере течения водогазовой смеси. Так, при концентрациях ПАВ выше оптимальной наблюдается увеличенное количество пены, что приводит к увеличению толщины пленки и еще больше увеличивает межфазное трение, а, следовательно, и градиент давления. Ниже оптимальной концентрации поверхностно-активного вещества плотность пены остается недостаточной, чтобы газ непрерывно осуществлял подъем жидкости, и характер движения смеси остается четочным.

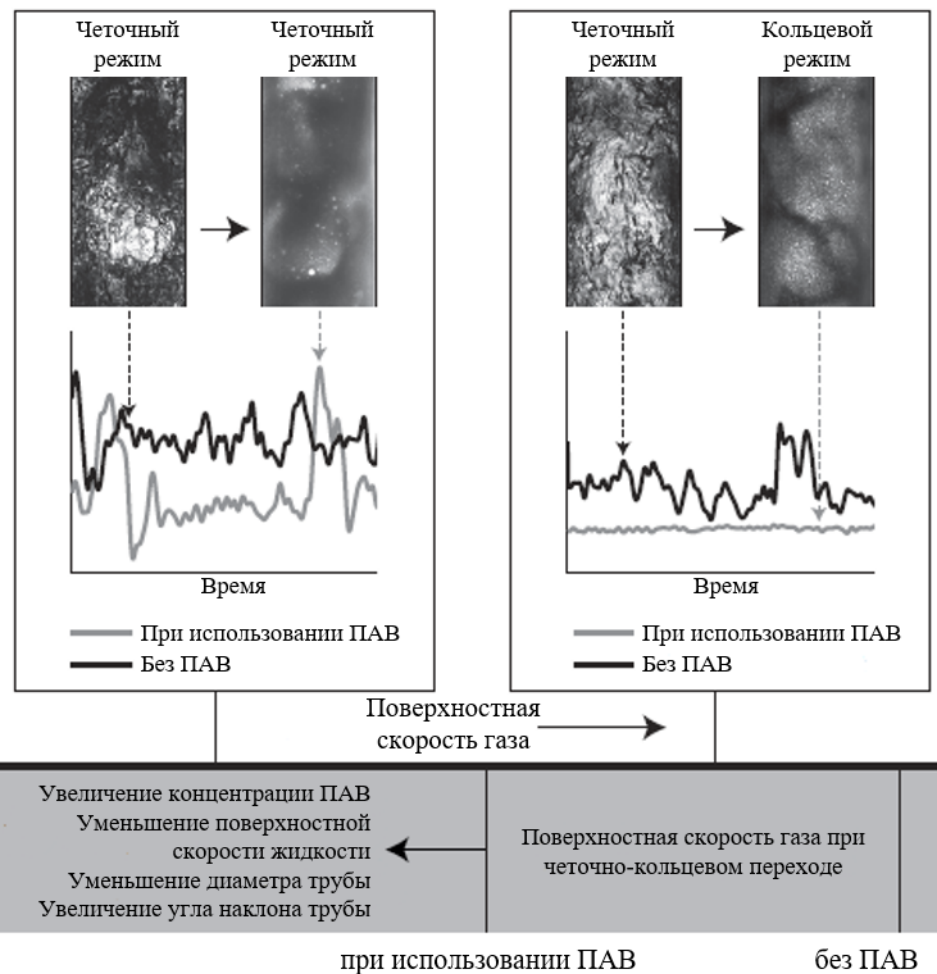


Рисунок 1.13 – Изображение, иллюстрирующее влияние поверхностно-активных веществ на поток водогазовой смеси.

Даже для невысоких скоростей газа, поверхностно-активные вещества способны изменять режим течения газожидкостной смеси и уменьшают градиент давления. При существенно низких скоростях газа поверхностно-активные вещества не могут стабилизировать поток в результате чего сохраняется четочный

режим с волнами пены. Однако из-за более низкой плотности пены по сравнению с водой поверхностно-активные вещества уменьшают средний градиент давления.

Таким образом, влияние ПАВ на переход между двумя режимами течения газожидкостного потока зависит от толщины пленки жидкости: при большей толщине пленки поверхностно-активные вещества не способны стабилизировать поток. Поэтому оптимальная концентрация ПАВ больше для больших поверхностных скоростей жидкости, больших диаметров и меньших поверхностных скоростей газа. Эти эффекты показаны на рисунке 1.13.

Современное состояние исследований газожидкостных потоков с пенообразующими ПАВ

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. 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 [12,13, 14, 15]. 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 передовых исследовательских работ, нацеленных на изучения поведения и моделирования установившегося пенного потока применительно к задачам газовой отрасли, выделяются несколько проектов [24, 16, 17]. В данных работах есть некоторые отличия в описанных при моделировании структурах кольцевого пенного потока. Так в работе [24] при описании структуры кольцевого газожидкостного потока с ПАВ выделяется плёнка пены вдоль стенки лифтовой колонны, без разделения на жидкостную и пенную части.

Эксперименты в работе [24] проводились при атмосферных условиях на сегменте, включающем колонну труб с внутренними диаметрами 34, 50 и 80 мм

(диаметры изменялись), длиной 12 м, расход воды составлял до 5 л/мин, скорость воздуха до 50 м/с. В качестве пенообразователя использовались ПАВ Trifoam 820 Block (Н/Д), SDS (Sodium Dodecyl Sulphate, анионоактивный ПАВ), СТАВ (катионоактивный ПАВ), Brij30 (неионогенный ПАВ), концентрация ПАВ варьировалась от 0 до 3 г/л. Также следует отметить, что исследования проводились как в вертикальном сегменте, так и в наклонно-направленном (до 20° относительно горизонтали), для визуального определения структуры многофазного потока и режима течения использовались видео- и фотофиксация потока (камера была установлена внутри трубы). Проведенная визуализация потока показала, что плёнка в кольцевом режиме течения состоит из слоя жидкости у стенки трубы и слоя пены между жидкостью и газовым сердечником (газовым ядром). Отмечено, что пена сначала образуется на гребнях волн (контакт газового сердечника и поверхности плёнки жидкости), а также при вовлечении газа в жидкость на границе раздела, а затем, по-видимому, образуется слой пены поверх жидкой пленки у трубы. Основными измеряемыми величинами, на основе анализа которых были получены зависимости, описывающие поведение пенного потока, были перепад давления в лифтовой колонне и фазовые содержания потока (содержание жидкости, пены, газа в потоке, содержания газа и жидкости в пене). Для этих измерений в трубе были установлены два быстрозакрывающихся клапана. Нижний клапан был расположен на расстоянии 100 диаметров трубы от входа потока в трубу, таким образом, что поток полностью стабилизировался при достижении нижнего клапана. Верхний клапан был расположен на расстоянии 20 диаметров трубы от выходного отверстия трубы для исключения его влияния на поведение потока. Соотношения для расчёта содержания фаз в потоке имеют вид [18]:

$$1/\langle \Gamma_f \rangle = 1 - [1 + f_s C (E_1 U_{sg}^2 e^{-E_2 U_{sg}} + E_3)]^{-1} \quad (1.9)$$

$$\delta_{lub,min} = E_4 + E_5 \max \left(0, \frac{U_{sg} - U_{Turner}}{U_{Turner}} \right) \quad (1.10)$$

$$\Gamma_{foam} = 1 - \frac{(1 - \langle \Gamma_f \rangle) (D^2 - (D - 2\delta_f)^2) - (D^2 - (D - 2\delta_{lub})^2)}{(D - 2\delta_{lub})^2 - (D - 2\delta_f)^2} \quad (1.11)$$

$$U_{Turner} = \sqrt[4]{\frac{40(\rho_l - \rho_g)\sigma g}{\rho_g C_D}} \quad (1.12)$$

где $\langle \Gamma_f \rangle$ – среднее качество плёнки пены и жидкости (газосодержание), которое зависит от U_{sg} – скорости газа и концентрации пенообразователя – C , f_s – коэффициент масштабирования для концентрации пенообразователя (определён для конкретного типа пенообразователя на основе стендовых экспериментов), δ_{lub} – толщина плёнки жидкости, которая вычисляется итерационно и изначально принимается равной минимальной толщине – $\delta_{lub,min}$, δ_f – толщина плёнки пены, D – внутренний диаметр лифтовой колонны, $E_1, E_2 \dots E_5$ – константы, определенные на основе стендовых экспериментов, U_{Turner} – критическая скорость газа по Тёрнеру, которая зависит от ρ_l , ρ_g – плотностей жидкости и газа, σ – поверхностного натяжения жидкости, g – ускорения свободного падения и C_D – коэффициент сопротивления для сферической формы капли.

При реализации проекта, проводимого компанией TNO (Нидерланды) [18], использовалась часть экспериментальных данных, полученных в вышеупомянутом исследовании, а часть была получена при выполнении дополнительных экспериментов на том же стенде. Полученные зависимости для расчёта содержания фаз в потоке имеют следующий вид [28]:

$$\langle \Gamma_f \rangle = \max \left(0, \Gamma_{f,max} \left[1 - \frac{\delta_{f,c} - \delta_0}{\delta_f - \delta_0} \right] \right) \quad 1.13$$

$$\delta_{f,c} = K_1 D \quad (1.14)$$

$$\delta_0 = K_2 \Gamma_{f,max} D \quad (1.15)$$

$$\Gamma_{f,max} = K_3 \ln(C/C^*) \quad (1.16)$$

где $\langle \Gamma_f \rangle$ – качество плёнки пены (газосодержание), δ_f – толщина плёнки пены, $\delta_{f,c}$ – критическая толщина плёнки пены (при значении толщины ниже критической не происходит захвата газа в жидкую пленку, и качество пленки равно нулю), $\Gamma_{f,max}$ – максимальное значение качества плёнки пены, которое увеличивается с концентрацией пенообразователя – C , D – внутренний диаметр лифтовой колонны,

C^* , K_1 , K_2 , K_3 – константы, определённые на основе стендовых экспериментов для конкретного типа пенообразователя, δ_0 – переменная для моделирования.

Авторы отмечают, что погрешность расчетов по приведенным формулам может составлять величину порядка 40%.

Среди отечественного опыта исследований газожидкостных потоков с ПАВ можно выделить работу [23]. Экспериментальные работы проводились на установке, состоящей из вертикальных труб длиной 30-33 м, диаметром 40, 50 и 63 мм. Опыты проводились при атмосферном давлении и значении приведённого параметра Фруда (Fr^*) от 50 до 600. В качестве пенообразователя использовался первоцелл, концентрация которого в водных растворах составляла от 0,05 до 4 %. В работе показано, что при малых расходах газа применение ПАВ улучшает работу газовых скважин, но при относительно высоких значениях расхода газа добавление ПАВ в скважину приводит к увеличению гидравлических сопротивлений. Установлено, что наименьшее сопротивление обеспечивается при определённой, оптимальной, концентрации ПАВ. По результатам работ не было разработано расчётных моделей для определения значений перепада давления и фазовых соотношений в пенном потоке.

Выводы по разделу 1

1. Проблема обводнения и «самозадавливания» газовых скважин является одной из наиболее актуальных в области добычи природного газа; актуальность данной проблемы также возникает при эксплуатации сеноманских газовых скважин месторождений Западной Сибири.

2. Анализ существующих технологий эксплуатации низкодебитных газовых скважин показывает, что ввод в скважину пенообразующих поверхностно-активных веществ является широко распространенным и одним из наиболее эффективных способов решения проблемы.

3. На сегодняшний день в мировой и отечественной практике отсутствует опыт использования автоматизированных систем закачки ПАВ, основанных на онлайн-мониторинге ключевых параметров работы скважины и способных адаптироваться к изменениям их значений.

4. Анализ опыта исследований газожидкостных потоков с пенообразователями показывает недостаток экспериментальных работ, нацеленных на изучение пенного потока при различном давлении, с последующим построением расчётных моделей перепада давления и фазовых соотношений.

2. ИССЛЕДОВАНИЯ ГАЗОЖИДКОСТНЫХ ПОТОКОВ С ПЕНООБРАЗОВАТЕЛЕМ

Анализ работ показывает, что экспериментальные исследования газожидкостных потоков с пенообразующими поверхностно-активными веществами проводились при атмосферном давлении. Но по глубине газовых скважин давление изменяется и на забое может достигать значения, значительно превышающего 0.1 МПа. В то же время известно, что давление оказывает существенное влияние на свойства пены, например, пена становится существенно устойчивее с ростом давления [31], значение которого влияет на скорость диффузионных процессов, происходящих между пузырьками пены различного размера при её разрушении (рисунок 2.1).

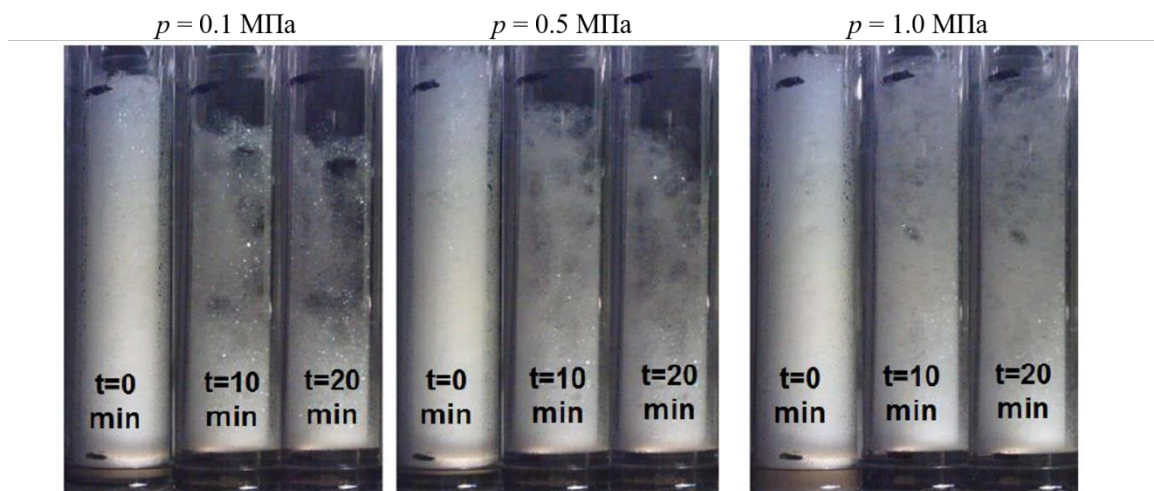


Рисунок 2.1 – Процесс распада пены, полученной при пропускании газа со скоростью 0,05 м/с через раствор воды с ПАВ концентрацией 2 г/л.

В этой связи, была разработана методика исследования газожидкостного потока с ПАВ при различных значениях давления. Экспериментальные исследования проводились на специализированном стенде [32], имитирующего участок ствола газовой скважины. Принцип работы стенда представлен в пункте 2.2. данной работы.

2.1. Подбор типа и концентрации ПАВ

В качестве подготовительного этапа для проведения дальнейших экспериментальных исследований нами был изучен химический состав воды, которая в дальнейшем использовалась для приготовления водных растворов.

Водные растворы готовили на технической воде г. Тюмени, отобранной по адресу: г. Тюмень, ул. Новаторов, 12/5. Ионный состав указанной воды представлен в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Ионный состав технической воды

Химический элемент	Cl^- , мг/л	HCO_3^- , мг/л	Na^+ , мг/л	Mg^{2+} , мг/л	Ca^{2+} , мг/л
Техническая вода с минерализацией M = 460 мг/л	11	323	16.7	18.4	59

Обширный класс поверхностно-активных веществ способен выступать в роли универсальных пенообразователей в процессах интенсификации нефти и газодобычи. В настоящее время наиболее применяемой классификацией ПАВ является классификация ПАВ по заряду гидрофильных (ионогенных) групп, в соответствии с которой их можно распределить следующим образом: катионные КПАВ, анионные АПАВ, неионогенные ПАВ и амфолитные.

Неионогенные ПАВ – второй по распространенности класс ПАВ после анионных. В качестве гидрофобных групп они содержат полиэфирные или полигидроксильные фрагменты (производные многоатомных спиртов – полиолов). Наиболее широко используются оксиэтилированные производные спиртов диалкилфенолов, ПАВ ОП-10, $C_9H_{19}C_6H_4O(C_2H_4O)_{10}OH$. Причина их популярности заключается в простоте и низкой стоимости производства. В то же время они практически не подвержены какому-либо, в том числе химическому, воздействию со стороны минерализованных (пластовых) вод и используются в скважинах с неизвестной минерализацией воды [28].

Целенаправленно поверхностно-активное вещество ОП-10 использовалось в

том виде, в каком оно было получено, для воспроизведения реальных технических смесей поверхностно-активных веществ, которые обычно встречаются в практических применениях.

Равновесное поверхностное натяжение пенообразующих растворов измеряли по методу кольца дью Нуи или пластины Вильгельми на тензиометре К100 (Krüss GmbH, Германия) при $T = 20^\circ \text{C}$. Чтобы определить критическую концентрацию мицеллообразования (ККМ), измерили поверхностное натяжение как функцию времени (до 28 с) растворов поверхностно-активных веществ с концентрацией от 10 мг/л до 200 мг/л с использованием тензиометра по методу кольца дью Нуи или пластины Вильгельми. Значения $\sigma(t)$ были использованы для построения зависимости и для определения равновесного поверхностного натяжения при данной концентрации поверхностно-активного вещества из точки пересечения линейной зависимости на этом графике при $t \rightarrow \infty$. Зависимость поверхностного натяжения растворов ОП-10 от их концентраций показана на рисунке 2.2. Из изотермы видно, что критическая концентрация мицеллообразования $\text{CMC} = 65$ мг/л, а поверхностное натяжение, соответствующее ей $\sigma(t) = 34$ мН/м.

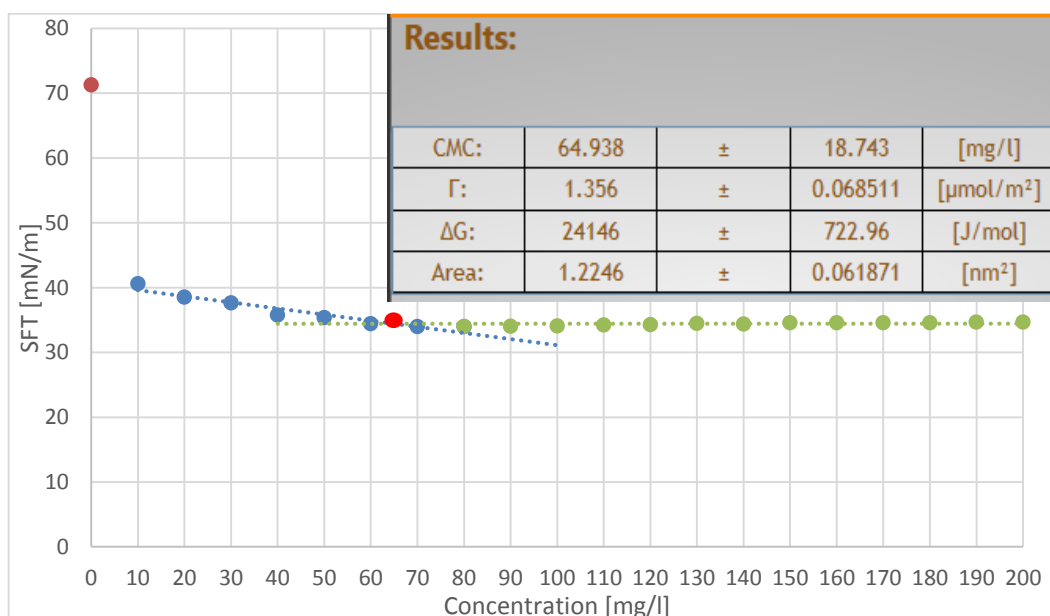


Рисунок 2.2 – Изотерма поверхностного натяжения для неионогенных ПАВ - ОП-10.

Пенообразующая способность растворов возрастает с увеличением концентрации ПАВ, так как происходит уменьшение значения поверхностного

натяжения. Поэтому наилучшая вспениваемость растворов наблюдается при критической концентрации мецеллообразования и более высоких концентрациях ПАВ. Это подтверждают данные работы [27, 29]. Полученные значения критических концентраций мицелл позволили подобрать концентрации растворов ПАВ для лабораторных экспериментов по вспениванию.

Пенообразование исследуемых растворов мы определяли с помощью верхнеприводной лабораторной мешалки с пропеллерной 4-х лопастной насадкой, которая образует осевой поток (Рисунок 2.3).

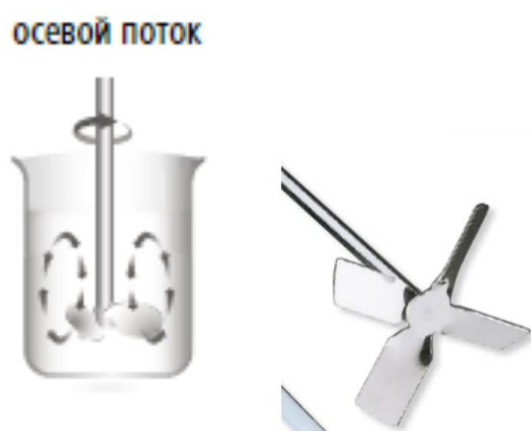


Рисунок 2.3 – Пропеллерная 4-х лопастная насадка.

Аппарат (Рисунок 2.4) позволяет перемешивать раствор сверху донизу. Создает в сосуде локальные усилия сдвига и аксиальный поток. Количество оборотов задается через панель управления в начале каждого эксперимента. В наших экспериментах число оборотов составляло 1500, а время перемешивания 60 сек., объем раствора ПАВ составлял 100 мл. Для каждой концентрации поверхностно-активного вещества было выполнено не менее 3 измерений.



Рисунок 2.4 – Верхнеприводная лабораторная мешалка.

Пенообразующую способность исследуемых растворов характеризовали по объему пены, полученного в растворе. Это количество пены, выраженное ее объемом, которое образуется из постоянного объема раствора при соблюдении определенных условий в течение данного времени. Все эксперименты проводились при $T = 20^{\circ}C$ и времени вспенивания 60 сек.

Для анализа склонности к пенообразованию и стабильности полученной пены были приготовлены 5 растворов с различной концентрацией ($C_1 = 20$ мг/л; $C_2 = 40$ мг/л; $C_3 = 60$ мг/л; $C_4 = 180$ мг/л; $C_5 = 300$ мг/л). Анализ проводился на верхнеприводной лабораторной мешалке. Пена в данном случае создается за счет перемешивания. Каждый образец содержал 100 мл раствора. Столб пены формировался за счет перемешивания пропеллерной мешалкой раствора в течение 60 секунд. За это время образовывалось порядка 10 см пены в зависимости от концентрации, а уровень жидкость снижался.

Формирование пены занимает всего 60 сек. Процесс разрушения пены более длителен. На стадии формирования пены (60 секунд) мы определяем:

- Объем пены. Отмечено, что после отключения мешалки столб пены увеличивается еще 3-4 секунды. Это время подъема последних пузырьков воздуха через толщу пены, что приводит к увеличению столба пены.

- Качество пены — это отношение объема газа в пене к общему объему пены.

Результаты исследований представлены в таблице 2.2, а также на рисунках 2.6 – 2.9 [82].

Таблица 2.2 – Результаты исследований по вспениванию водных растворов ОП-10 с помощью верхнеприводной мешалки.

ОП-10	C₁	C₂	C₃	C₄	C₅
Объем пены, мл	20	30	35	60	80
Объем жидкости в пене, мл	0,5	2	5	15	20
Объем газа в пене, мл	19,5	28	30	45	60
Объем невспененной жидкости, мл	99,5	98	95	85	80
Качество пены, д.ед.	0,975	0,933	0,857	0,75	0,75
Время отделения 50% жидкости из пены, сек	>600	>600	>600	192,6	107,4

Пример образца раствора ОП-10 с концентрацией 300 мг/л показан на рисунке 2.5.



Рисунок 2.5 – Пример образца раствора ОП-10 с концентрацией $C_5=300$ мг/л.

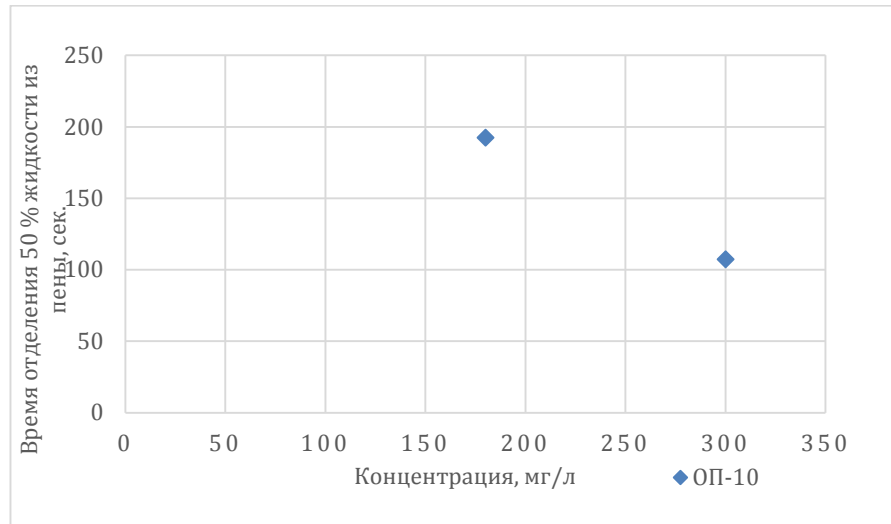


Рисунок 2.6 – Зависимость стабильности пен от концентрации при 20⁰С.

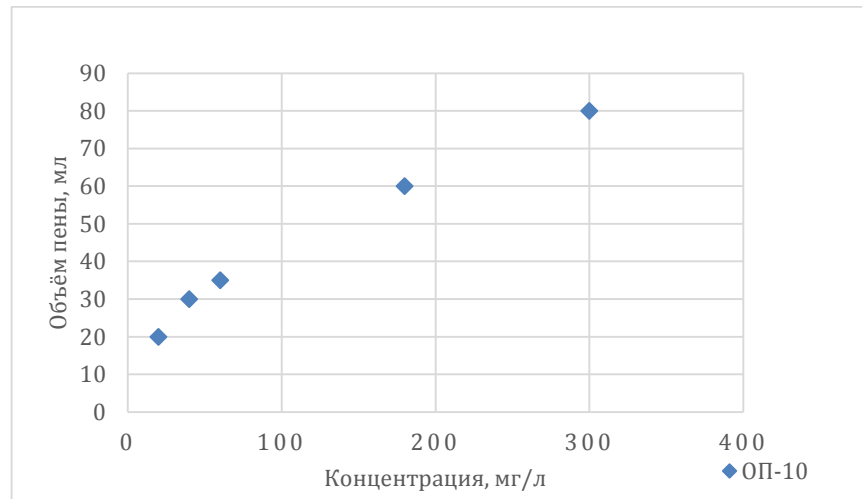


Рисунок 2.7 – Зависимость объема пены от концентрации.

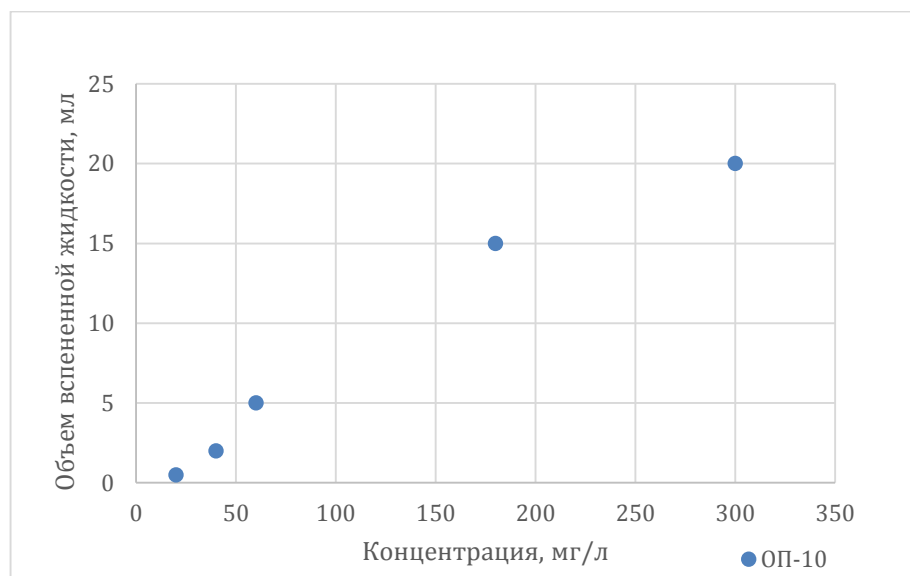


Рисунок 2.8 – Зависимость объема жидкости в пене от концентрации.

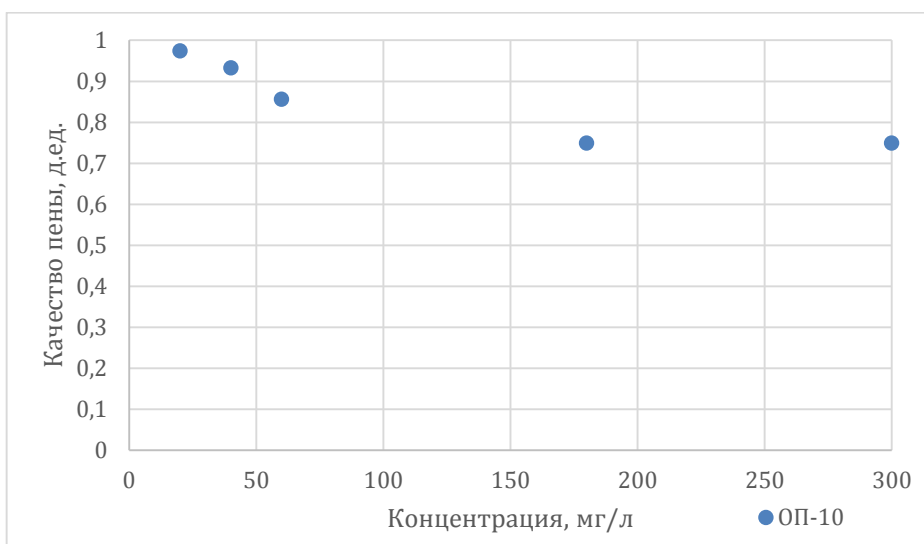


Рисунок 2.9 – Зависимость качества пены от концентрации.

Результаты показали, что все полученные пены из водных растворов ОП-10 хорошо насыщены газом (имеют значение качества более 0,5). Пены такого типа менее текучи, имеют тонкие плёнки и могут подвергаться большим деформациям, находятся в относительно устойчивой форме, рисунок 2.10 [28].



Рисунок 2.10 – Зависимость предела текучести пен от их качества.

Из проведенных лабораторных опытов можно сделать вывод, что для экспериментальных исследований газожидкостных потоков с ПАВ на специализированном стенде рекомендуются к использованию растворы с неионогенным ПАВ (ОП-10) при концентрациях от 60 до 300 мг/л. Данные растворы показали удовлетворительную или хорошую способность к образованию стабильных пен, а указанный пенообразователь является доступными и недорогостоящими, что является положительным фактором при их использовании его для удаления жидкости из газовых скважин.

2.2. Методика проведения экспериментальных работ, особенности экспериментального Стенда и параметры измерительных приборов

Исследования проводились на «Экспериментальном стенде для исследования газожидкостных потоков с пенообразователями» (далее Стенд или Установка, патент на изобретение РФ RU 2654889). Установка предназначена для проведения экспериментов, связанных с имитацией динамических процессов, происходящих в газовой скважине, работающей с жидкостями, в том числе находящимися во взаимодействии с ПАВ и другими неагрессивными химическими веществами и получение цифровых данных. С помощью Установки воспроизводятся физические условия схожие с условиями сеноманских газовых скважин месторождений падающей добычи.

Основные характеристики Установки приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Параметры Установки

Наименование	Единица измерения	Фактические параметры
Длина колонны лифтовых труб	м	7
Внешний/внутренний диаметр лифтовых труб	мм	50/42
Рабочее давление в системе (не более)	МПа	1,5
Рабочий диапазон температуры (не более)	°С	50
Максимальная скорость газа при давлении 1.5 МПа	м/с	10
Объемный расход жидкости (не более)	л/ч	300
Рабочие среды	Вода, раствор ПАВ, воздух	

На рисунке 2.11 приведена схема Установки, на рисунке 2.12 изображены основные узлы Стенда.

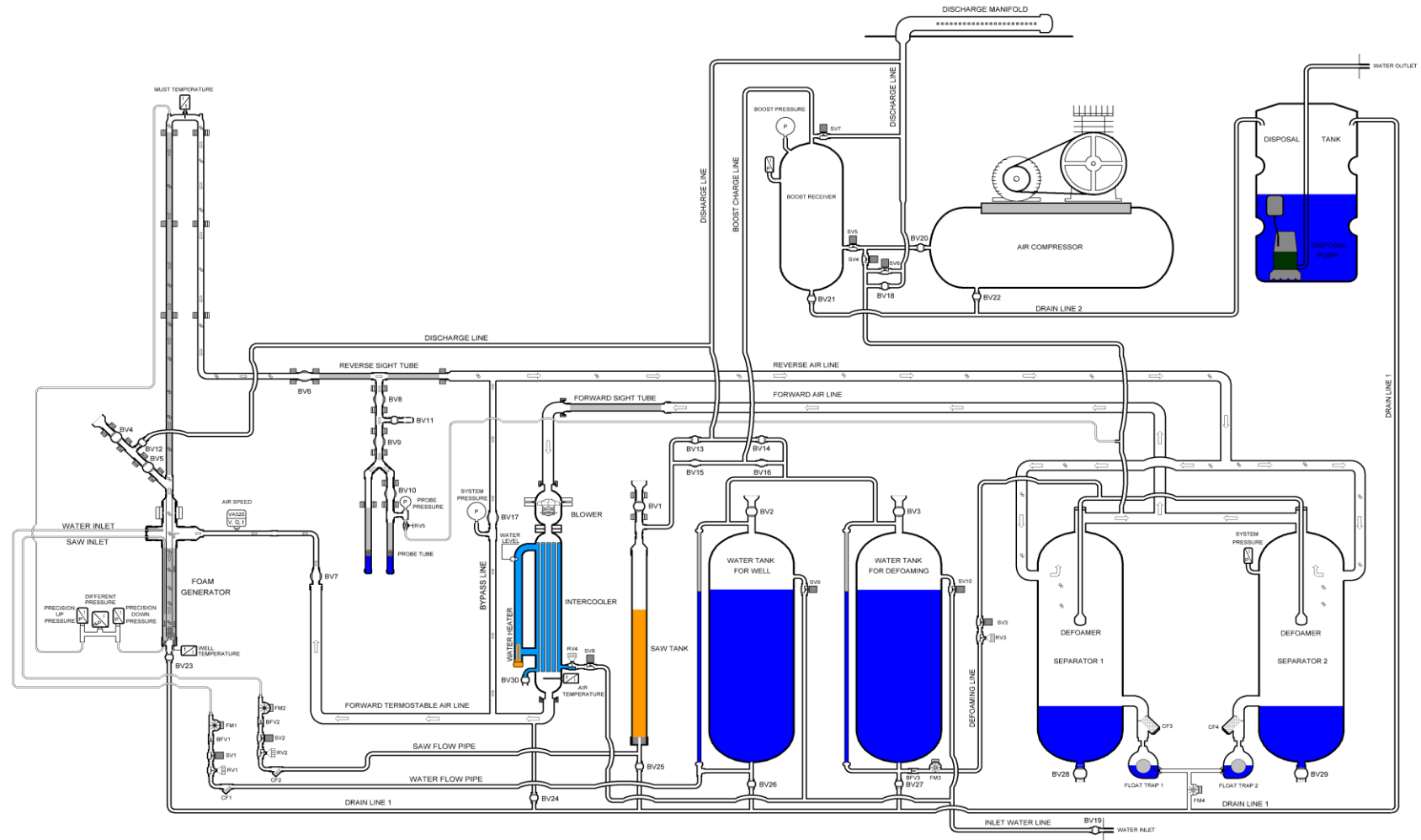


Рисунок 2.11 – Функциональная схема Установки (BFV- обратный клапан, BV- кран шаровый, CF – фильтр грубой очистки, FF – фильтр тонкой очистки, FM – турбинный расходомер, RV – регулирующий вентиль, SV – электромагнитный соленоидный клапан, PI – датчик избыточного давления, TI – термопреобразователь)

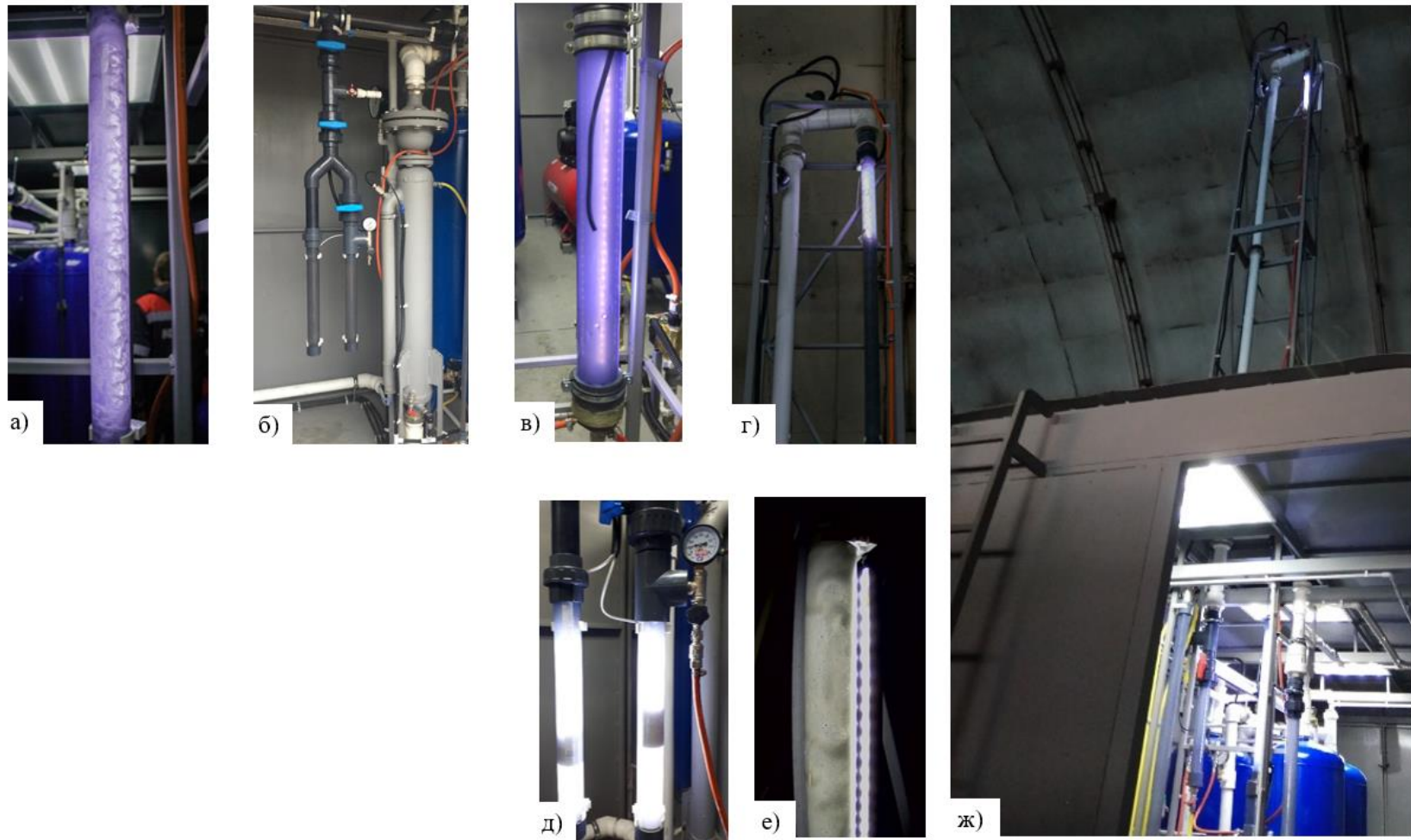


Рисунок 2.12 – Фото узлов Установки: а) нижний участок лифтовой колонны; б) узел отбора пены, циркуляционный нагнетатель воздуха и блок термостабилизации потока воздуха; в) забой и узел ввода жидкости (имитационный раствор минерализованной воды и ПАВ); г) верхний участок лифтовой колонны и видеофиксация потока; д) узел отбора пены; е) видеофиксация потока пены; ж) общий вид Стенда.

При разработке методики проведения экспериментальных работ учитывался опыт международных и отечественных исследовательских проектов на проточных установках, имитирующих сегмент газовых скважин [16, 17, 24, 25].

Подготовка Стенда к эксперименту

Для наведения растворов использовалась вода из общей линии подачи, имеющейся на производственном объекте, последовательно прошедшая через фильтры грубой и тонкой очистки. Осуществлялся набор воды в пластиковый бак объёмом 200 л, затем вода подогревалась до температуры 20 °С, далее взвешивался и добавлялся ПАВ для достижения необходимой концентрации. После тщательного перемешивания и растворения ПАВ раствор с помощью насоса перекачивался в соответствующие ёмкости Стенда.

Перед проведением экспериментов заполняется ёмкость, предназначенная для раствора воды и ПАВ. Включаются системы термостабилизации жидкости, которая функционирует с помощью ТЭНов и датчиков температуры, и термостабилизации потока воздуха, которая функционирует с помощью ТЭНов, датчиков температуры и теплообменника (система труб, заполняемых при необходимости автоматически холодной водой). Происходит проверка системы поддержания давления, которая состоит из компрессора, датчиков давления и электромагнитных соленоидных клапанов SV (рисунок 2.11). Сливаются остатки отработанной жидкости и/или распавшейся пены из ёмкостей для пеногашения. Осуществляется приведение шаровых кранов BV в соответствующее положение (на рисунке 2.11 видно «открытое/закрытое» положение кранов). При минимальной мощности и атмосферном давлении вручную включается циркуляционный нагнетатель воздуха, проверяется функционирование системы циркуляции воздуха (в любом эксперименте при любом давлении в системе циркулирует воздух, система «замкнутая» в отличие от системы подачи и слива жидкости) и измерительной системы. Далее происходит включение программного обеспечения для управления стендом «GasFlow» (свидетельство о регистрации

программы ЭВМ РФ RU 2018615013, на Рисунках 2.13, 2.14 приведены вкладки панели оператора).

Проведение экспериментов и выгрузка данных

Перед началом проведения эксперимента с помощью панели оператора задаются параметры эксперимента: давление и температура эксперимента в лифтовой колонне (вертикальный участок трубопровода длиной 6 м и внутренним диаметром 42 мм; при регулировании установленного давления и температуры система ориентируется на датчики давления и температуры, расположенные на забое колонны), расход газа, расход жидкости.

Достижение соответствующего давления эксперимента, его поддержание осуществляется с помощью нагнетания компрессором воздуха в контур его циркулирования и систему подачи жидкости (ёмкости с жидкостью и линии подачи; давление в системе подачи жидкости всегда поддерживается выше, чем в контуре циркуляции воздуха, в том числе и лифтовой колонне), последующего контроля давления датчиками давления и открытием/закрытием электромагнитных соленоидных клапанов для подкачки воздуха. Система термостабилизации обеспечивает поддержание соответствующей температуры циркулирующего воздуха и подаваемой в лифтовую колонну жидкости (выше описан принцип действия).

Необходимый расход газа устанавливается с помощью автоматической регулировки мощности работы центробежного нагнетателя, таким образом обеспечивается поддержание необходимой частоты вращения лопастей нагнетателя. Перед попаданием в лифтовую колонну газ проходит через нагнетатель, а затем расходомер воздуха термоанемометрического принципа измерения.



Рисунок 2.13 – Рабочая панель оператора, вкладка с установлением параметров эксперимента.

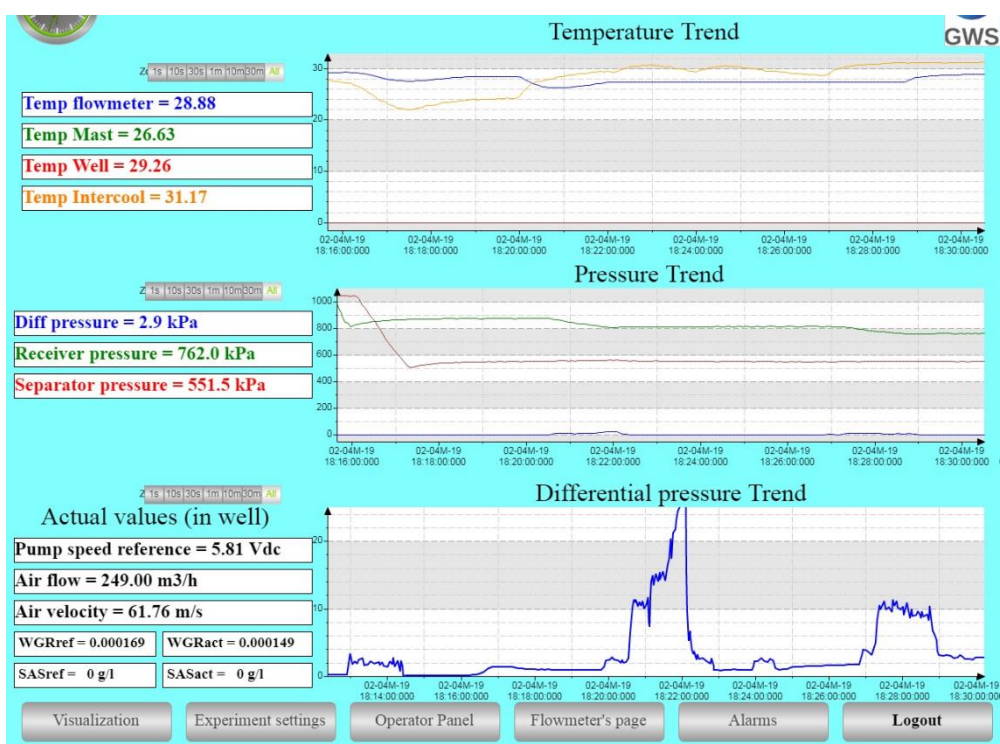


Рисунок 2.14 – Рабочая панель оператора, вкладка с контролем параметров эксперимента.

Таким образом, с помощью ПО осуществляется пересчёт скорости при термобарических условиях эксперимента и осуществляется последующее управление оборотами нагнетателя (увеличение или снижение потребляемой

мощности). Через некоторое время достигается и далее поддерживается заданный расход газа.

Подача жидкости на забой лифтовой колонны осуществляется под действием перепада давления между системой подачи жидкости и забоем лифтовой колонны (в системе подачи жидкости давление всегда выше в сравнении с давлением эксперимента). Жидкость впрыскивается малыми порциями с помощью открытия и закрытия электромагнитных соленоидных клапанов. Жидкость проходит через турбинные расходомеры перед впрыском в лифтовую колонну, таким образом, осуществляется расчёт объёма поступления жидкости и последующая регулировка частотности впрыска жидкости с помощью клапанов и ПО. Через некоторое время необходимый расход жидкости устанавливается.

Таким образом, газ и жидкость отдельно, но одновременно поступают на забой, проходят через концентрическую систему (перфорированная труба в трубе, рисунок 2.12 (в)). Обеспечивается диспергирование жидкости в потоке газа, образование пены (в случае раствора с ПАВ), далее подъём смеси по рабочей колонне за счет напора. После прохождения смеси через лифтовую колонну, она поступает вниз по трубе обратного тока (видно на рисунок 2.12 (г) через обвязку трубопроводов попадает в ёмкости для пеногашения и отстаивания жидкости (пены), где жидкость (пена) отделяется от газа. Далее газ циркулирует и поступает на вход в центробежный нагнетатель (далее происходит повторение цикла циркулирования газа), а жидкость (пена) с помощью конденсатоотводчиков поступает в сливную утилизационную ёмкость. Если эксперимент проходит с ПАВ, то в ёмкостях для пеногашения происходит впрыски дополнительного (относительно большого) количества воды, происходит резкое снижение концентрации ПАВ и ускорение распада пены.

После начала впрыска жидкости на забой, когда газожидкостная смесь (пена), поднимаясь достигает верхней точки лифтовой колонны, выдерживается 5 минут для стабилизации потока. Стабилизация потока наблюдается, как визуально с помощью видеофиксации, так и по показаниям параметров потока на вкладке

панели оператора. Стабилизируется расход жидкости, газа и значение перепада давления. Перепад давления, основная измеряемая величина, измерялся с помощью преобразователя разности давления, который фиксирует разность значений между верхней и нижней частью лифтовой колонны.

Роль ПЛК для управления процессами выполняет Raspberry Pi 3b+ с установленным лицензионным продуктом Codesys Control. Среда разработки для алгоритмизации ПЛК используется Codesys v3.5. Raspberry Pi имеет UART порт, который с помощью специального адаптера позволяет использовать интерфейс RS485 для опроса внешних устройств – модулей аналоговых и дискретных входов и выходов, расходомера газа и счетчиков импульсов (расходомеры жидкости). В Codesys имеется встроенная библиотека для взаимодействия с внешними устройствами по интерфейсу RS485 посредством протокола передачи данных Modbus RTU. Raspberry Pi в сети является мастер устройством (или ведущим). Окно оператора выполнено на базе встроенного в Codesys инструмента WebVisu. Запись данных с ПЛК осуществляется в базу данных MySQL 1 раз в секунду на ПК, который также выполняет функцию визуализации техпроцесса (или СКАДА системы). Скорость выполнения цикла программы в Raspberry Pi 50 мс. Таким образом, не менее 2 минут происходит фиксация параметров потока с периодичностью 1 раз в 1 секунду, то есть на каждом режиме не менее 120 измерительных точек. Далее осуществляется выгрузка XLS-файлов с данными о параметрах потока для последующей обработки.

Анализ точности измерительной системы

Во время проведения эксперимента (в т.ч. подготовка раствора) измеряются (фиксируются) следующие величины:

- При наведении растворов ПАВ масса реагентов (m, г);
- Расход жидкости (Qж, л/мин);
- Расход газа в ст. усл. (Qг, м.куб./ч);

- Температура на забое, т.е. температура эксперимента (t , °C или $T_{заб}$, K);
- Давление на забое, т.е. давление эксперимента ($P_{заб}$, кПа);
- Давление в верхней части лифтовой колонны ($P_{уст}$, кПа);
- Внутренний диаметр лифтовой колонны (D , мм).

Используемые для измерения приборы и их погрешность измерений:

- Преобразователь разности давления APZ 3020-D-K-4001-C-10-A-721-E-00-ГП (измерение перепада давления); погрешность 0,25% ДИ, абсолютная погрешность 0,1 кПа; также учитываем погрешность модуля АЦП: аналоговая точность 0,1%, точность разрядности АЦП 0,025%;
- Преобразователь давления (датчик давления) ПСД-1 (ИСАТ.406231.007-02); погрешность 0,08% от ВПИ, абсолютная погрешность 1,28 кПа;
- Термопреобразователь сопротивления ОВЕН ДТС 065-50М.В3.60 (датчик температуры); абсолютная погрешность измерительного элемента < 0,4 °C для 20 °C; также учитываем погрешность преобразователя термосопротивления – 0,5% и погрешность модуля АЦП – 0,25%;
- Расходомер VA520 ДУ32 (расходомер газа); погрешность 1,5% от измеренной величины;
- Расходомер турбинный SFL-1320 R10 (расходомер жидкости); погрешность 1 % от ВПИ, абсолютная погрешность 0,2 л;
- Весы Ohaus Navigator NVT 10001/2, абсолютная погрешность 1,5 г., весы Ohaus SPX621, абсолютная погрешность 0,1 г.

Расчёт скорости газа в лифтовой колонне осуществлялся по формуле:

$$V_r = \frac{Q_{г.заб.}}{S} = \frac{Q_{г.} \cdot T_{заб.} \cdot P_0}{T_0 \cdot P_{заб.} \cdot \left(\frac{\pi D^2}{4}\right)} \quad (2.1)$$

где V_r – скорость газа на забое лифтовой колонны (м/с), $Q_{г.заб.}$ – расход газа на забое лифтовой колонны (м³/с), S – площадь поперечного сечения лифтовой колонны (м²), $Q_{г.}$ – расход газа в стандартных условиях (м³/ч), данные с расходомера газа,

$T_{\text{заб.}}$ – температура на забое (К), P_0 – давление в стандартных условиях (кПа), T_0 – температура в стандартных условиях (К), $P_{\text{заб.}}$ – давление на забое (кПа), D – внутренний диаметр лифтовой колонны (м).

Коэффициент сверхсжимаемости воздуха z не учитывался, так как в условиях эксперимента был близок к 1.

В соответствии с теорией измерений и погрешностей дифференциал dV_{Γ} функции V_{Γ} принимаем за абсолютную погрешность значения V_{Γ} , а его отношение к самой величине за относительную погрешность δV_{Γ} :

$$\delta V_{\Gamma} = \frac{dV_{\Gamma}}{V_{\Gamma}} \quad (2.2)$$

выражаем дифференциал функции:

$$dV_{\Gamma} = \left| \frac{\partial V_{\Gamma}}{\partial Q_{\Gamma}} \cdot dQ_{\Gamma} \right| + \left| \frac{\partial V_{\Gamma}}{\partial P_{\text{заб.}}} \cdot dP_{\text{заб.}} \right| + \left| \frac{\partial V_{\Gamma}}{\partial D} \cdot dD \right| \quad (2.3)$$

При оценке δV_{Γ} погрешностью значения температуры, используемой в формуле 1 в градусах кельвина (К), предлагается пренебречь, так как она очень мала. С учётом этого, раскрывая выражение (2.3) и подставляя его и соотношение (2.1) в (2.2), получаем:

$$\delta V_{\Gamma} = \delta Q_{\Gamma} + \delta P_{\text{заб.}} + 2\delta D \quad (2.4)$$

Принимая во внимание, что максимальное значение $\delta P_{\text{заб.}} = 1,28/101,325 * 100\% = 1,26\%$ (в условии эксперимента при атмосферном давлении) $\delta D = 0,5/42,6 = 1,17\%$ (абсолютная погрешность равна половине цены деления, т.е. 0,5 мм), рассчитываем δV_{Γ} :

$$\delta V_{\Gamma} = 1,5 + 1,26 + 2 \cdot 1,17 = 5,1\%$$

Как было ранее выше показано относительная погрешность давления эксперимента равна $\delta P_{\text{заб.}} = 1,26\%$; предельная относительная погрешность для температуры эксперимента $\delta t = 0,4/20 * 100\% + 0,5\% + 0,25\% = 2,75\%$.

Предельная погрешность для измеряемого перепада давления $\delta \Delta P = 0,1/1,8 * 100\% + 0,1\% + 0,025\% = 5,685\%$ (во всех измерения перепад давления более 1,8 кПа).

Погрешность для расхода жидкости при режиме 1 л/мин составляет $\delta Q_{\text{ж}} = 0,2/1 * 100\% = 20\%$, для режима 4 л/мин $\delta Q_{\text{ж}} = 5\%$.

Концентрация реагентов в растворах вычислялась по формуле:

$$\delta C = \frac{m}{V} \quad (2.5)$$

где m – масса взвешенного реагента, V – объём жидкости (всегда использовалось 200 литров воды). Принимая те же правила теории погрешностей, имеем:

$$\delta C = \delta m + \delta V \quad (2.6)$$

Учитывая, что максимальная относительная погрешность $\delta m = 0,1/4 * 100\% = 2,5\%$ (минимальное значение взвешенного реагента равняется 4 г. для концентрации 0,02 г/л), а относительная погрешность объёма жидкости равна $\delta V = 5/200 * 100\% = 2,5\%$ (абсолютная погрешность равна половине цены деления, т.е. 5 л), вычисляем δC :

$$\delta C = 2,5 + 2,5 = 5\%.$$

Сравнение существующих экспериментальных Стендов для исследования газожидкостных потоков

Сравнительная характеристика экспериментальных Стендов представлена в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Сравнительная таблица экспериментальных стендов

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 видеофиксация потока	+	+	+	+
Количественные характеристики	Длина колонны лифтовых труб, м	30	12	12	7
	Внешний/внутренний диаметр лифтовых труб, мм	168/153	90;50/84;42	90;50/84;42	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
	Максимальная скорость газа при давлении 1.5 МПа, м/с	50	15	15	10
	Объемный расход жидкости (не более), л/ч	62,5	300	300	300
	Рабочая среда	Вода, раствора ПАВ, воздух			

2.3. Результаты экспериментальных исследований газожидкостного потока с ПАВ

Ниже 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 графических зависимостей на рис. 2.15 - 2.20 показывает, что практически на всех режимах незначительное добавление ПАВ в воду (при значении концентрации пенообразователя до 0,06 г/л) приводит к снижению перепада давления в лифтовой колонне.

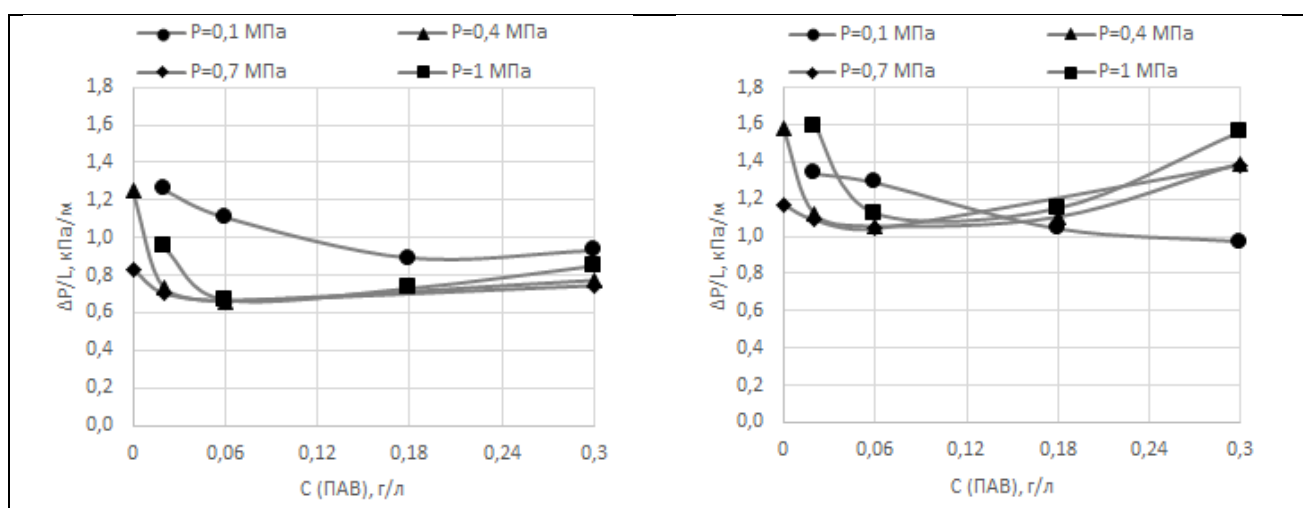


Рисунок 2.15 - 2.16 – Зависимость перепада давления в лифтовой колонне от концентрации ОП-10 при скорости газа 5 м/с, при объемном расходе жидкости 1 л/мин (слева) и 3 л/мин (справа).

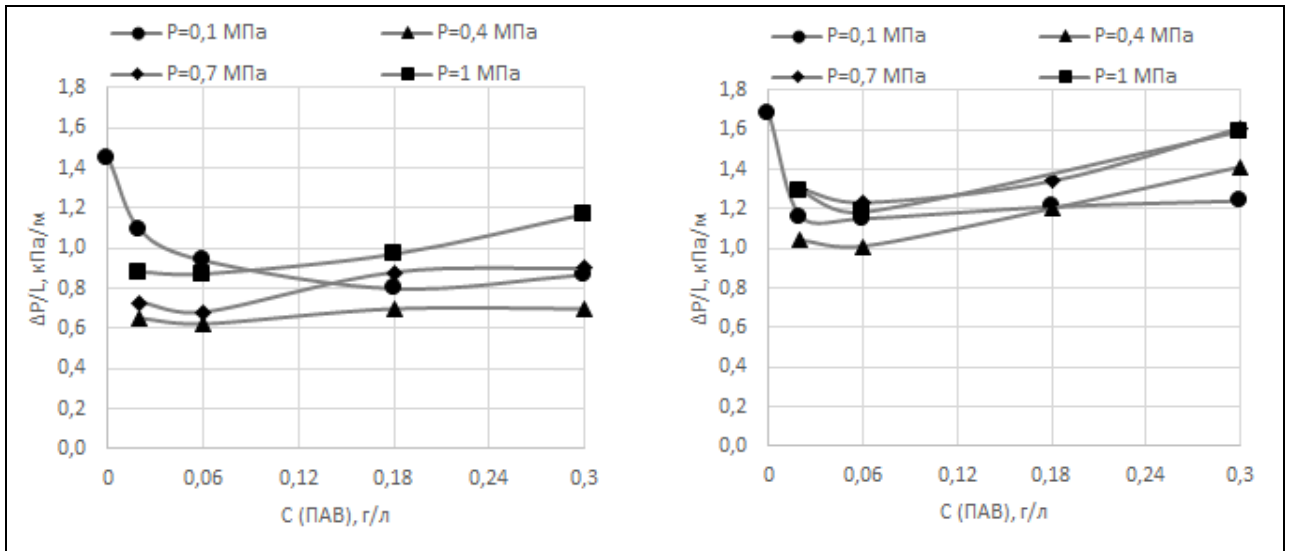


Рисунок 2.17 - 2.18 – Зависимость перепада давления в лифтовой колонне от концентрации ОП-10 при скорости газа 7,5 м/с, при объемном расходе жидкости 1 л/мин (слева) и 3 л/мин (справа).

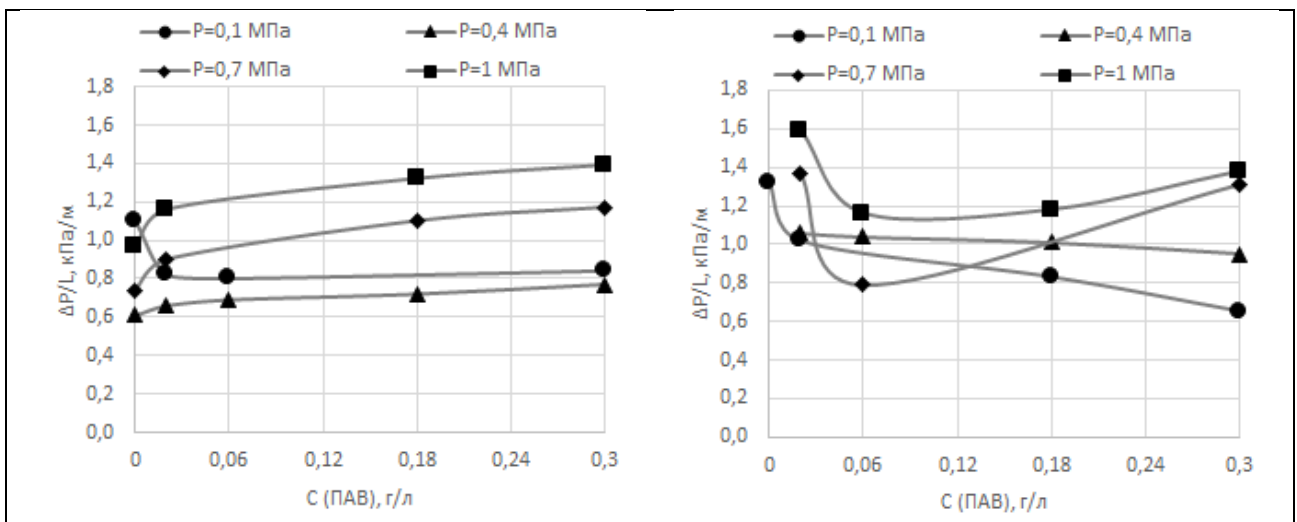


Рисунок 2.19 - 2.20 – Зависимость перепада давления в лифтовой колонне от концентрации ОП-10 при скорости газа 10 м/с, при объемном расходе жидкости 1 л/мин (слева) и 3 л/мин (справа).

Это происходит за счёт образования пены, улучшений условий выноса жидкости, снижению удельного содержания жидкости в потоке (снижение 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. В то время как 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 более высоким значением водосодержания. Этим объясняется, 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 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.

Модернизация экспериментального Стенда

Для определения содержания фаз в газожидкостном 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 2.21).

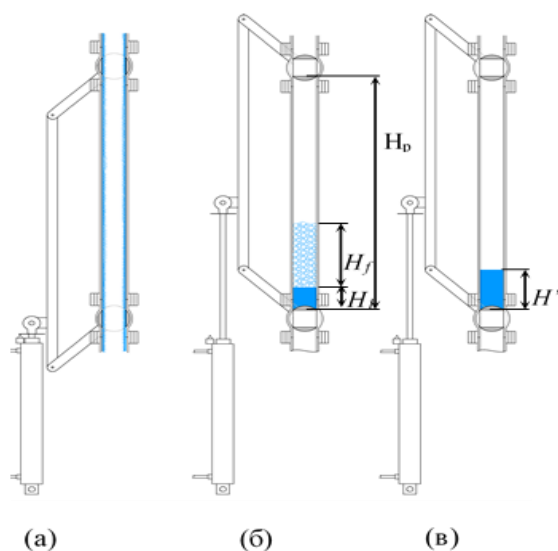


Рисунок 2.21 – Схема методики измерения фазового соотношения потока: а) до закрытия кранов (отсечения потока); б) – после закрытия кранов (отсечения потока); в) – после полного распада пены.

Отсечение потока происходит за счёт энергии сжатого воздуха в пневматическом цилиндре. При исполнении команды отсечения шток цилиндра перемещает рельс, приводящий в движение шаровые краны. Такая конструкция обеспечивает жёсткую синхронную связь кранов. После отсечения потока и стекания воды и пены в нижнюю часть сегмента производится измерение следующих величин: начальной высоты столба жидкости H_l и высоты столба пены H_f (рисунок 2.22 б). После выдерживается время и измеряется высота столба жидкости после распада пены H'_l (рисунок 2.22 в).

На рисунке 2.22 приведены фотографии проведения исследований на одном из экспериментальных режимов. Последовательность снимков соответствует рисунку 2.22.

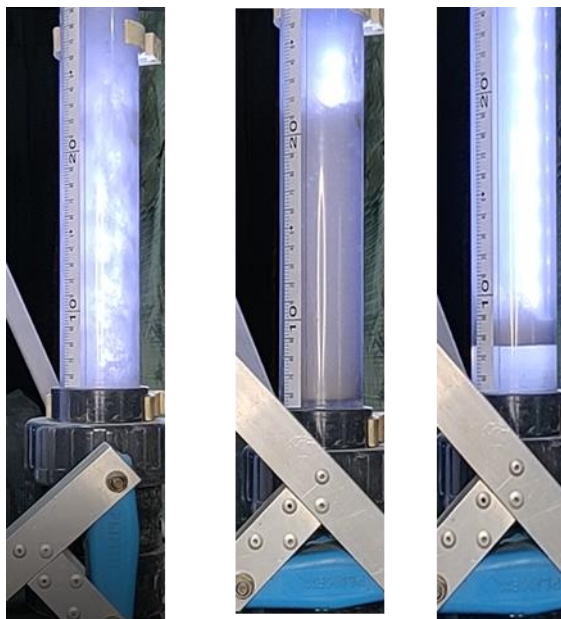


Рисунок 2.22 – Фотографии проведения исследований: давление 0,4 МПа, температура 20 °С, скорость воздуха 7,5 м/с, расход воды 3 л/мин, концентрация пенообразователя 0,6 г/л.

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) α_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 α_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 добычи природного газа.

2.4. Использование существующих моделей расчёта перепада давления в газожидкостном потоке с пенообразователем применительно к эксплуатации сеноманских газовых скважин

Разработанная в Университете Талсы (г. Талса, США) методика расчёта перепада давления в стволе газовой скважины, работающей с пенообразователем, одной из первых была представлена в открытых литературных источниках [34]. Данная расчётная модель позволяет сделать процесс вычисления относительно быстрым в сравнении с немногочисленными аналогами, в которых используются итерационные вычисления [18]. Погрешность указанной методики по заявлениям авторов составляет не более 30% [16].

Теоретические аспекты расчётной модели Университета Талсы

Модель применима для кольцевого режима течения с определёнными допущениями, описанными ниже (рисунок 2.23) [16].

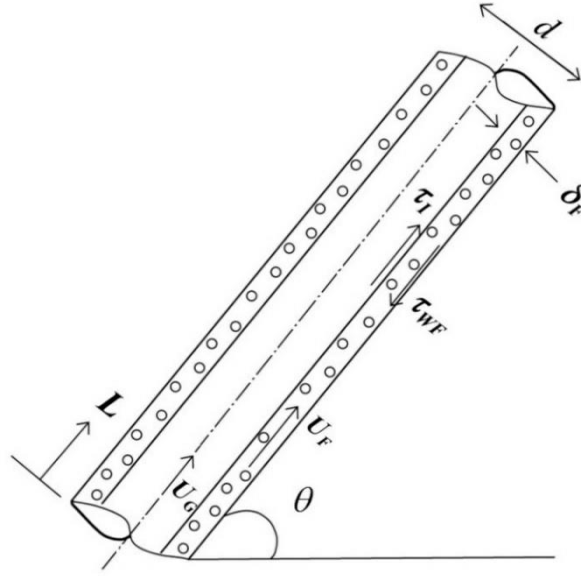


Рисунок 2.23 – Кольцевой режим течения вспененного газожидкостного потока в трубопроводе.

Баланс сил, действующих на пленку пены, поднимающуюся вдоль стенки лифтовой колонны (при этом жидкость в потоке содержится только в плёнке пены):

$$-\left(\frac{dP}{dl}\right)_F + \tau_I \frac{S_I}{A_F} - \tau_{WF} \frac{S_F}{A_F} - \rho_F g \sin \theta = 0 \quad (2.11)$$

где $\left(\frac{dP}{dl}\right)_F$ – градиент давления в пенной пленке, τ_I – тангенциальное поверхностное напряжение, вызванное взаимодействием плёнки пены и газового сердечника, S_I – периметр взаимодействия, A_F – площадь поперечного сечения пенной пленки, τ_{WF} – поверхностное напряжение, вызванное взаимодействием плёнки пены и лифтовой колонной (терние), S_F – периметр лифтовой колонны, ρ_F – плотность пены, g – ускорение свободного падения, θ – угол наклона.

Баланс сил, действующих на газовый сердечник (ядро) или на поток газа в центральной части поперечного сечения лифтовой колонны (при этом в газовом сердечнике отсутствует пена или жидкость в капельном виде):

$$-\left(\frac{dP}{dl}\right)_C - \tau_I \frac{S_I}{A_C} - \rho_C g \sin \theta = 0 \quad (2.12)$$

где $\left(\frac{dP}{dl}\right)_C$ – градиент давления в газовом сердечнике, A_C – площадь поперечного сечения сердечника, ρ_C – плотность газа. Авторы модели считают градиенты давления в пенной пленке $\left(\frac{dP}{dl}\right)_F$ и газовом сердечнике $\left(\frac{dP}{dl}\right)_C$ равными.

Основные параметры расчётной модели

Важным параметром для функционирования расчётной модели является «unloading potential» U_{lrss}/U_{sgss} (безразмерный коэффициент разгрузки), который отражает способность пены, полученной при смешивании флюида определённого состава с содержанием конкретного пенообразователя заданной концентрации, выносить из трубопровода жидкость. Этот коэффициент можно получить с помощью эксперимента на установке малого масштаба (рисунок 2.24) [16].



Рисунок 2.24 – Фото Установки для определения безразмерного коэффициента U_{lrss}/U_{sgss} .

В пробирку слева помещается определённое количество скважинного флюида (или имитационного раствора) и ПАВ необходимой концентрации. Затем через пористый диск пропускается газ малого расхода и анализируется динамика выноса объёма жидкости во времени (Рисунок 2.4.3). $U_{lrss} = q/A_{p_{ss}}$, (м/с), где q – скорость выноса жидкости из пробирки, $A_{p_{ss}}$ – площадь поперечного сечения пробирки; U_{sgss} , м/с, скорость пропускаемого газа.

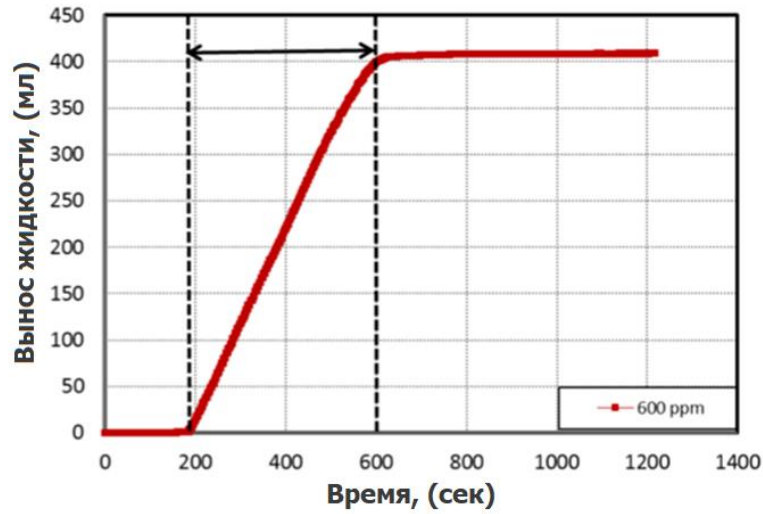


Рисунок 2.25 – Схематический рисунок экспериментального графика для определения коэффициента U_{lrss}/U_{sgss} .

Ниже приведены зависимости, полученные эмпирическим путём. Содержание газа в пене (качество пены):

$$f_g = -0.00076 \left(\frac{U_{sg}}{h_F} \right) - 0.28 \left(\frac{U_{sl}}{h_F} \right) + 0.8 \quad (2.13)$$

где U_{sg} – приведенная скорость газа в стволе скважины (отношение расхода газа к площади поперечного сечения лифтовой колонны), h_F – объёмное содержание пены в потоке, U_{sl} – приведенная скорость жидкости в лифтовой колонне (отношение расхода жидкости к площади поперечного сечения лифтовой колонны):

$$h_F = 1.6H_L + 36.12 \left(\frac{U_{sl}}{U_{sg}} \right) \quad (2.14)$$

где H_L – объёмное содержание жидкости в потоке

$$H_L = 1 - \alpha \quad (2.15)$$

где α – объёмное содержание газа в потоке

$$\alpha = \frac{U_{sg}}{U_{sl} + U_{sg} + 0.18U_{sg}^{0.63} \left[\frac{U_{sl}}{(U_{lrss}/U_{sgss})} \right]^{0.37}} \quad (2.16)$$

Коэффициент межфазного трения между плёнкой пены и газовым сердечником:

$$f_l = \frac{0.88}{Re_{sg}^{0.31}} \left[1 + 80.51 \left(\frac{\delta_f}{d} \right) \right] \quad (2.17)$$

где Re_{sg} – число Рейнольдса для газа, δ_f – толщина пленки пены на стенке лифтовой колонны, d – диаметр лифтовой колонны

$$Re_{sg} = \frac{\rho_g U_{sg} d}{\mu_g} \quad (2.18)$$

где ρ_g – плотность газа, μ_g – коэффициент динамической вязкости газа.

Для оценки возможности применения данной методики для сеноманских газовых скважин месторождений, находящихся на стадии падающей добычи, было решено сопоставить расчётные данные с фактическими промышленными одного из месторождений Крайнего Севера. В скважинах присутствовала только вода, растворённая в газе, поэтому объём выпадения жидкой конденсационной воды в лифтовой колонне рассчитывался по номограмме влагосодержания сеноманского газа (рисунок 2.26) [34].

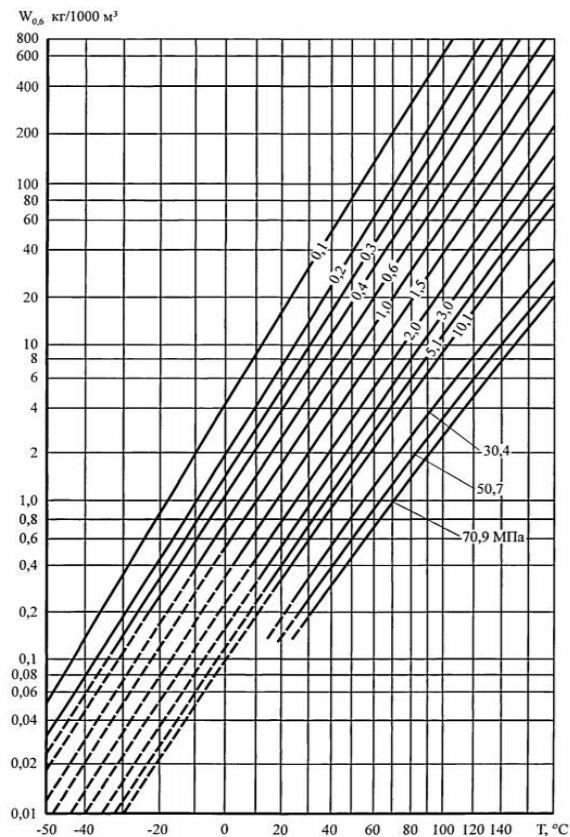


Рисунок 2.26 – Зависимость влагосодержания природного газа $W_{0,6}$ с относительной плотностью $\rho=0,6$ от давления и температуры.

Ежесуточное выпадение конденсационной воды в сеноманской газовой скважине определяется с использованием вышеприведенного графика по формуле:

$$q_k = Q_g(W_z - W_y) \quad (2.19)$$

где q_k – количество конденсационной воды, выпадающей в скважине в сутки, кг, Q_g – дебит газа, тыс.м³/сут., W_z – влагосодержание газа при забойных давлении и температуре, кг/1000 м³, W_y – влагосодержание газа при устьевых давлении и температуре, кг/1000 м³.

Результаты

Таблица 2.5 – Фактические параметры скважин, эксплуатируемых в режиме непрерывной закачки жидкого пенообразователя в скважину.

Параметр	Значения
Устьевое давление P_u , МПа	0,6-0,9
Устьевая температура T_u , °С	8-10
Забойное давление P_z , МПа	0,7-1,2
Забойная температура T_z , °С	30-33
Внутренний диаметр лифтовой колонны $d_{вн}$, м	0,15
Длина ствола скважины L , м	1100-1200
Дебит газа Q_g , тыс.м ³ /сут	61-107
Дебит жидкости Q_j , л/час	6-10

Объём закачки раствора жидкого пенообразователя амфотерного типа составлял 12 л/сут, при содержании активного компонента 15-20%. Таким образом при эксплуатации скважин концентрация активного компонента во вспененном потоке составляла 7500-16600 ppm. При этом отметим, что концентрация была выше оптимальной, определённой в лабораторных условиях, не менее чем в 4 раза.

Завышенный объём закачки пенообразователя связан с ограниченной производительностью насоса-дозатора.

Значения безразмерного коэффициента разгрузки U_{lrss}/U_{sgss} для оптимальных значений концентрации различных типов ПАВ в пресной воде были экспериментально получены авторами методики (рисунок 2.27). При достижении определённой концентрации ПАВ значение коэффициента перестаёт расти (исключение катионактивный ПАВ), так как не происходит увеличение способности вспененного потока выносить жидкость.

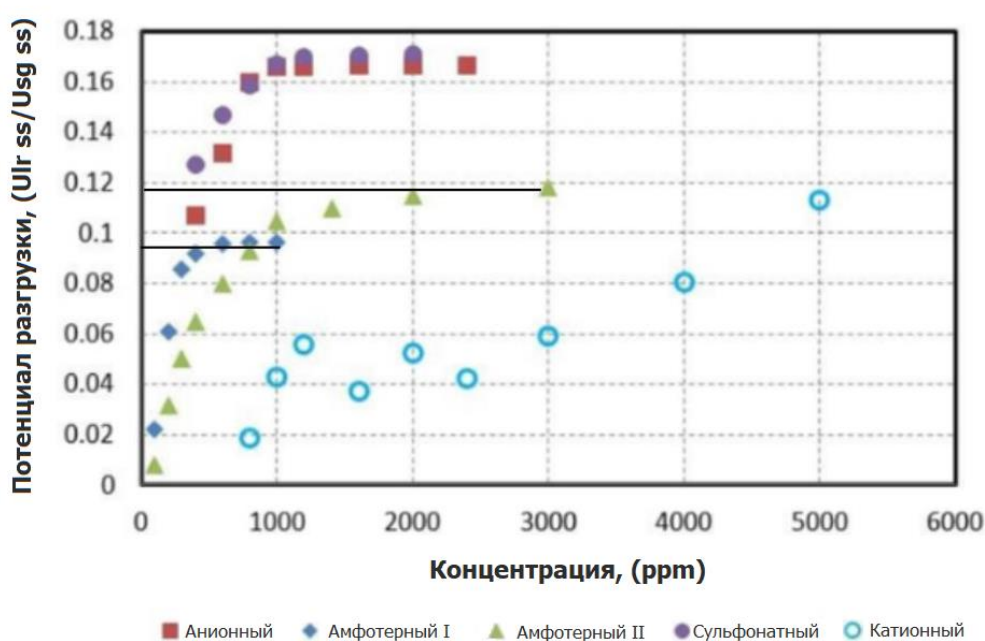


Рисунок 2.27 – Значения коэффициента U_{lrss}/U_{sgss} для различных типов ПАВ при вспенивании конденсационной воды

Мы предположили, что значение коэффициента в нашем случае для амфотерных ПАВ будет составлять 0,09 или 0,12. Но поскольку мы не имели возможности определить точное значение коэффициента, для проверки применимости методики и расчёта мы также взяли ещё несколько коэффициентов – «заниженный» 0,03 и «завышенный» 0,18.

Так как в нашем случае значение концентрации активного вещества было существенно завышено на всех режимах работы скважин, то значение принятого коэффициента постоянно для одного варианта расчёта, несмотря на то что

концентрация ПАВ во вспененном потоке меняется из-за изменения расхода воды от 6 до 10 л/ч при постоянной закачке раствора ПАВ 12 л.

При расчёте итогового перепада давления в лифтовой колонне, $\Delta P = P_z - P_y$, скважина сегментировалась на участки по 100 м, последовательный расчёт в сегментах производился от устья к забою. Итоговые результаты и их сопоставление с фактическими замерами представлены на графиках ниже [4].

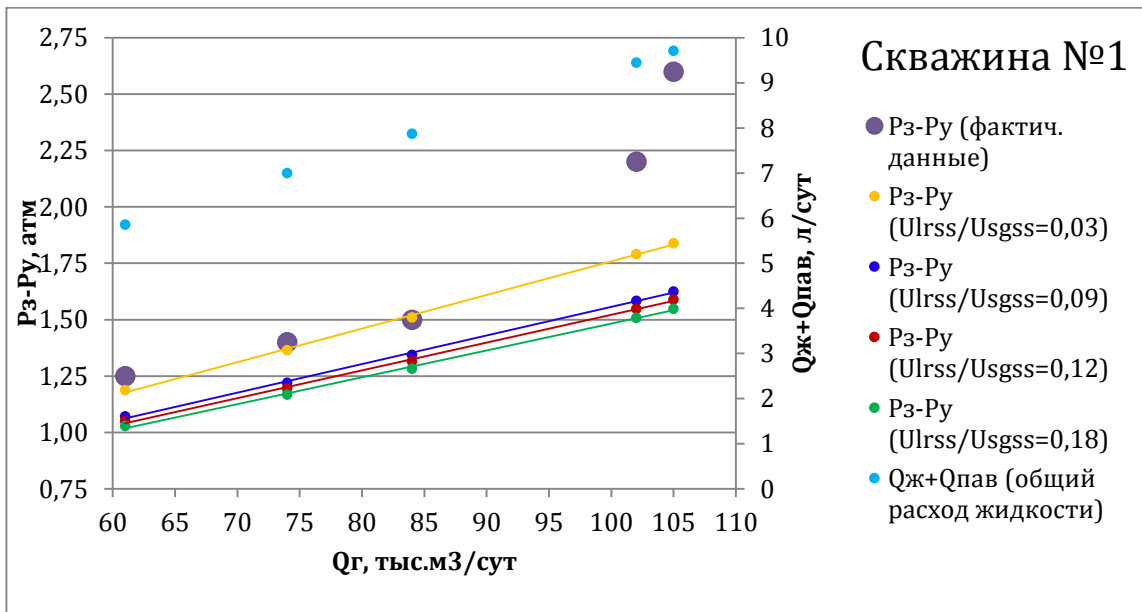


Рисунок 2.28 – Расчёт перепада давления в стволе скважины №1, P_z и P_y – давление на забое и устье скважины.

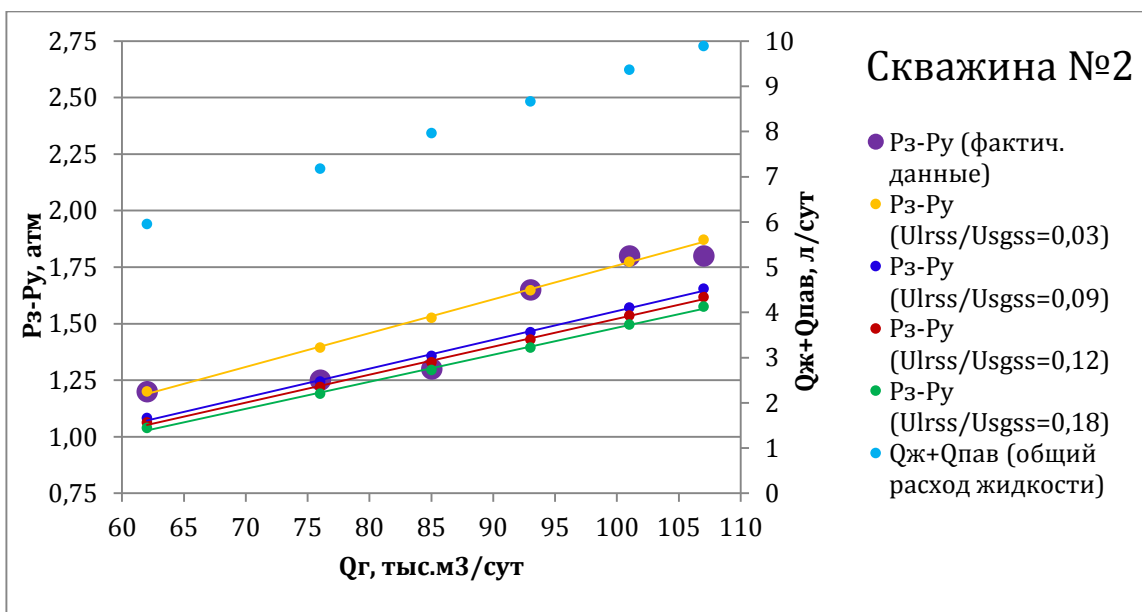


Рисунок 2.29 – Расчёт перепада давления в стволе скважины №2.

Из расчётов видно, что методика учитывает эффект снижения потерь давления при увеличении концентрации ПАВ. Эффект обусловлен снижением объёмного содержания жидкости в потоке (рис. 2.30), так как с ростом концентрации ПАВ увеличивается способность пены выносить жидкость. Графики на рисунках 2.28 – 2.29 это подтверждают, также видно, что рост коэффициента U_{lrss}/U_{sgss} ведёт к снижению содержания (задержке) жидкости в потоке.

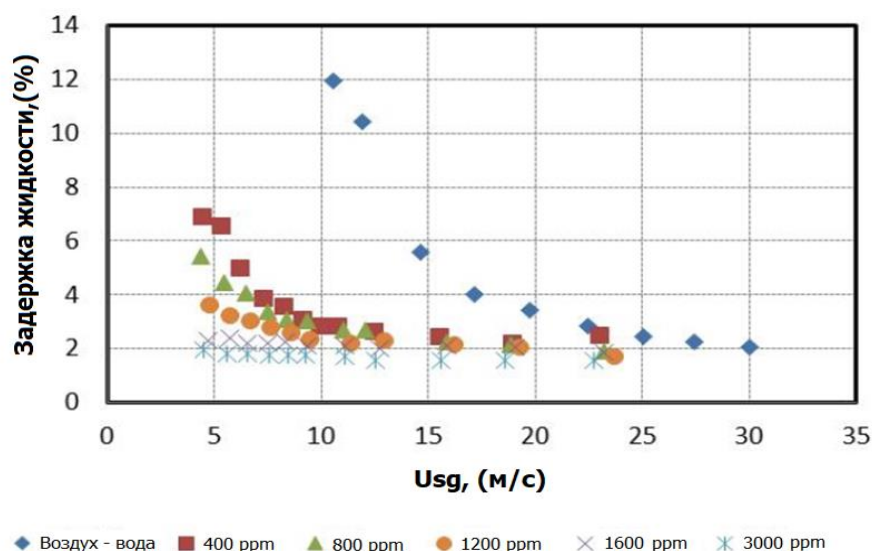


Рисунок 2.30 – Содержание жидкости во вспененном потоке для анионактивного ПАВ, $d_{вн} = 5$ см; $V_{ж} = 0,01$ м/с.

Однако модель не учитывает увеличение потерь давления на трение между газовым сердечником и плёнкой более вязкой пены при росте концентрации ПАВ. Такие эффекты наблюдаются при высоких концентрациях ПАВ (рисунок 2.31) [24].

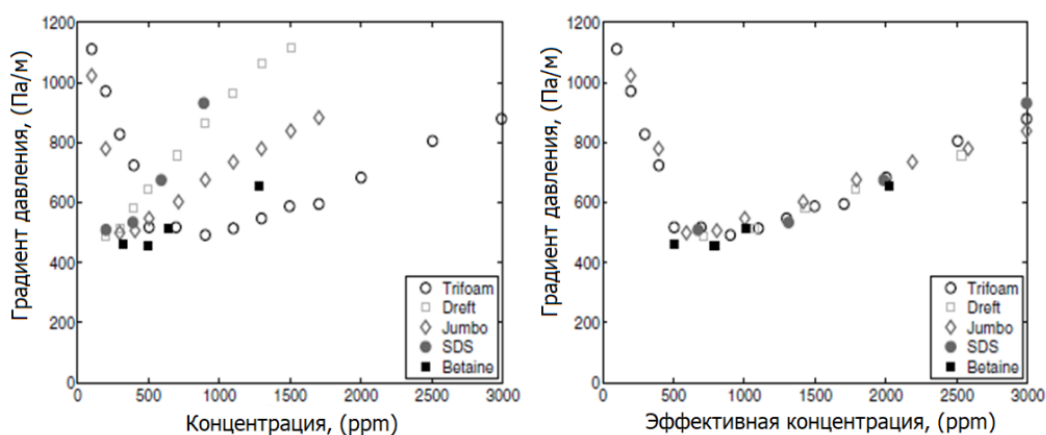


Рисунок 2.31 – Значение перепада давления во вспененном потоке для различных типов ПАВ, $d_{вн} = 5$ см; $V_{ж} = 0,01$ м/с, $V_{г} = 7,5$ м/с. На левом графике

горизонтальная ось отражает концентрацию ПАВ в потоке, на правом графике эффективную концентрацию (произведение коэффициента, характеризующего пенящую способность пенообразователя и его концентрации в потоке).

Эффект роста потерь давления, связанных с трением между газом и вязкой пеной (с высокой концентрацией ПАВ), усиливается при высоких скоростях газа. Именно с этим связано возрастание расхождения между расчётными и фактическими данными по мере роста дебита газа (рисунок 2.28 – 2.29).

Методика университета Талсы позволяет провести относительно быстрый расчёт перепада давления в лифтовой колонне газовой скважины, эксплуатируемой с пенообразователем в потоке. Для этого требуется проведение маломасштабного эксперимента с использованием скважинного флюида (или имитационного раствора) и ПАВ заданной концентрации.

Авторы методики стремились создать относительно универсальную расчётную модель, которая учитывает улучшение способности пены выносить жидкость при росте концентрации ПАВ. Но методика не учитывает рост потерь давления на трение между газом и более вязкой пеной при росте концентрации ПАВ, что отмечают сами авторы [16]. С этим и связано относительно высокое расхождение расчёта при наиболее вероятном значении коэффициента $U_{lrs}/U_{sgss} = 0,12$ и фактических данных, полученных при эксплуатации сеноманских газовых скважин со вспененным потоком конденсационной воды (рисунок 2.32 – 2.33).

Здесь коэффициент отклонения $k = \frac{(\Delta P_{\text{факт}} - \Delta P_{\text{расчёт}}) * 100\%}{\Delta P_{\text{факт}}}$ доходит до 40 %.

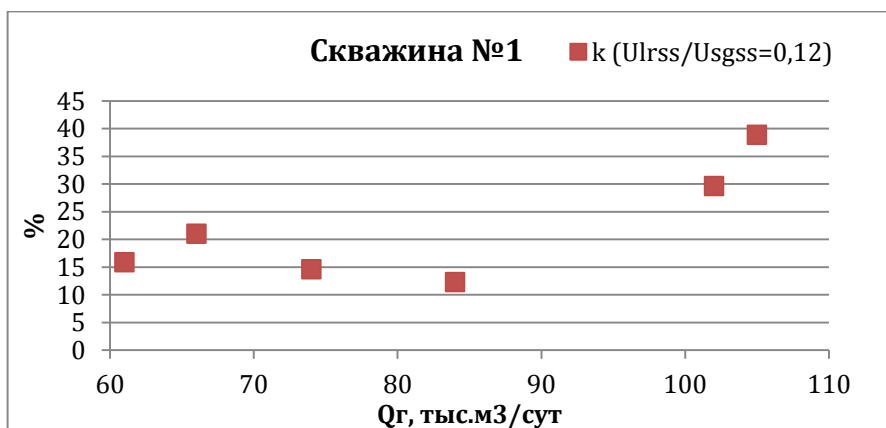


Рисунок 2.32 – Значение коэффициента k для скважины №1

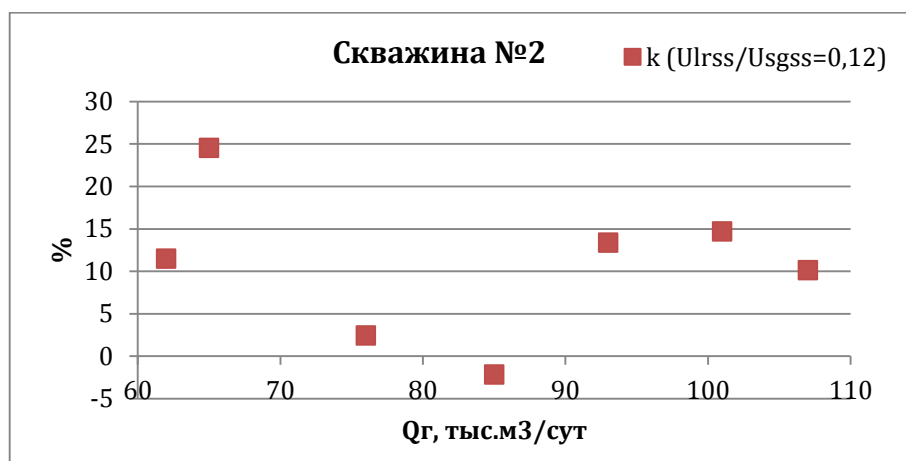


Рисунок 2.33 – Значение коэффициента k для скважины №2

Скважины эксплуатировались с завышенной концентрацией ПАВ по причине ограничений производительности насоса-дозатора. В работе показано, что в данных условиях применение методики университета Талсы сомнительно. Для повышения точности прогнозирования перепада давления в лифтовой колонне скважины возможно лучшим вариантом будет предварительное тестирование конкретных типов ПАВ с различной концентрацией в потоке на проточных стендах [35] и использование расчётных моделей, которые работают на основе результатов данных тестов [24].

Выводы по разделу 2

1. Разработан экспериментальный стенд для исследования газожидкостных потоков с пенообразователями, имитирующий участок ствола вертикальной газовой скважины, позволяющий получать экспериментальные данные о параметрах стационарного течения двухфазных смесей с различными типами водных растворов поверхностно-активных веществ, различным значением давления (до 1 МПа), различным объёмным расходом воздуха и воды. Построена методика проведения экспериментов на данном стенде, позволяющая получать данные о перепаде давления в газожидкостном потоке с пенообразователем с погрешностью не более 5 %.

2. Лабораторные исследования по определению пенообразующей способности водных растворов пенообразователя ОП-10 и устойчивости пен на его основе при концентрациях пенообразователя в данных растворах от 60 до 300 мг/л

показали удовлетворительную или хорошую способность к образованию стабильных пен.

3. Для определения содержания фаз (объемные содержания свободного газа, свободной жидкости, пены, жидкости и газа в пене) в пенном потоке при различных значениях давления произведена модернизация стенда и разработана методика проведения измерений; методика основана на принципе отсечения потока, которое осуществляется кранами, имеющими жёсткую синхронную связь и приводящимися в движение за счёт энергии сжатого воздуха; предложены соотношения, позволяющие рассчитать объемные содержания фаз в газожидкостном потоке с поверхностно-активными веществами.

4. 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.

5. Показана слабая эффективность существующих методик расчёта перепада давления в газожидкостном потоке с пенообразователем применительно к эксплуатации сеноманских газовых скважин; в рассмотренном примере погрешность при сопоставлении с фактическими промышленными данными может достигать 40%.

3. АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБВОДНЯЮЩИХСЯ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА ОСНОВЕ ЗАКАЧКИ ПЕНООБРАЗУЮЩИХ ПАВ

Как было показано в первой главе диссертации, ввод в скважину пенообразующих поверхностно-активных веществ является одним из наиболее эффективных способов решения проблемы стабильной эксплуатации низкодебитных обводняющихся газовых скважин. Но на сегодняшний день в мировой и отечественной практике отсутствует опыт использования автоматизированных систем закачки ПАВ, основанных на онлайн-мониторинге ключевых параметров работы скважины и способных адаптироваться к изменениям их значений.

В этой связи была разработана автоматизированная система эксплуатации обводняющихся газовых скважин на основе закачки пенообразующих ПАВ (далее Система). Данная система позволяет эффективно удалять жидкость из газовых скважин, обеспечивая стабильную добычу газа [82].

3.1. Принцип действия Системы

На рис. 3.1. 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 после дистанционного регулятора 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.

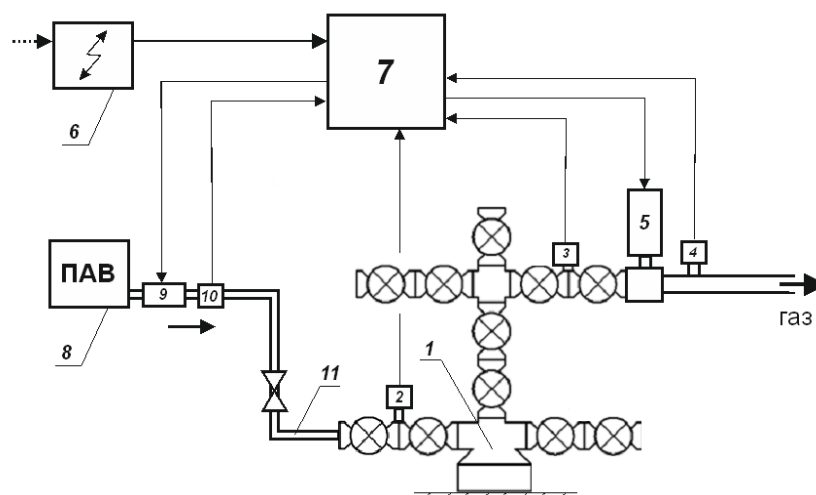


Рисунок 3.1 – Схема, отражающая принцип действия автоматизированной системы эксплуатации обводняющихся газовых скважин на основе закачки пенообразующих ПАВ.

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. 3.2 – 3.3). 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 достижения указанного технического результата модули прогнозирования и оптимизации могут совместно использоваться в трёх режимах.

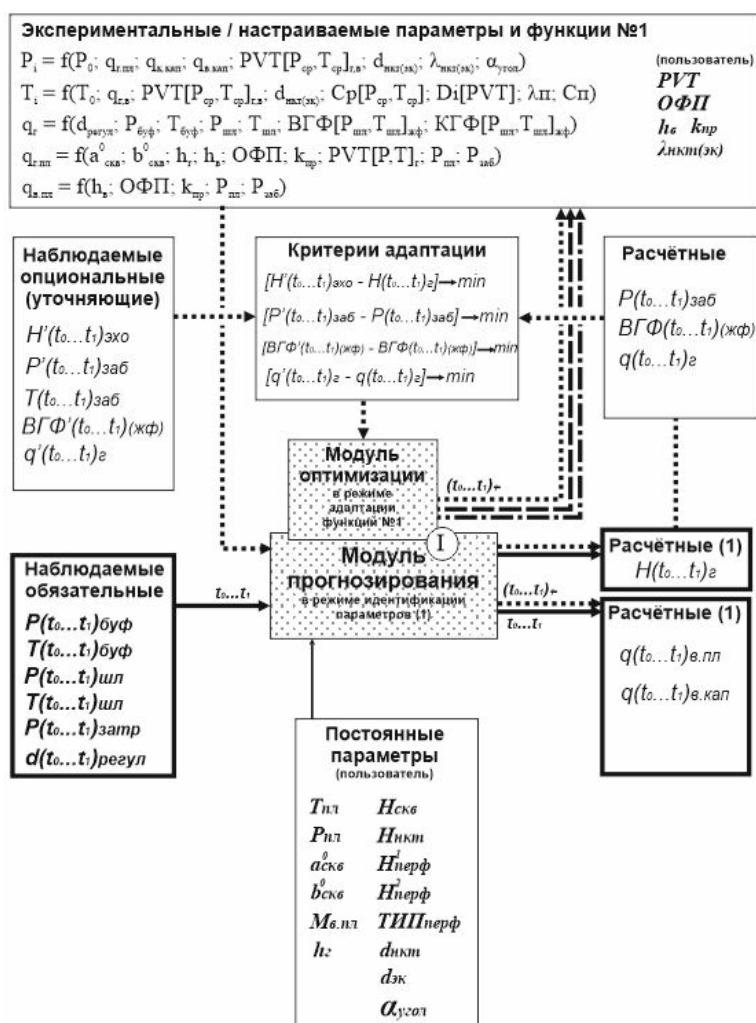


Рисунок 3.2 – Схема функционирования расчётной модели Системы, первый режим (I).

Первый режим (I) 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 $R_{пл}$, $H_{скв}$ – глубина скважины до забоя, $H_{нкз}$ – глубина низа НКТ, $H_{1перф}$ и $H_{2перф}$ – глубина верхней и нижней отметок интервала перфорации или фильтра в продуктивном пласте, $d_{нкз}$ – внутренний диаметр НКТ, $d_{эк}$ – внутренний диаметр эксплуатационной колонны или фильтра, $\alpha_{угол}$ – отклонение траектории от

вертикали ТИПперф – тип перфорации скважины (или тип фильтра), $a_{0скв}$ и $b_{0скв}$ – коэффициенты фильтрационного сопротивления в уравнении притока газа к скважине, $M_{в.пл}$ – минерализация пластовой воды; $h_{г}$ – работающая газом эффективная толщина пласта, определяющая текущую продуктивность скважины по газу), обязательно измеряемых параметров ($T_{буф}$ – температура на устье скважины, $R_{буф}$ – давление на устье скважины, $R_{затр}$ – давление в затрубном пространстве скважины, $T_{шл}$ – температура после регулятора дебита газа (в газосборном шлейфе), $R_{шл}$ – давление после регулятора дебита газа (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, $R_{заб}$ – давление забойное, $q_{г}$ – расход газа, ВГФ(жф) – водогазовый фактор, $N_{эхо}$ – 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, $N_{г}$ – 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 (в данном случае 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:

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

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

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

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

Для дебита газа из пласта примем следующую функциональную зависимость:

$$q_{g.\text{пл}} = f(a_0\text{скв}; b_0\text{скв}; h_g; h_v; \text{ОФП}; k_{\text{пр}}; PVT[P, T]_g; P_{\text{пл}}; P_{\text{заб}}),$$

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

Дебит воды можно представить в виде следующей функциональной зависимости:

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

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 $t_0...t_1$. В результате многократных запусков модуля прогнозирования для периода времени $t_0...t_1$ выявляются наиболее достоверные коэффициенты и экспериментальные константы набора функций №1 и выявляются наиболее достоверные полностью

расчётные параметры (qv.кап, qv.пл, Нг) на каждый момент времени t_i , в том числе на момент времени t_1 .

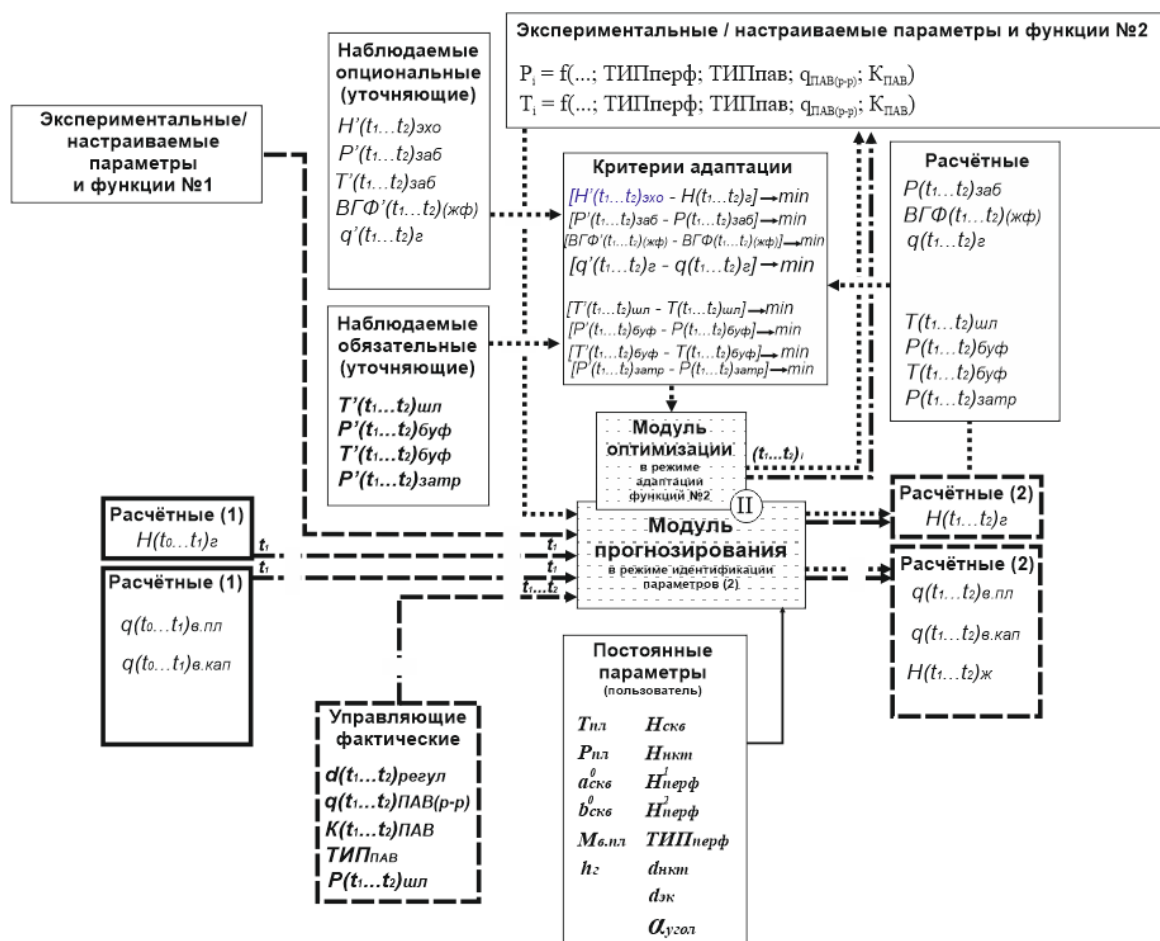


Рисунок 3.3 – Схема функционирования расчётной модели Системы, второй режим (II).

Второй режим (II) учитывает данные, полученные в периоды работы скважины с подачей ПАВ. Режим II также не используется для управления скважиной. Режим учитывает период времени $t_1...t_2$ (где t_2 – момент получения последних данных) для определения неизвестных параметров работы скважины (qv.кап, qv.пл, Нг) в условиях подачи ПАВ на каждый момент времени $t_1...t_2$, а также для расчёта некоторых из обязательно измеряемых параметров ($T_{буф}$, $R_{буф}$, $R_{затр}$, $T_{шл}$) и дополнительно измеряемых параметров ($T_{заб}$, $R_{заб}$, $q_{г}$, $ВГФ(жф)$) на каждый момент времени $t_1...t_2$ для их сравнения с наблюдаемыми значениями. При этом, входными параметрами для расчёта являются известные на каждый

момент времени $P_{шл}$, $d_{регул}$, а также: ТИППАВ – тип используемого ПАВ, обладающего индивидуальными характеристиками вспенивания, стабильностью пены и другими параметрами, определяющими эффективность очистки скважины от жидкости; $q_{ПАВ(p-p)}$ – расход раствора ПАВ; $K_{ПАВ}$ – 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: $P_i = f(P_0; q_{г.пл}; q_{в.кап}; PVT[P_{ср}, T_{ср}]_{г,в}; d_{нкт(эк)}; \lambda_{нкт(эк)}; \alpha_{угол}; \text{ТИПперф}; \text{ТИППАВ}; q_{ПАВ(p-p)}; K_{ПАВ})$ и $T_i = f(T_0; q_{г,в}; PVT[P_{ср}, T_{ср}]_{г,в}; d_{нкт(эк)}; C_p[P_{ср}, T_{ср}]; D_i[PVT]; \lambda_{п}; C_{п}; \text{ТИПперф}; \text{ТИППАВ}; q_{ПАВ(p-p)}; K_{ПАВ})$.

Третий режим (III) является основным и может использоваться без предварительной работы системы в режимах I и II, если значения входных параметров ($q_{в.кап}$, $q_{в.пл}$, $H_{г}$) 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 $t_2 \dots t_3$.

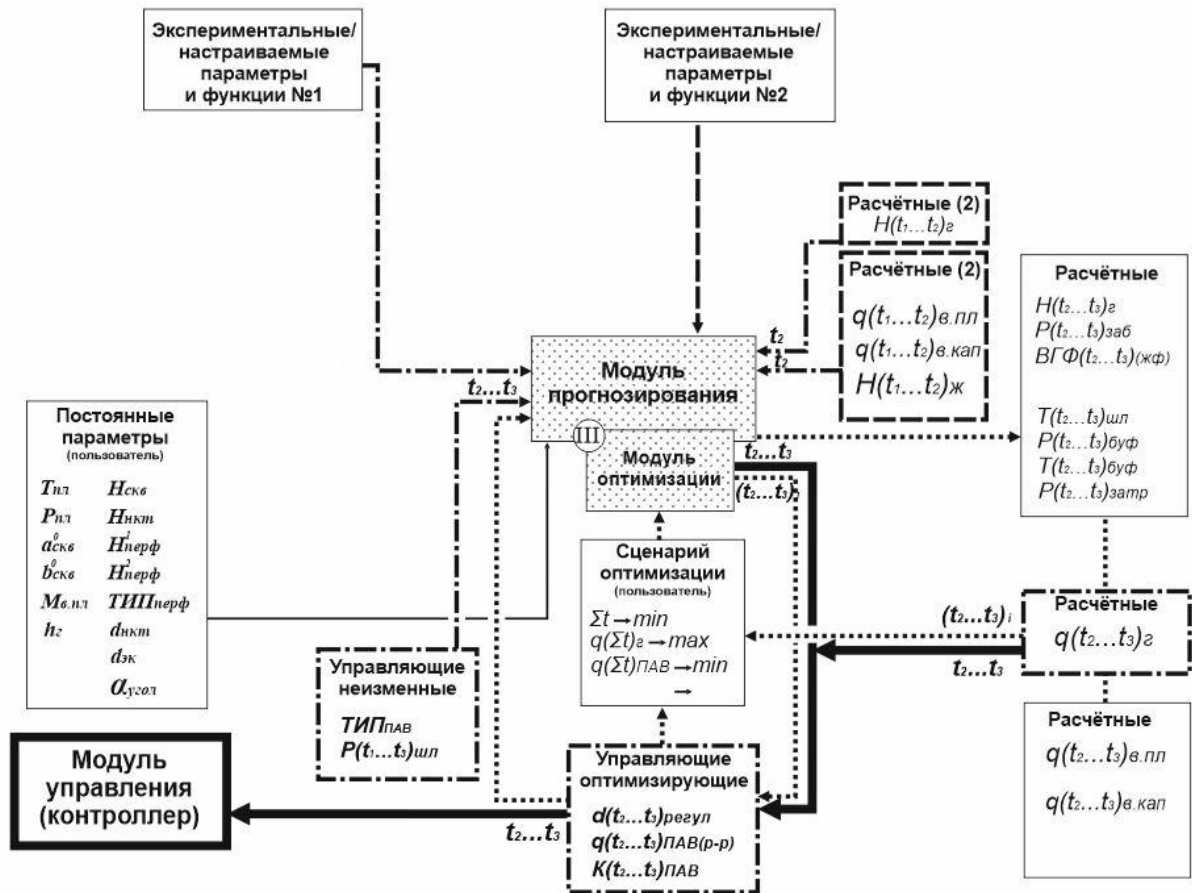


Рисунок 3.4 – Схема функционирования расчётной модели Системы, третий режим (III).

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

Задачей оптимизатора является поиск оптимального управления регулирующих параметров $d_{регул}$, $q_{ПAB(p-p)}$, $K_{ПAB}$, 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 $f_{регул}$, $q_{ПАВ(p-p)}$, $K_{ПАВ}$ на период времени $t_2 \dots t_3$ 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.

При реализации данной работы было получено два объекта интеллектуальной собственности, подтверждающие наличие новизны и оригинальности разработанной Системы:

- «Способ оптимальной эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин с высоким содержанием жидкости», патент на изобретение РФ № 2706283, дата регистрации: 15 ноября 2019 г. (приложение I);
- «Автоматизированная система для оптимальной эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин с высоким содержанием жидкости», патент на изобретение РФ № 2706084, дата регистрации: 14 ноября 2019 г. (приложение II).

Разработанная Система также получила положительные отзывы по результатам представления:

- отзыв по результатам международного газового форума от 02.08.2018 № СБ/0028 (приложение III);
- протокол №44 расширенного совещания научно-технического совета ООО «НОВАТЭК НТЦ» от 30.05.2018 (приложение IV).

3.2. Программное обеспечение для управления газовыми скважинами, работающими в режиме накопления жидкости «GW-Smart»»

Для управления описанной Системой было разработано программное обеспечение для управления газовыми скважинами, работающими в режиме накопления жидкости «GW-Smart». Алгоритмы данного программного обеспечения были отработаны на «Экспериментальном стенде для исследования газожидкостных потоков с пенообразователями», который имитирует принцип работы участка обводняющейся газовой скважины (описано в главе 2 данной работы).

Результаты успешного тестирования ПО «GW-Smart» позволяют сделать положительное заключение его о применимости в условиях работы скважины. Прототип программы реализован для ПЛК в программной среде CodeSys v3.5, занимаемый объем памяти до 2 МБ.

ПО позволяет хранить и обрабатывать данные, характеризующих ключевые параметры работы скважины: $T_{пл}$ – пластовая температура; $P_{пл}$ – пластовое давление в районе скважины; $d_{нкт}$ – внутренний диаметр НКТ; q_v – дебит конденсационной и пластовой воды; q_g – количество поступающего из пласта газа; состав природного газа.

Все вышеперечисленные параметры хранятся в базе данных MySQL, которые извлекаются оттуда по запросу для проведения расчетов. Описание обработки сигналов, поступающих с телеметрии, представлено в разделе «Входные данные».

Скриншоты работы ПЛК программы для передачи данных в БД MySQL, панели оператора с выводом параметров представлены ниже (рисунки 3.5 – 3.6).

```

56     oExec1(
57         asSqlCommand:= asSqlCommand1,
58         oMySQL:= oMySQL,
59         xStart:= xExec1,
60         diError=> diErrorExec1,
61         sStatus=> sStatusExec1);
62
63
64
65     TON_CONNECT_1( IN := NOT xConnected_1, PT := T#10S);
66
67 IF TON_CONNECT_1.Q THEN
68     TON_CONNECT_1( IN := FALSE, PT := T#10S);
69     xConnect_1 := TRUE;
70 END_IF
71
72
73     oLogin_1(
74         sHost:= sServerIP,
75         uiPort:= 3306,
76         sUsername:= 'newuser',
77         sPassword:= 'u10WKTPNrGdEGVU7',
78         sDatabase:= 'testdb',
79         oMySQL:= oMySQL_1,
80         xStart:= xConnect_1,
81         diError=> diErrorLogin_1,
82         sStatus=> sStatusLogin_1,
83         xConnected=> xConnected_1);
84
85 IF xConnected_1 THEN
86     Send_TON_1( IN := TRUE, PT := T#1S);
87     IF Send_TON_1.Q THEN
88         asSqlCommand2[0] := 'INSERT INTO data (W, X, Y, Z, A1, B1, C1, D1, E1) VALUES (';
89         asSqlCommand2[1] := CONCAT(REAL_TO_STRING(PLC_PRG_main.SAS_conc_system_instant), ',');
90         asSqlCommand2[2] := CONCAT(REAL_TO_STRING(PLC_PRG_main.Waterflow_instant_filt_m3h), ',');
91         asSqlCommand2[3] := CONCAT(REAL_TO_STRING(PLC_PRG_main.Flowmeter_water_from_separator), ',');
92         asSqlCommand2[4] := CONCAT(REAL_TO_STRING(PLC_PRG_main.Flowmeter_water_to_defoaming), ',');
93         asSqlCommand2[5] := CONCAT(REAL_TO_STRING(PLC_PRG_main.Flowmeter_SAS), ',');
94         asSqlCommand2[6] := CONCAT(REAL_TO_STRING(PLC_PRG_main.WGR_instant), ',');
95         asSqlCommand2[7] := CONCAT(REAL_TO_STRING(PLC_PRG_main.WGR_user_defined_calc), ',');
96         asSqlCommand2[8] := CONCAT(REAL_TO_STRING(PLC_PRG_main.OP_air_velocity_well_res), ',');
97         asSqlCommand2[9] := CONCAT(REAL_TO_STRING(PLC_PRG_main.OP_Waterflow_Setpoint), ');');
98
99         xExec2 := TRUE; Send_TON_1( IN := FALSE, PT := T#1S);
100     END_IF
101
102 END_IF
103
104     oExec2(
105         asSqlCommand:= asSqlCommand2,
106         oMySQL:= oMySQL_1,
107         xStart:= xExec2,
108         diError=> diErrorExec2,
109         sStatus=> sStatusExec2);

```

Рисунок 3.5 – Скриншот (№1) работы ПЛК программы для передачи данных в БД MySQL.

```

1  TON_CONNECT( IN := NOT xConnected, PT := T#10S);
2
3  IF TON_CONNECT.Q THEN
4      TON_CONNECT( IN := FALSE, PT := T#10S);
5      xConnect := TRUE;
6  END_IF
7
8
9
10 oLogin(
11     sHost:= sServerIP,
12     uiPort:= 3306,
13     sUsername:= 'newuser',
14     sPassword:= 'uLOWKTEHrGdEGVU7',
15     sDatabase:= 'testdb',
16     oMySQL:= oMySQL,
17     xStart:= xConnect,
18     diError=> diErrorLogin,
19     sStatus=> sStatusLogin,
20     xConnected=> xConnected);
21
22 t := t + 0.001;
23 Y := SIN(t)*1000+1000;
24
25 IF xConnected THEN
26     Send_TON( IN := TRUE, PT := T#1S);
27     IF Send_TON.Q THEN
28         asSqlStatement1[0] := 'INSERT INTO data (A, B, C, D, E, F, G, H, I, J, K, L, M, N, O, P, Q, R, S, T, U, V) VALUES (';
29         asSqlStatement1[1] := CONCAT(REAL_TO_STRING(GVL_Well_temperature), ',');
30         asSqlStatement1[2] := CONCAT(REAL_TO_STRING(GVL_Mast_temperature), ',');
31         asSqlStatement1[3] := CONCAT(REAL_TO_STRING(PLC_FRG_main.System_pressure), ',');
32         asSqlStatement1[4] := CONCAT(REAL_TO_STRING(PLC_FRG_main.Separator_pressure), ',');
33         asSqlStatement1[5] := CONCAT(REAL_TO_STRING(PLC_FRG_main.Receiver_pressure), ',');
34         asSqlStatement1[6] := CONCAT(REAL_TO_STRING(PLC_FRG_main.Differential_pressure), ',');
35         asSqlStatement1[7] := CONCAT(REAL_TO_STRING(PLC_FRG_main.OP_System_temperature), ',');
36         asSqlStatement1[8] := CONCAT(REAL_TO_STRING(PLC_FRG_main.Intercoler_temperature), ',');
37         asSqlStatement1[9] := CONCAT(REAL_TO_STRING(PLC_FRG_main.Foam_volume_L), ',');
38         asSqlStatement1[10] := CONCAT(REAL_TO_STRING(PLC_FRG_main.Water_to_extinguish_foam_volume_L), ',');
39         asSqlStatement1[11] := CONCAT(REAL_TO_STRING(PLC_FRG_main.Air_consumption), ',');
40         asSqlStatement1[12] := CONCAT(REAL_TO_STRING(PLC_FRG_main.Air_flow), ',');
41         asSqlStatement1[13] := CONCAT(REAL_TO_STRING(PLC_FRG_main.Air_temp), ',');
42         asSqlStatement1[14] := CONCAT(REAL_TO_STRING(PLC_FRG_main.OP_air_velocity_well_st), ',');
43         asSqlStatement1[15] := CONCAT(REAL_TO_STRING(PLC_FRG_main.Pump_speed_reference), ',');
44         asSqlStatement1[16] := CONCAT(REAL_TO_STRING(PLC_FRG_main.Waterflow_in_L), ',');
45         asSqlStatement1[17] := CONCAT(REAL_TO_STRING(PLC_FRG_main.OP_WGR_Setpoint), ',');
46         asSqlStatement1[18] := CONCAT(REAL_TO_STRING(PLC_FRG_main.WGR_Accumulated), ',');
47         asSqlStatement1[19] := CONCAT(REAL_TO_STRING(PLC_FRG_main.Water_out_separator_L), ',');
48         asSqlStatement1[20] := CONCAT(REAL_TO_STRING(PLC_FRG_main.Water_balance_L), ',');
49         asSqlStatement1[21] := CONCAT(REAL_TO_STRING(PLC_FRG_main.SAS_required), ',');
50         asSqlStatement1[22] := CONCAT(REAL_TO_STRING(PLC_FRG_main.SAS_conc_system_acc), ',');
51
52         xExec1 := TRUE; Send_TON( IN := FALSE, PT := T#1S);
53     END_IF
54 END_IF
55

```

Рисунок 3.6 – Скриншот (№2) работы ПЛК программы для передачи данных в БД MySQL.

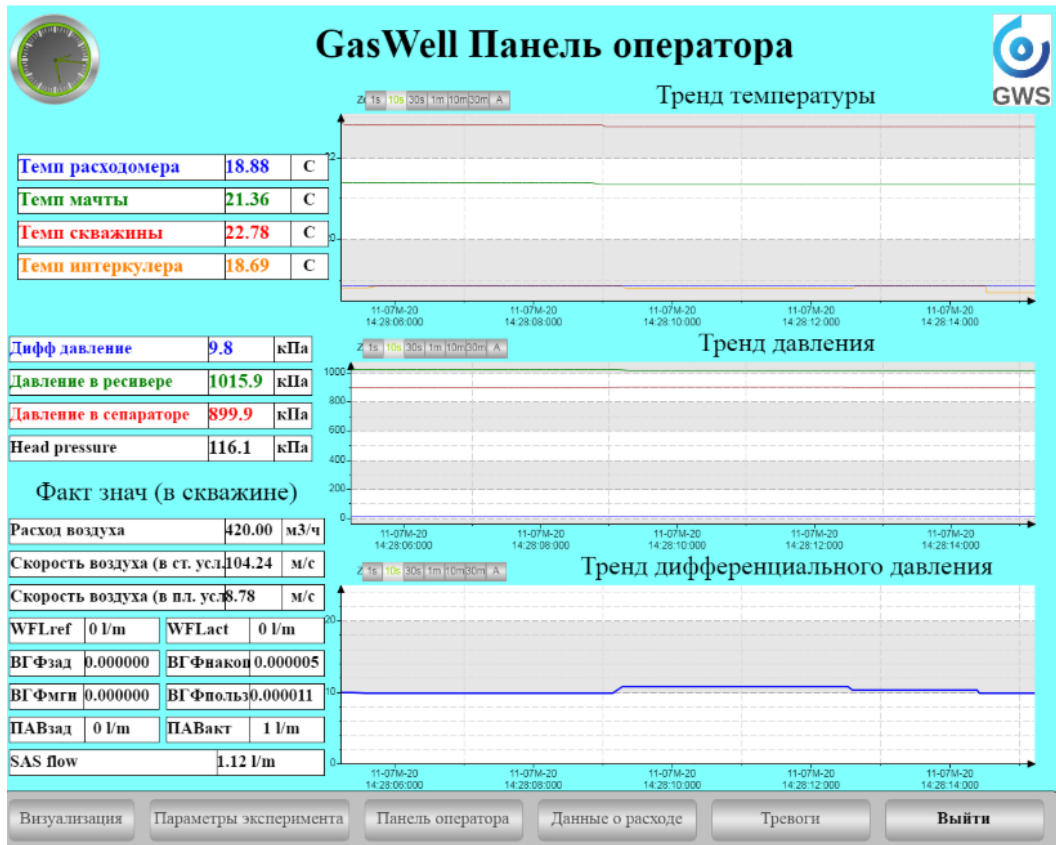


Рисунок 3.7 – Панель оператора с выводом параметров потока.

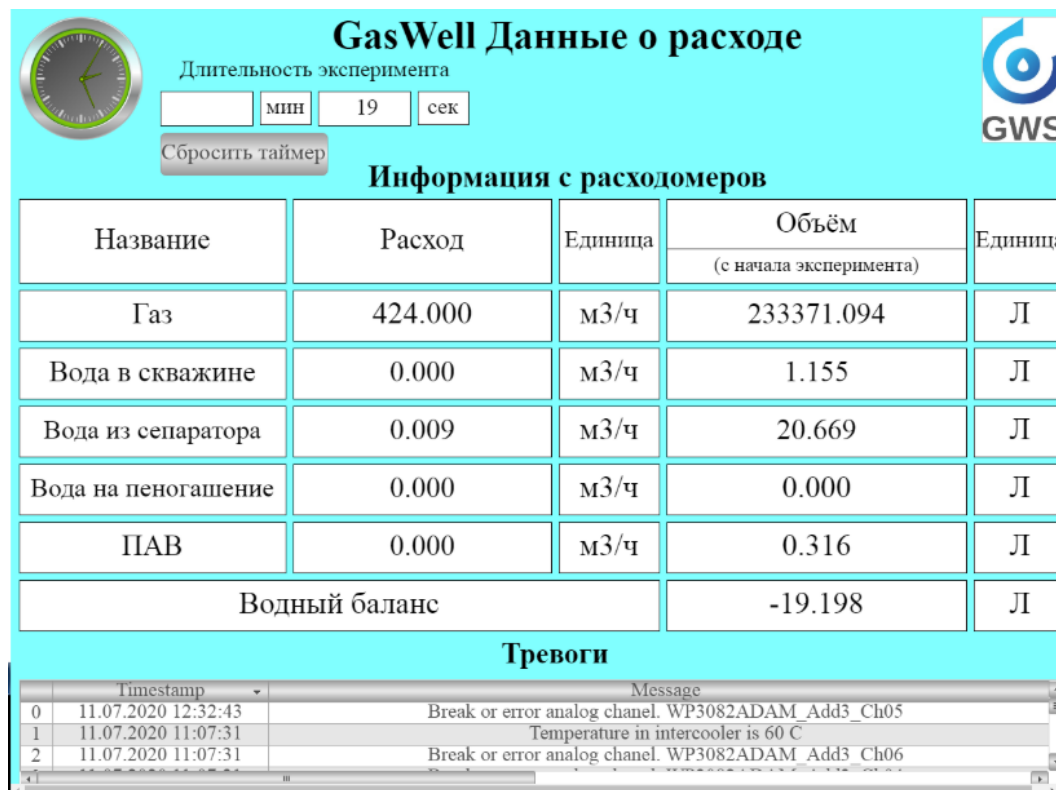


Рисунок 3.8 – Панель оператора с выводом данных о расходе жидкости.

Входные данные.

$T_{пл}$ – пластовая температура; измерение пластовой температуры осуществляется посредством забойной телеметрии в скважине. В разработанной программе со стендовой установки пластовая температура (температура в точке входа флюидов на забой) измерялась также с помощью датчика температуры типа ТСМУ. Скриншот листинга ПЛК программы с получением актуальных значений пластовой температуры приведен ниже (Рисунок 3.9).

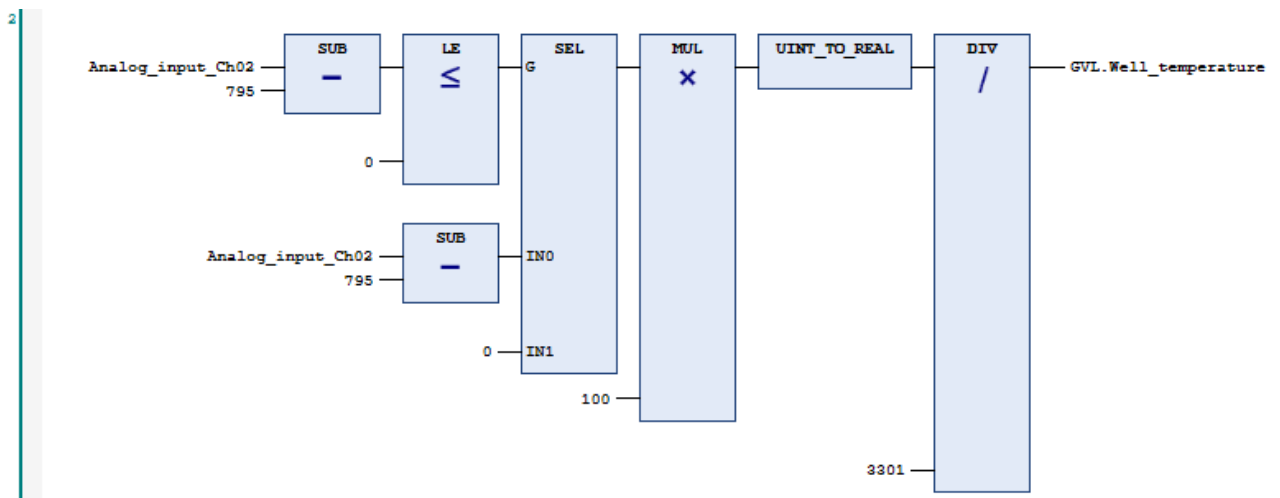


Рисунок 3.9 – Скриншот листинга ПЛК программы с получением значений пластовой температуры.

$P_{пл}$ – пластовое давление в районе скважины; данная величина вычисляется при интерпретации газодинамических исследований скважин, вводится оператором при использовании ПО. В разработанной программе на стендовой установке, пластовое давление измерялось с помощью датчика давления в сепараторах (таким образом, между данным давлением и забойным возникла депрессия для притока газа в колонну). Скриншот программы с настроечными параметрами с получением актуальных значений пластового давления приведен ниже (рисунок 3.10).

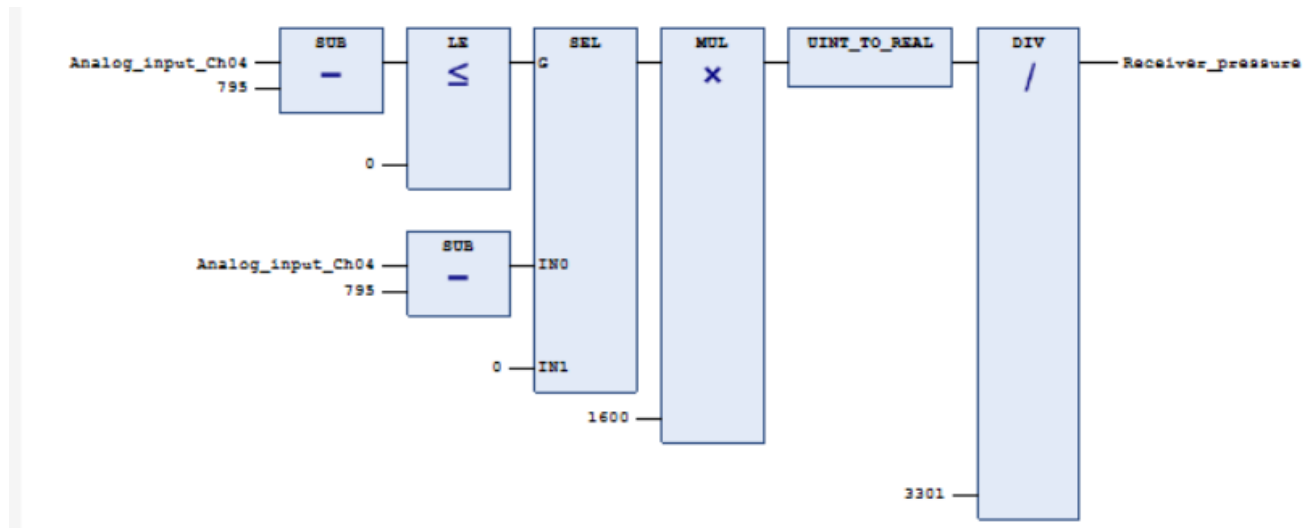


Рисунок 3.10 – Скриншот программы с настроечными параметрами значения пластового давления.

$d_{нкт}$ – внутренний диаметр НКТ; он является конструктивной особенностью скважины, заранее известен и не требует измерения (величина вводится оператором). В ПЛК программе учитывается в виде константы.

q_v – дебит конденсационной и пластовой воды.

Измерение дебита конденсационной и пластовой воды на устье газовой скважины возможно с помощью мобильной сепарационной установки (типа ПКИОС), в котором после сепарации осуществляется замер жидкости с помощью расходомера (кориолисового типа). На стендовой установке впрыск жидкости на забой является регулируемым и настраиваемым. Измерение расхода жидкости осуществляется с помощью импульсного счетчика типа Digmesa FHKU. Скриншот ПЛК программы с листингом измерения расхода жидкости приведен ниже (рисунок 3.11).

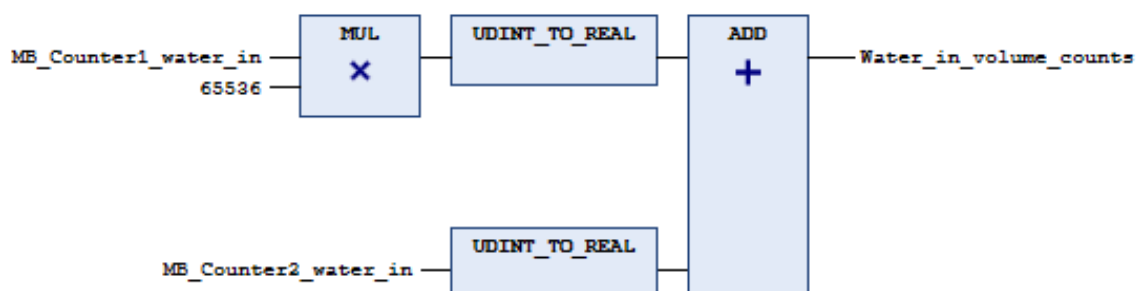


Рисунок 3.11 – Скриншот ПЛК программы с листингом измерения расхода жидкости.

q_2 – количество поступающего из пласта газа; расход газа, поступающего из пласта в условиях газового промысла, осуществляется с помощью расходомера (чаще всего это перепад давления на сужающем устройстве). Измерение расхода для влажного газа корректнее проводить с помощью мобильной сепарационной установки (типа ПКИОС), где отдельно на газовой линии после сепарации установлен расходомер газа (например, вихревой). Измерение расхода газа в ходе тестирования ПО на стендовой установке осуществлялось с помощью расходомера CS instruments VA520. Показания расхода вычислялись в ПЛК программе (рисунок 3.12).

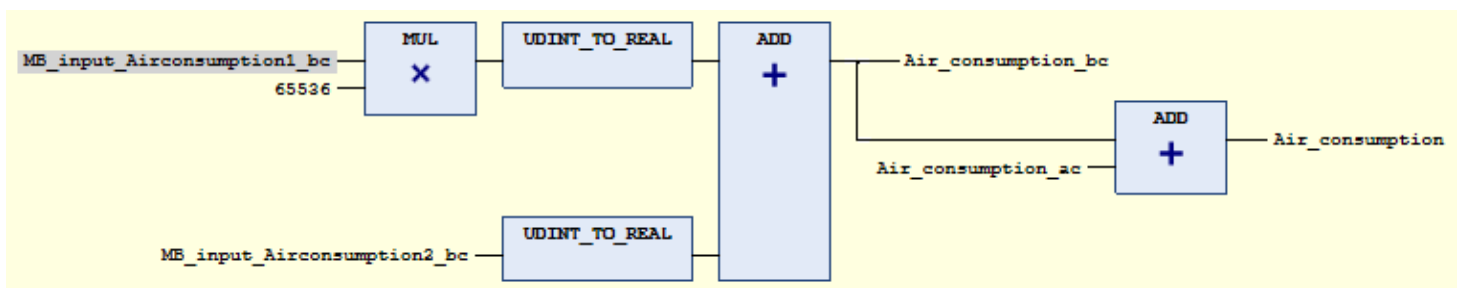


Рисунок 3.12 – Показания расхода газа в ПЛК программе.

Состав природного газа принимается постоянной величиной, количественно при использовании ПО важно ввести значение относительной плотности газа ρ . На стендовой установке при испытании ПО эксперименты проводились с воздухом, поэтому значение $\rho = 1$.

Влияние концентрации растворённого ПАВа на градиент давления имеет нелинейный характер, который, однако, можно аппроксимировать на два участка с линейным зависимости. Первый участок представляет собой прямую с отрицательным коэффициентом пропорциональности. Добавление к воде ПАВ и последующее увеличение его концентрации в жидкости приводит к уменьшению градиента давления за счёт образования пены, снижению содержания жидкости в лифтовой колонне. При критическом значении концентрации ПАВ кривая зависимости градиента давления от концентрации пенообразователя имеет локальный экстремум – дальнейшее увеличение концентрации приводит к увеличению градиента давления (Рисунок 3.13). Этот участок линеаризуется с

положительным коэффициентом пропорциональности. Причиной изменения тенденции на рост является увеличение потерь давления на трение, возникающее между потоком газа в центральной части колонны (газовый сердечник) и избытком образовавшейся пены [25].

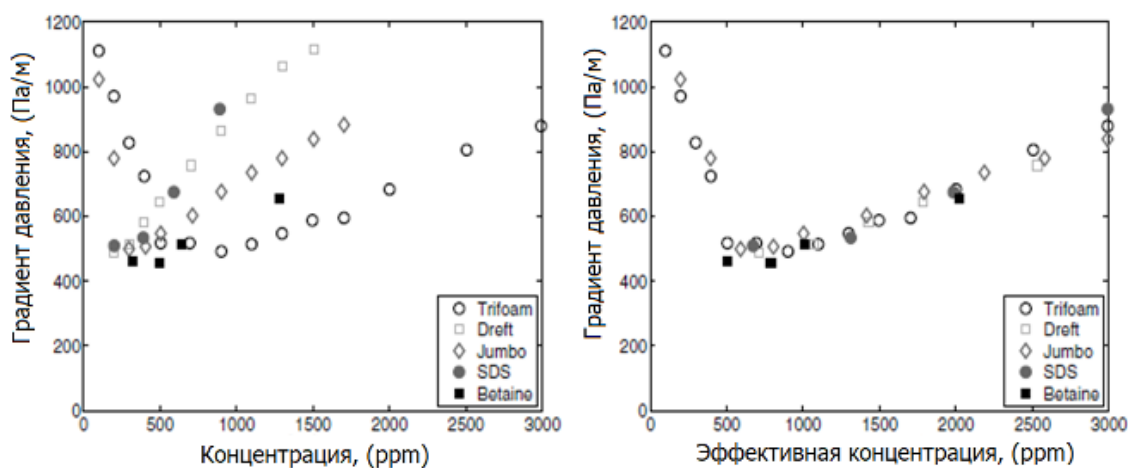


Рисунок 3.13 – Значение перепада давления во вспененном потоке для различных типов ПАВ, $d_{вн} = 5$ см, $V_{ж} = 0,01$ м/с, $V_{г} = 7,5$ м/с.

За оптимальное значение концентрации ПАВ принимают такое значение, при котором кривая зависимости давления от концентрации пенообразователя является точкой экстремума. При оптимальном значении концентрации ПАВ градиент давления имеет минимальное значение при всех возможных концентрациях активного вещества в растворе. Это позволяет обеспечивать максимальный уровень добычи газа.

Испытания проводились на «Экспериментальном стенде для исследования газожидкостных потоков с пенообразователями» (патент на изобретение РФ RU 2654889). Испытания проводились по методике, описанной в главе 2 данной диссертации. Во время испытаний в лифтовую колонну поступала пресная вода расходом $q_{в}$, с помощью ПО последовательно увеличивался объём закачки рассчитанного количества раствора пенообразователя ОП-10 $q_{ПАВ(p-p)}$, концентрацией 1 г/л ($C_{ПАВ\text{ зак.}}$). Таким образом, после смешивания жидкостей на забое возрастала концентрация ПАВ в лифтовой колонне ($C_{ПАВ\text{ скв.}}$):

$$C_{\text{ПАВ скв.}} = \frac{C_{\text{ПАВ зак.}} \cdot q_{\text{ПАВ(р-р)}}}{q_{\text{в}} + q_{\text{ПАВ(р-р)}}$$

В табл. 3.1 представлены результаты испытания программы на Стенде.

Таблица 3.1. – Результаты испытаний алгоритмов программы «GW-Smart» по поддержанию оптимальной концентрации ПАВ.

Поддерживаемая с помощью ПО концентрация ПАВ, г/л	Давление абсолютное, кПа											
	0				500				1000			
	Q _{жидк.} доб., л/мин	Q _{жидк.} зак., л/мин	V _г , м/с	dP/dL, кПа/м	Q _{жидк.} доб., л/мин	Q _{жидк.} зак., л/мин	V _г , м/с	dP/dL, кПа/м	Q _{жидк.} доб., л/мин	Q _{жидк.} зак., л/мин	V _г , 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	0,28	2,63	5,09	0,63	0,27	2,75	4,94	0,65
0,15	0,46	2,53	5,00	0,93	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 (увеличение объема добываемого газа).

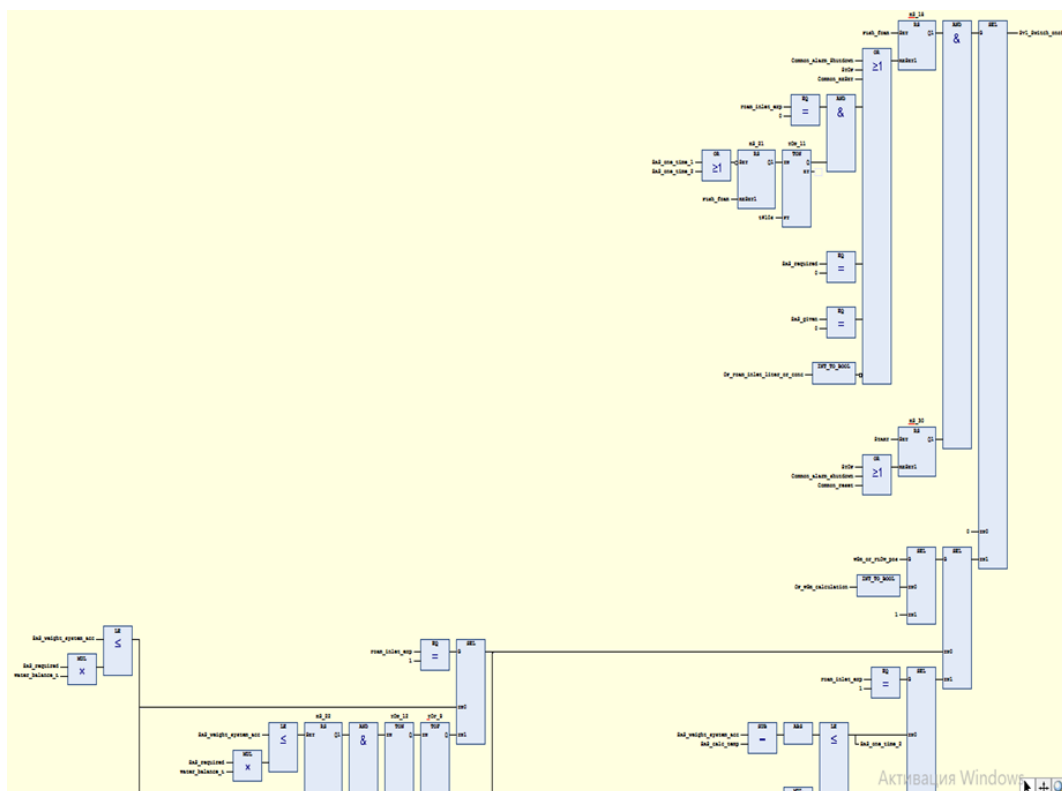


Рисунок 3.14 – Скриншот листинга ПЛК программы по регулированию закачки ПАВ.

- В текущей версии расчетная модель ПО реализована в ПК (Рисунок 3.16) на базе Intel Core 2 Quad Q9650, имеющим 64-разрядную архитектуру, тактовую частоту 3ГГц и поддерживающим с набор инструкций SSE2.

- Операционная система, установленная на ПК, в которой разрабатывалось и тестировалось ПО для расчетной модели - Microsoft Windows 7 Professional с использованием программ MS Excel, MySQL и Codesys v.3.5.

- Разработанная модель предполагает быстрое выполнение расчетов в оперативной памяти ПК. Для этого была установлена оперативная память – Kingston DDR2 8Гб.

- Свободное место на жестком диске SanDisk SSD PLUS 240 GB (SATA-III) составляет 143 ГБ.

- Монитор - разрешение 1280 x 800. Панель оператора разработана для разрешения монитора 1280x800.

- В ПК установлен графический процессор-видеоадаптер, поддерживающий DirectX 10 – NVIDIA GeForce 8500 GT (256Мб GDDR3). Видеоадаптер необходим для визуализации панели оператора (тренды, мнемоника, алармы), работы с графическими приложениями, визуализации потокового видео с IP-камер.

Испытания проводились на специальном стенде, схема которого приведена на рисунке ниже.

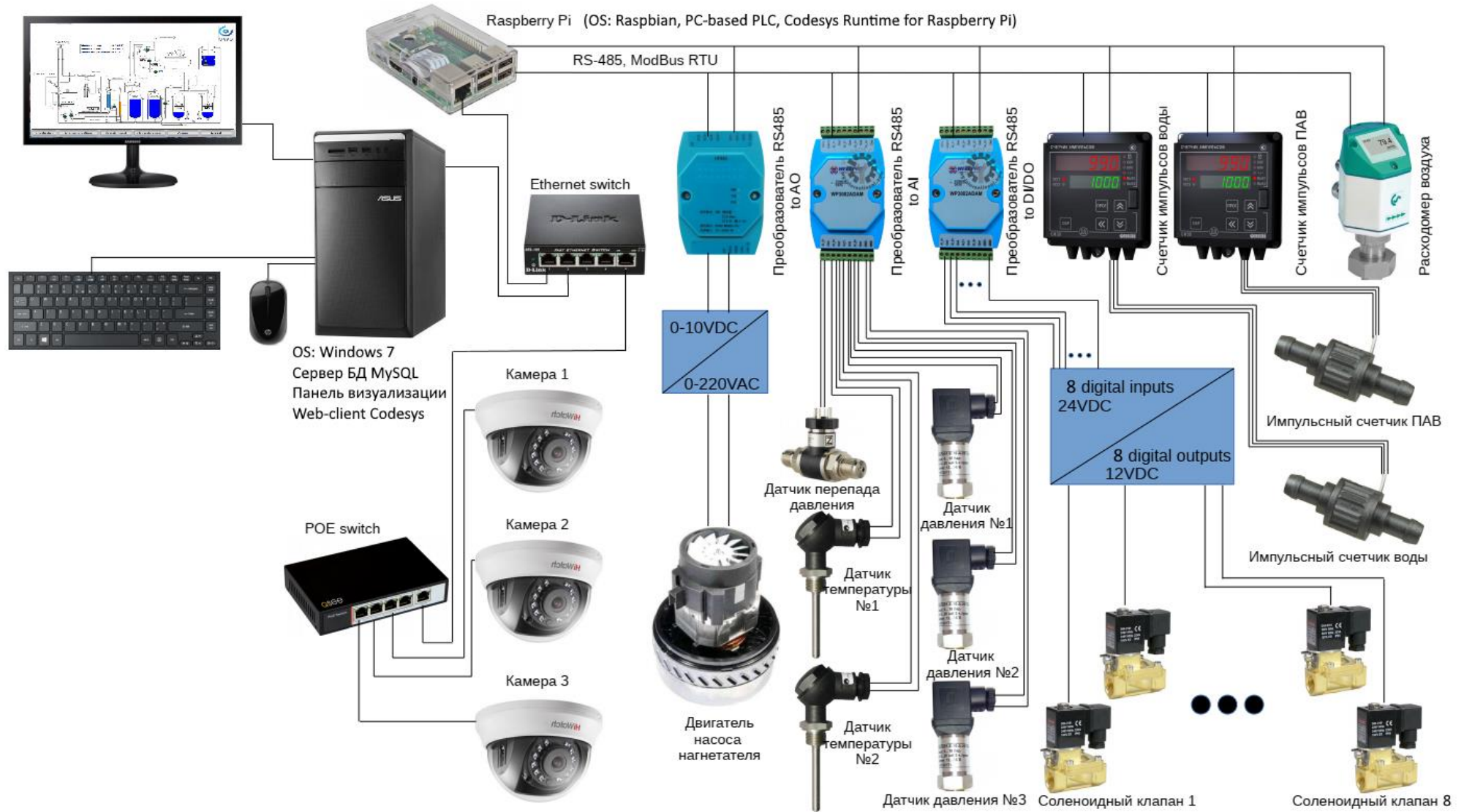


Рисунок 3.16 – Структурная схема взаимодействия элементов испытательного стенда.

Роль программируемого логического контроллера выполнял Raspberry Pi 3b+ (с 64-битным 4-ядерным процессором ARM Cortex-A53, тактовой частотой 1,2 ГГц, 1 ГБ оперативной памяти) на который установлен Codesys Control Runtime. Сбор информации с датчиков температуры, давления, расходомера и импульсных счетчиков и выдача управляющих воздействий на нагнетатель и соленоидные клапаны осуществлялась по интерфейсу RS-485 протокол Modbus-RTU. Для сбора данных с датчиков и передачи их через шину Modbus использовались конвертеры WellPro 8028 (16 битный модуль дискретных входов/выходов) и WellPro 3082 (8 канальный модуль аналоговых входов). Счетчики импульсов СИ-30 производства компании «ОВЕН» передают в ПЛК через шину Modbus количество импульсов со счетчиков (расходомеров воды и ПАВ). Расходомер газа VA520 производства CS Instruments имеет цифровой выходной сигнал и также выдает значение расхода газа в ПЛК через шину Modbus. Управляющие сигналы с Raspberry Pi передаются через шину Modbus на модули аналоговых выходов HU4AO (управление оборотами нагнетателя) и WellPro 8028 (управление соленоидными клапанами, в т.ч. клапаном подачи ПАВ).

Панель оператора реализована на ПК посредством Web-интерфейса Codesys. Также в ПК реализована база данных MySQL для записи всех параметров эксперимента. Кроме того, ПК выступает в роли видеосервера, в котором собираются и хранятся видеофайлы, записываемые с IP-камер.

ПК, IP-камеры и Raspberry Pi находятся в одной локальной сети и соединены посредством Ethernet коммутатора. Разработка и отладка программы для ПЛК осуществлялась с помощью ПО Codesys v3.5, которое установлено на ПК.

На разработанное программное обеспечение было получено свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ RU 2020617240 «Программное обеспечение для управления газовыми скважинами, работающими в режиме накопления жидкости “GW-Smart”» (приложение V).

3.3. Оценка экономической эффективности от потенциального внедрения разработанной Системы

Задачей, на решение которой направлено заявляемая Система для эксплуатации газовых скважин с высоким содержанием жидкости, является эффективное удаление жидкости, скапливающейся в скважине, и повышение извлечения газа из пласта. При потенциальном внедрении разработки поставленная задача решается за счет достижения технического результата, который заключается в минимизации, либо отсутствии безвозвратных потерь газа для «продувки» скважин на факельную линию; минимизации количества подаваемых пенообразующих агентов; максимизации результирующего дебита скважины по газу.

По предварительной экспертной оценке, в результате её применения не менее, чем на 30 % увеличивается дополнительная добыча газа, не менее чем на 25% сокращаются расходы ПАВ на единицу добываемой жидкости (в сравнении с существующими системами закачки ПАВ). Эффект обеспечивается в результате онлайн-мониторинга параметров работы скважины и возможности подбора оптимального режима закачки пенообразователя с использованием результатов моделирования (обеспечение минимальных потерь трения в лифтовой колонне и расхода и/или расхода пенообразователя).

Для оценки экономической эффективности от потенциального внедрения технологии рассмотрен пример её использования на одном из месторождений Крайнего Севера. За основу взяты фактические промысловые данные использования технологии закачки ПАВ на данном месторождений в зимний период 2016 г. В данном проекте осуществлялась закачка раствора жидкого пенообразователя с постоянной дозацией. При расчёте в оценке объёма дополнительной добычи газа был заложен показатель на 30% превышающий фактические данные (эффект от внедрения технологии), цена на единицу объёма дополнительного газа была взята согласно внутренней системе оценки

инновационных проектов ООО «Газпром добыча Надым» - 518 руб./тыс.м³ (цена учитывает последующие затраты на подготовку газа к товарному виду, а также налоговые вычеты).

Для оценки объема капитальных затрат рассмотрим схему реализации технологии (рисунок 3.17), а также перечень возможного оборудования (таблица 3.2).

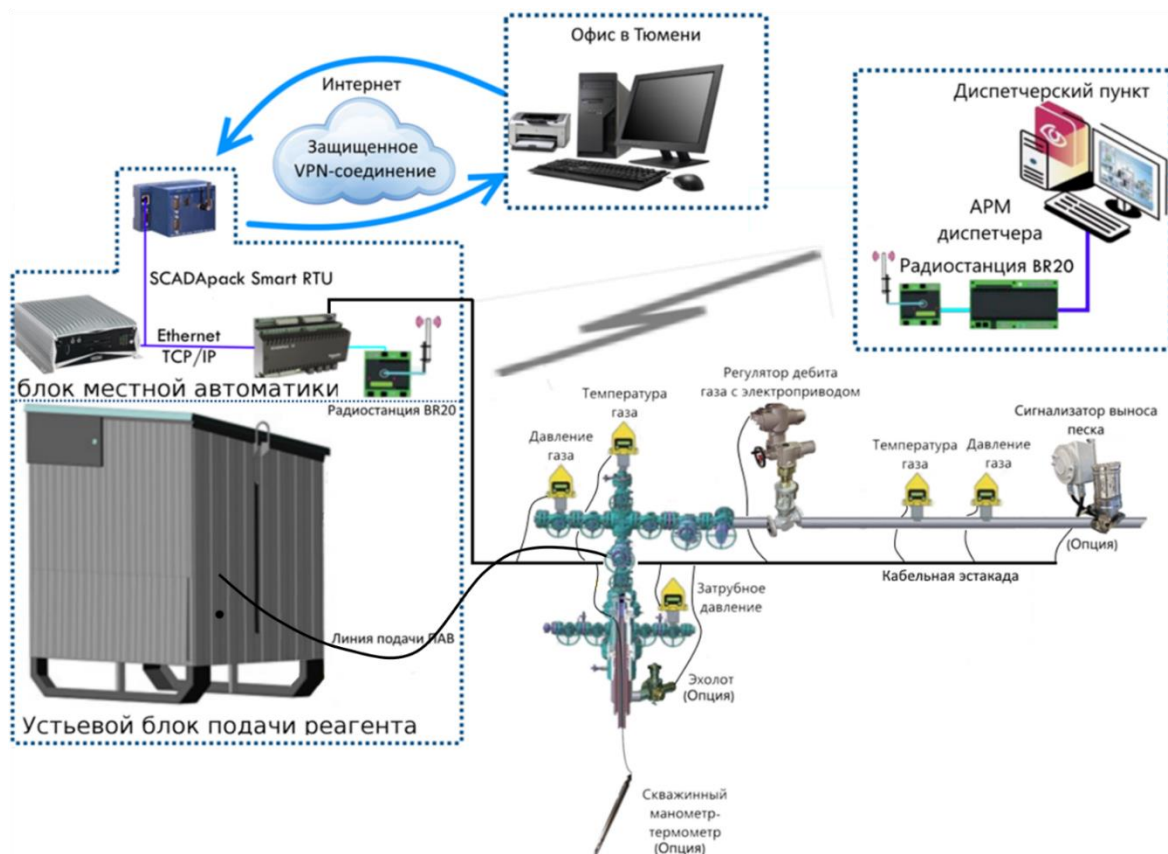


Рисунок 3.17 – Схема внедрения автоматизированной системы эксплуатации обводняющихся газовых скважин на основе закачки пенообразующих ПАВ.

Таблица 3.2 – Перечень рекомендуемого оборудования для реализации Системы.

Наименование	Тип	Стоимость, тыс.руб.
Блок подачи ПАВ	Устьевого блока подачи реагента ООО "Синергия-Лидер"	840
Электрооборудование		
Шкаф Rittal, Термостат, Обогреватель шкафа	Rittal AE 1260.500, 3110.000 Регулятор внутренней температуры шкафа, 3105.370 Обогреватель для шкафа	42
ScadaPack Smart RTU	ПЛК Schneider Electric	304,8
Радиомодем, 2шт	Guardian-400 140-5046-300	223,44
Грозоразрядник 2шт, Антенна 2шт, Высокочастотный кабель 2шт, Панель оператора, 7", SL, Ethernet	Polaris 150N, Ajetrays UH-2000, RF-400, БПБ 60-12, SL, Ethernet	82,08
Scadapack E Workbench V6		150
Коммутатор	ConneXium (Managed) 6TX/3FX-MM	73,2
Модем VPN роутер Ewon, Модуль 4G Ewon, Модуль WAN, Кабель антенный, Антенна	Flexy 201, FLB3202, FLX3101	68,4
Промышленный ПК	ER-8000-I7	192
ИБП 2шт, Блок питания 20А, Вводной автомат, Гальваническая развязка 6 шт	Fiamm 12SLA26, PRO ECO3 480W 24V 20A, 10A автомат, KFD2-STC4-Ex1 Pepperl&Fuchs	71,52
Защита от перенапряжений	1351400000 Разрядник VPU I 1 LCF 400V/35KA	36
Кабельная продукция для полевого расключения 420шт, Кабель для подключения шкафа 10шт, Предохранители до блока питания (4А)	Кабель экранированный МКЭШ 3x0,75, ВВГнг 5x4	18,72
Компьютер оператора		72
Датчики и исполнительные механизмы		
Датчик температуры, 2шт	Метран ТСПУ 276	16,08
Датчик давления, 3шт	Метран 150 TGR	177,12
Регулятор дебита	РУСТ-415	1140
Сервисные работы		
Сборка шкафа		84
Пуско-наладочные работы (оборудование и отладка ПО)		1808
Транспорт оборудования		240
Общий итог (с НДС)		5639,36

Результаты оценки экономического эффекта от внедрения Системы приведены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Оценка экономической эффективности внедрения разработанной Системы.

Базовый вариант, расход активной основы ПАВ - 0,5 г/л				
Вариант повышенного расхода активной основы ПАВ - 1 г/л				
Год	2021	2022	2023	2024
Номер года	0	1	2	3
Капитальные вложения, млн. руб.	5,64	0,00	0,00	0,00
Объём добываемой воды, м.куб./сут	0,00	10,00	10,00	10,00
Концентрация ПАВ (активной основы, базовый вариант), г/л	0,00	0,50	0,50	0,50
Концентрация ПАВ (активной основы, вариант повышенного расхода ПАВ), г/л	0,00	1,00	1,00	1,00
Расход ПАВ (активной основы, базовый вариант), кг/сут	0,00	5,00	5,00	5,00
Расход ПАВ (активной основы, вариант повышенного расхода ПАВ), кг/сут	0,00	10,00	10,00	10,00
Стоимость ПАВ (активной основы FC 105, Nalco Champion), руб./кг	0,00	1350,00	1350,00	1350,00
Операционные затраты на ПАВ (базовый вариант), млн. руб./год	0,00	2,46	2,46	2,46
Операционные затраты на ПАВ (вариант повышенного расхода ПАВ), млн. руб./год	0,00	4,93	4,93	4,93
Операционные затраты на эл. энергию, млн. руб./год	0	0,5	0,5	0,5
Операционные затраты (базовый вариант), млн. руб./год	0,00	2,96	2,96	2,96
Операционные затраты (вариант повышенного расхода ПАВ), млн. руб./год	0,00	5,43	5,43	5,43
Добыча газа (вариант без внедрения технологии, продувка), тыс. м. куб./сут	0,00	130,00	80,00	30,00
Добыча газа (вариант без внедрения технологии, продувка), тыс. м. куб./год	0,00	47450,00	29200,00	10950,00
Добыча газа (вариант с внедрением технологии), тыс. м. куб./сут	0,00	150,00	100,00	40,00
Добыча газа (вариант с внедрением технологии), тыс. м. куб./год	0,00	54750,00	36500,00	14600,00
Дополнительная добыча газа (или сохраненный газ), тыс. м. куб./год	0	7300,00	7300,00	3650,00
Стоимость газа, руб./тыс. м. куб.	2200,00	2200,00	2200,00	2200,00
Доход от реализации доп. добычи, млн. руб/год	0,00	16,06	16,06	8,03

CF (разница доходов и затрат, базовый вариант), млн. руб./год	-5,64	13,10	13,10	5,07
CF (разница доходов и затрат, вариант повышенного расхода ПАВ), млн. руб./год	-5,64	10,63	10,63	2,60
Ставка дисконтирования, %	15,0 0	15,00	15,00	15,00
DCF (дисконтированный CF, базовый вариант), млн. руб./год	-5,64	11,39	9,90	3,33
DCF (дисконтированный CF, вариант повышенного расхода ПАВ), млн. руб./год	-5,64	9,25	8,04	1,71
NPV (чистый дисконтированный доход, базовый вариант), млн. руб	-5,64	5,75	15,65	18,98
NPV (чистый дисконтированный доход, вариант повышенного расхода ПАВ), млн. руб	-5,64	3,61	11,65	13,36
PI (индекс прибыльности, базовый вариант), д.ед.	4,37			
PI (индекс прибыльности, вариант повышенного расхода ПАВ), д.ед.	3,37			

Результаты расчётов показывают, 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 в рассмотренном примере.

Выводы по разделу 3

1. Разработана автоматизированная система эксплуатации обводняющихся газовых скважин на основе закачки пенообразующих ПАВ, позволяющая эффективно удалять жидкость из газовых скважин, обеспечивая стабильную добычу газа.

2. Для управления Системой разработано программное обеспечение для управления газовыми скважинами, работающими в режиме накопления жидкости «GW-Smart», алгоритмы которого были отработаны на «Экспериментальном стенде для исследования газожидкостных потоков с пенообразователями».

3. На основе экспертной оценки в результате применения Системы не менее, чем на 30 % увеличивается дополнительная добыча газа, не менее чем на 25% сокращаются расходы ПАВ на единицу добываемой жидкости в сравнении с существующими системами закачки ПАВ; эффект обеспечивается в результате

онлайн-мониторинга параметров работы скважины и возможности подбора оптимального режима закачки пенообразователя.

4. Получены положительные результаты при оценке экономической эффективности внедрения Системы для эксплуатации обводняющейся сеноманской газовой скважины одного из месторождений Крайнего Севера; 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.

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 объемных 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 ЛИТЕРАТУРЫ

1. 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 и др. // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ – 2021. – N 6. – С. 76-89.
2. Юшков, А.Ю. Экспериментальный стенд для исследования газожидкостных потоков и потоков пены / А.Ю. Юшков, В.А. Огай, Р.Р. Лопатин, и др. // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ – 2019. – N 3. – С. 86-95.
3. Изюмченко, Д.В. Эксплуатация газовых скважин в условиях активного водо и пескопроявления/ Д.В. Изюмченко, Е.В. Мандрик, С.А. Мельников, А.А. и др. // Вести газовой науки. -2018.- № 1 (33).- С. 235-241.
4. Огай, В.А. Расчет перепада давления в сеноманской газовой скважине, эксплуатируемой с пенообразователем / В.А. Огай, Е.А. Сабурова, В.О. Довбыш и др. // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ - 2020. - N 4. - С. 36-50.
5. Технологии разработки сеноманских залежей низконапорного газа / А.В. Колмаков, П.С. Кротов, А.В. Кононов // СПб.: ООО «Недра», 2012.— С.14.
6. Минликаев, В.З. Эксплуатация самозадавливающихся скважин в условиях завершающего этапа разработки месторождения / В.З. Минликаев, Д.В. Дикамов, А.Г. Глухеньких и др. // Газовая промышленность. – 2010. – № 2. – С.76-77.
7. Паникаровский, Е.В. Повышение эффективности применения пенообразователей для удаления жидкости с забоев газовых скважин / Е.В. Паникаровский, В.В. Паникаровский, Ю.В. Ваганов. // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2019; (3): С.54-63.
8. Епрынецев, А.С. Проблемы эксплуатация обводняющихся скважин газовых месторождений в стадии падающей добычи / Епрынецев А.С., Кротов П.С., Нурмакин А.В. и др. // ВЕСТНИК ОГУ №16 (135) – 2011. – С.41-45.

9. Корякин, А.Ю. Комплексные решения задач разработки и эксплуатации скважин Уренгойского добывающего комплекса / А.Ю. Корякин // М., 2016 - С. 272
10. van Nimwegen, A. T., 2015. The effect of surfactants on gas-liquid pipe flows. Ph.D. thesis, Delft University of Technology.
11. Минликаев, В.З. Итоги реализации комплексной программы реконструкции и технического перевооружения объектов добычи газа на 2011-2015 гг. / В.З. Минликаев, А.В. Коваленко, Н.А. Билатов, А.В. Елистратов // Газовая промышленность. №1 – 2017. – С.30-34.
12. Liu, L., Li, X., Tong, L. and Liu, Y.: Effect of Surfactant Additive on Vertical Two Phase Flow. Journal of Petroleum Science and Engineering, 115 (2014) 1-10.
13. Zhou, J.: Flow Patterns in Vertical Air/Water Flow with and without Surfactant. Master's Thesis, Chemical Engineering Department, University of Dayton, Dayton , Ohio, USA, 2013.
14. Christiansen, R.L.: A New Look at Foam for Unloading Gas Wells. Penn-State Sub- Contract No. 2772- CSM- DOE- 2098, DOE Award Number DE- FC26-00NT42098, June, 2006.
15. Saleh, S., Al- Jamae'y, M.: Foam- Assisted Liquid Lifting in Low Pressure Gas Wells. SPE 37425, SPE Production Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, 9- 11 March 1997.
16. Kelkar, M., Sarica, C. 2015. Gas Well Pressure Drop Prediction under Foam Flow Conditions. RPSEA 09122- 01 Final Report: 192 p.
17. van't Westende, J., de Boer, J., Vercauteren, F. 2015. JIP Experimental foam selection - Modelling of foam pipe flow Date. TNO report TNO 2015 R11538: 81 p.
18. van't Westende, J. M. C., Henkes, R. A. W. M., Ajani, A., Kelkar, M. 2017. The use of surfactants for gas well deliquification: a comparison of research projects and developed models. BHR Group.

19. Ansari, A. M., Sylvester, N. D., Akron, U., Sarica, C., Shoham, O., 1994. A comprehensive mechanistic model for upward two-phase flow in wellbores. *SPE Production and Facilities* (May), 143–152.
20. Gray W.G. A derivation of the equations for multiphase transport // *Chem. Eng. Sci.*, 1975, vol. 30. - Pp. 229-233.
21. Шулепин, С.А. Экспериментальное обоснование устойчивых режимов эксплуатации обводняющихся газовых скважин: дисс. ... канд. техн. наук : 25.00.17 / Шулепин Сергей Александрович. – Москва, 2017. – 163 с.
22. 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
23. Ахмедов, Б. Г. Оптимизация технологического режима работы газовых скважин с водопроявлениями : дисс. ... канд. техн. наук: 05.15.06 / Ахмедов Байрам Гаджибала оглы. – Москва, 1982. – 185 с.
24. A.T. van Nimwegen, L.M. Portela, R.A.W.M. Henkes. Modelling of upwards gas-liquid annular and churn flow with surfactants in vertical pipes. *International Journal of Multiphase Flow.* – 2017. – 34 p.
25. Николаев, О.В. Экспериментальное изучение подобия вертикальных газожидкостных потоков в условиях эксплуатации обводненных газовых скважин / О.В. Николаев, С.А. Бородин, С.А. Шулепин. // *Вести газовой науки.* - 2013. - № 4 (15). - С. 76-83.
26. 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 : 25.00.17 / Николаев Олег Валерьевич. – Москва, 2012. – 128 с.
27. B. Petkova, S. Tcholakova, M. Chenkova, K. Golemanov, N. Denkov, D. Thorley and S. Stoyanov. Foamability of aqueous solutions: Role of surfactant type and concentration. *Advances in Colloid and Interface Science* Volume 276, February 2020, p 19.

28. Lea, J. F., & Nickens, H. V. 2004. Solving Gas-Well Liquid-Loading Problems. Gulf Professional Publishing: 314 p.
29. A. Yu. Yushkov, V.A. Ogai, I.A. Koroleva, M.M. Amro, F. Rose, NA. Kummer. Study on the effect of cetyltrimethylammonium bromide on gas-liquid flow characteristics at low gas flow rates and gas pressure. Topical Issues of Rational Use of Natural Resources 2021, volume 266. Saint Petersburg, Russia, 2021.
30. Гасумов, Р.А. Исследования эффективности применения пенообразователей для выноса воды из скважин на поздней стадии разработки месторождений / Гасумов Р.А. и др. // Вестник СКФУ. 2014. № 6 (45). С.27-37.
31. Joshi, Sh., 2015. Foamer evaluation by the sparging test method for application to gas well deliquification. MSc thesis, Delft University of Technology.
32. Ogai V. A., Khabibullin A. F., Yushkov A. Yu. Experimental installation for imitation of gas-liquid mixture and dynamic processes in the stock of the gas well// RU 2654889, 23.05.18.
33. Ajani, A., & Kelkar, M. Pressure drop prediction in vertical wells under foam flow conditions. Society of Petroleum Engineers. 2016.
34. Мазанов, С. В. Технологии восстановления и повышения производительности газовых скважин : на примере месторождений Крайнего Севера : дисс. ... канд. техн. наук : 25.00.17 / Мазанов Сергей Владимирович. – Ставрополь, 2006. – 160 с.
35. Ancev, I. G., Sapozhnikov, G. A., Savelev, Yu. V., Krivoshapko, D. A., & Ogai, V. A. (2019). Use of high-precision digital quartz pressure sensors for increasing of gaz-liquid flows testing quality and gaz wells operation modes regulation. Neft'. Gaz. Novatsii, 5, 38-43. (In Russian).
36. Alzhanov, Y., Karami, H., Pereyra, E., & Gamboa, J. 2018. Efficacy of Surfactants in Rich Gas Shale Wells. SPE Artificial Lift Conference and Exhibition - Americas.

37. Gcali, C., Karami, H., Pereyra, E., & Sarica, C. 2018. Surfactant Batch Treatment Efficiency as an Artificial Lift Method for Horizontal Gas Wells. SPE Artificial Lift Conference and Exhibition - Americas.

38. Omrani, P. S., Shukla, R. K., Vercauteren, F., & Nennie, E. Towards a Better Selection of Foamers for the Deliquification of Mature Gas Wells. International Petroleum Technology Conference. 2016.

39. Гриценко, А.И. Экспериментальное исследование истинного водосодержания в вертикальных трубах при движении по ним газожидкостных смесей при малых расходах газа / Гриценко А.И., Вязенкин Г.Н., Бузинов С.Н. и др. // Проблемы подземного хранения газа в СССР. - М.: ВНИИГАЗ, 1983. - С. 86-96.

40. Мамаев В.А., Движение газожидкостных смесей в трубах / В.А. Мамаева, Г.Э. Одишария, Н.Н. Семенов и др. // М. – Недра.–1978.-270 с.

41. Одишария, Г.Э. Область существования и истинное газосодержание при восходящем кольцевом режиме течения в трубах / Г.Э. Одишария, Ю.А. Толасов, О.В. Клапчук // Разработка газовых месторождений, транспорт газа. - М.: ВНИИГАЗ, 1974. – N 3. - С. 128 - 138.

42. Экспериментальная установка для имитации газожидкостной смеси и динамических процессов в стволе газовой скважины: пат. 2654889 РФ, МПК E21B 47/00 G01M 99/00 / В. А. Огай, А. Ф. Хабибуллин, А. Ю. Юшков; заявитель и патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью "ГазВелл Системы". – № 2017117637 ; заявл. 22.05.2017 ; опубли. 23.05.2018, Бюл. № 15.

43. Liu, T., Zhou, X., Chen, H., Lu, G., Zhao, Zh., Liu, D., & Du, Y. 2019. Popularization and application of the capillary foam deliquification technology in horizontal wells with low pressures and low liquid flow rates: A case study on middle shallow gas reservoirs in the Western Sichuan depression. Natural Gas Industry B, Vol. 6, pp. 25-33.

44. Kalwar, S. A., Awan, A. Q., Rehman, A. U., & Abbasi, H. S. Production optimization of high temperature liquid hold up gas well using capillary surfactant injection. SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference. 2017.

45. Schinagl, W., Caskie, M., Green, S. R., Docherty, M., & Hodds, A. C. (2007). Most successful batch application of surfactant in North Sea gas wells. *Offshore Europe*. (In English).
46. Rauf, O. (2015). Gas well deliquification – a brief comparison between foam squeeze and foam batch approach. *Journal of Industrial and Intelligent Information*, 1, 45–47.
47. Особенности разведки и разработки газовых месторождений Западной Сибири / О. Ф. Андреев, К. С. Басниев, Л. Б. Берман и др. // М.: Недра, 1984,— 221 с.
48. Николаев, О.В. Экспериментальное изучение подобия вертикальных газожидкостных потоков в условиях эксплуатации обводненных газовых скважин / О.В. Николаев, С.А. Бородин, С.А. Шулепин. // Вести газовой науки.-2013.- № 4 (15).-С. 76-83.
49. Изюмченко, Д.В. Газожидкостные потоки в вертикальных трубах: парадоксы гидродинамики / Д.В. Изюмченко, О.В. Николаев, С.А. Шулепин. // Вести газовой науки.-2013.- № 4 (15).-С. 36-45.
50. Karnanda, W., Benzagouta, M. S., AlQuraishi, A., Amro, M. M. 2012. Effect of temperature, pressure, salinity, and surfactant concentration on IFT for surfactant flooding optimization. *Arabian Journal of Geosciences*, Springer Verlag.
51. Szabries, M., Jaeger, P.T., Amro, M.M. 2018. Foam analysis at elevated pressures for EOR applications. *Energy & Fuels* 33(5).
52. Koshelev, A.V., Li, G. S., Kataeva, M. A. 2014. Operational hydrochemical control of reservoir water flooding of Urengoy oil and gas condensate field development facilities. *Scientific and technical collection. Vesti Gazovoy Nauki* №3(19): pp. 106–115.
53. Politova, N., Tcholakova, S., Valkova, Z., Golemanov, K., Denkov, ND. 2018. Self-regulation of foam volume and bubble size during foaming via shear mixing. *Colloids Surfaces: aPhysicochem. Eng. Asp.* 2018; 539: pp. 18–28.
54. Турицына, М. В. Обзор результатов исследований растворов поверхностно-активных веществ и газожидкостных смесей на их

основе / М. В. Турицына // Современные проблемы науки и образования. – 2012. – № 2. – С. 271.

55. Turner, R., Hubbard, M., Dukler, A., 1969. Analysis and prediction of minimum flow rate for the continuous removal of liquids from gas wells. *Journal of Petroleum* №22 (11), pp. 1475–1482.

56. Nakahara, H., Shibata, O., Moroi, Y. 2011. Examination of Surface Adsorption of Cetyltrimethylammonium Bromide and Sodium Dodecyl Sulfate. *J. Phys. Chem. B* 2011, 115: pp. 9077-9086.

57. Sean, H.P., Shona, L.N., Krevor, C. 2013. Investigation of Batch Foamer Efficacy and Optimisation in North Sea Gas Condensate Wells. *SPE Candidate Paper*.

58. Schinagl, W., Caskie, M., Green, S. R., Docherty, M., Hodds, A. C. 2007. Most Successful Batch Application of Surfactant in North Sea Gas Wells. *Offshore Europe*.

59. Huang, F., & Nguyen, D. 2012. Optimized foamers for natural gas well deliquification: a statistical design approach. *Fuel* 97: pp. 523–530.

60. Zhu, J., Cao, G., Tian, W., Zhao, Q., Zhu, H., Song, J., Peng, J., Lin, Z. & Zhang, H-Q. 2019. Improved Data Mining for Production Diagnosis of Gas Wells with Plunger Lift through Dynamic Simulations. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Calgary, Alberta, Canada*.

61. Shi, Sh., Wu, X., Han, G., & Zhong, Z. 2019. Study on the gas–liquid annular vortex flow for liquid unloading of gas well. *Oil & Gas Science and Technology - Rev. IFP Energies nouvelles* 74, 82 p.

62. Dallagi, H., Saabi, Ah. Al., Faille, Ch., Benezech, Th., Augustin, W. & Aloui, F. 2019. CFD Simulations of the Rheological Behavior of Aqueous Foam Flow Through a Half-Sudden Expansion. *8th Joint Fluids Engineering Conference*.

63. Amania, P., Hurterbc, S., Rudolpha, V. & Firouzi, M. 2020. Comparison of flow dynamics of air-water flows with foam flows in vertical pipes. *Experimental Thermal and Fluid Science*, Vol. 119.

64. Khomehchi, E., Khishvand, M., Abdolhosseini, H. 2016. A case study to an optimum selection of deliquification method for gas condensate well design: South Pars gas field. *Ain Shams Engineering Journal* №7 (2): pp. 847–853.
65. Saradva, H., Jain, S., Hamadi, M. A., Thakur, K. K., Govindan, G., Ahmed, A. F. 2019. Evaluating Liquid Loading Using Multiphase Dynamic Flow Simulation in Complex Openhole Multilateral Gas Condensate Wells. *SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference*.
66. Burns, M. 2018. Plunger-Assisted Gas Lift and Gas-Assisted Plunger Lift. *SPE Artificial Lift Conference and Exhibition - Americas*.
67. Romer, M. C., Brown, M., Ainsworth, N., Rundberg, O., Bolt, D. J., Bolt, T., & Tolman, R. C. 2016. Field Trial of a Novel Self-Reciprocating Hydraulic Pump for Deliquification. *SPE North America Artificial Lift Conference and Exhibition*.
68. Burford, J., Falcone, G. 2017. Deliquification in a Mature Gas Field: Comparison of Predicted and Observed Rates after Well Workover to Install Velocity Strings. *SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference*.
69. Natural Gas STAR Partners. 2011. Options for Removing Accumulated Fluid and Improving Flow in Gas Wells.
70. Шаповалова, Е. А. Экспериментальные исследования по подбору оптимальных концентраций ПАВ в водных растворах с целью повышения производительности газовых скважин / Е. А. Шаповалова, В. А. Огай. // Известия Тульского государственного университета. Науки о Земле. – 2022. – Вып. 1. – С. 373-387.
71. Автоматизированная система для оптимальной эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин с высоким содержанием жидкости. – Текст: непосредственный: пат. 2706084 РФ: МПК E21B 47/10 E21B 44/00 / А. Ю. Юшков, В. А. Огай, А. Ф. Хабибуллин; заявитель и патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью "ГазВелл Системы". – № 2018108833; заявл. 13.03.2018; опубл. 14.11.2019, Бюл. № 32.
72. R. J. Belt, J. M. C. van 't Westende, and L. M. Portela. Prediction of the interfacial shear-stress in vertical annular flow. *International Journal of Multiphase Flow*, 35(7):689 – 697, 2009.

73. R. Kalter. Visual Investigation of the Gas/Liquid Interface in Annular Pipe Flows. MSc thesis, Delft University of Technology, 2010.
74. V. Khosla. Visual Investigation of Annular Flow and the Effect of Wall Wettability. MSc thesis, Delft University of Technology, 2012.
75. M. H. H. Tolboom. Visualisation of the gas-liquid interface in vertical annular flow. BSc thesis, Delft University of Technology, 2014.
76. J. Richter. Flooding in tubes and annuli. International Journal of Multiphase Flow, 7(6):647 – 658, 1981.
77. G. B. Wallis. One Dimensional Two-Phase Flow. McGraw-Hill, New York, USA, 1969.
78. D. Myers. Surfactant Science and Technology. John Wiley & Sons, Inc., 3rd edition, 2005.
79. D. Kawale. Characterization of surfactants by dilational rheology: Influence on wetness of rising foams. Technical report, Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, Norway, 2012.
80. R. J. Pugh. Foaming, foam films, antifoaming and defoaming. Advances in Colloid and Interface Science, 64:67 – 142, 1996.
81. Шаповалова, Е. А. Экспериментальные исследования по подбору оптимальных концентраций ПАВ в водных растворах с целью повышения производительности газовых скважин / Е. А. Шаповалова, В. А. Огай. – Текст : непосредственный // Известия Тульского государственного университета. Науки о Земле. – 2022. – Вып. 1. – С. 373-387.
82. Пат. 2706084 Российская Федерация, МПК E21B 47/10 E21B 44/00 Автоматизированная система для оптимальной эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин с высоким содержанием жидкости. – Текст : непосредственный / А. Ю. Юшков, В. А. Огай, А. Ф. Хабибуллин ; заявитель и патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью "ГазВелл Системы". – № 2018108833 ; заявл. 13.03.2018 ; опубл. 14.11.2019, Бюл. № 32. – 18 с.

ПРИЛОЖЕНИЯ

1. «Способ оптимальной эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин с высоким содержанием жидкости», патент на изобретение РФ № 2706283.



2. «Автоматизированная система для оптимальной эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин с высоким содержанием жидкости», патент на изобретение РФ № 2706084.



3. Отзыв по результатам международного газового форума от 02.08.2018 № СБ/0028.



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «ТЮМЕНСКИЙ НЕФТЯНОЙ НАУЧНЫЙ ЦЕНТР»
(ООО «ТННЦ»)

Почтовый адрес: а/я 747, г. Тюмень, Тюменская область, 625000
Юридический адрес: ул. Максима Горького, д. 42, г. Тюмень, Тюменская область, 625048
Телефон: (3452) 58-00-55, Факс: (3452) 79-27-81, e-mail: tnn@rosneft.ru
ОКПО 59442602, ОГРН 1077203000434, ИНН/КПП 720215713/720350001

от 02.08.2018 № СБ/0028

на № _____ от _____

Генеральному директору
ООО «ГазВелл системы»
В.А. Огаю

*Отзыв по результатам международного
газового форума*

Уважаемый Владислав Александрович!

На Международном газовом форуме, организованном ООО «Тюменский нефтяной научный центр» и прошедшем с 18 по 20 июня 2018 года на площадке Западно-Сибирского инновационного центра, Вами была представлена «Экспериментальная установка для имитации газожидкостных потоков и динамических процессов в стволе газовой скважины». Установка имеет высокую степень автоматизации. Вами был также представлен концепт инновационной разработки «Автоматизированная система для эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин с высоким содержанием жидкости». Участники форума, представители различных отраслевых Компаний РФ и зарубежья высоко оценили достижения и результаты компании ООО «ГазВелл Системы».

Считаю, что представленная установка и разрабатываемое программное обеспечение для управления скважинным оборудованием имеет достойный потенциал применения на газовых и газоконденсатных скважинах, выражаю Вам благодарность за участие в Международном газовом форуме и надеюсь на дальнейшее сотрудничество.

С уважением,

Заместитель генерального директора
по газовым проектам, к.т.н.

С.В.Бучинский

4. Протокол №44 расширенного совещания научно-технического совета ООО «НОВАТЭК НТЦ» от 30.05.2018.

Тюмень

30 мая 2018 г.

СОГЛАСОВАНО:
Заместитель генерального
директора по науке
ООО «НОВАТЭК НТЦ»
Сопредседатель НТС

Кузнецов В.И. 

Протокол № 44

расширенного совещания научно-технического совета ООО «НОВАТЭК НТЦ»

Повестка дня:

1. Заслушать доклад ООО «ГазВелл Системы» о возможностях экспериментальной установки, имитирующей ствол скважины и газожидкостные потоки с подачей ПАВ.
2. Рассмотреть возможность проведения стендовых исследований для ООО «НОВАТЭК НТЦ» и дочерних обществ ПАО «НОВАТЭК».
3. Рассмотреть перспективы внедрения на объектах ПАО «НОВАТЭК» автоматизированных систем для эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин с высоким содержанием жидкости, разрабатываемых ООО «ГазВелл Системы».

ООО «НОВАТЭК НТЦ»

Долгих Ю.Н. – ученый секретарь,

Санин С.С. – старший эксперт отдела новых технологий,

Епрынцева А.С. – старший эксперт отдела моделирования технологических трубопроводов,

Соловьев Д.С. – ведущий специалист отдела интенсификации пласта и технологии добычи.

ООО «ГазВелл Системы»

Огай В.А. – генеральный директор.

ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»

Юшков А.Ю. – доцент кафедры РЭНГМ, научный руководитель проекта.

СЛУШАЛИ:

Доклад В.А. Огай «Автоматизированная система для эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин с высоким содержанием жидкости».

Тезисы:

ООО «ГазВелл Системы» является резидентом Тюменского Технопарка. Команда проекта занимается проблемой эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин, работающих в режиме накопления жидкости. Разрабатывается

автоматизированная система для эксплуатации таких скважин, включающая оптимизацию подачи жидких поверхностно-активных веществ (ПАВ). Основу технологии составляет модель и программное обеспечение, которое позволит управлять разрабатываемой системой. Разрабатываемая система имеет ряд преимуществ по сравнению с существующими аналогами (более низкая стоимость, более высокая эффективность, российский производитель). По предварительным оценкам внедрение системы на проблемных скважинах будет иметь высокую экономическую эффективность для недропользователя: сокращение на 25% расходов на ПАВ, а также увеличение объёма дополнительной добычи газа/газоконденсата на 30% по сравнению с существующими системами с закачкой ПАВ. На 2019 г запланировано проведение ОПИ разрабатываемой системы на газовых скважинах. В настоящее время ООО «ГазВелл Системы» осуществляет поиск потенциальных заказчиков, готовых предоставить полигон для проведения ОПИ.

Разрабатываемая модель и программное обеспечение основываются на уникальных экспериментальных данных, получаемых на специальной экспериментальной установке, имитирующей ствол скважины и газожидкостные потоки с подачей ПАВ. Экспериментальная установка разработана и реализована ООО «ГазВелл Системы», работы закончены в марте 2018 г. Ключевые характеристики стенда: рабочее давление в системе до 16 атм., температура до 60°C, высота лифтовых колонн от 6 м. Исследования позволяют: воспроизвести процессы, происходящие в газовых и газоконденсатных скважинах, работающих в режиме накопления жидкости; воспроизвести процессы очистки скважины от жидкости при помощи ПАВ. По результатам исследований Заказчику предоставляются: а) данные телеметрии с показаниями давлений, температуры в различных точках потока, расход газа, жидкости, раствора ПАВ; б) результаты наблюдения за количеством сепарируемой жидкости во времени, за отобранной пеной (объём пены, объём жидкости, фотографирование пены); в) XLS-файл с обработкой данных, графиками и диаграммами; г) видеоролики для каждого режима в трёх точках съёмки; д) стандартный отчёт (краткое описание установки, исходные данные и дизайн экспериментов, результаты обработки данных с построением стандартных многопараметрических диаграмм, фотоснимки потока е) расширенный отчёт, который дополнительно включает анализ трендов, получение мультипараметрических корреляций (по результатам расширенного отчёта Заказчик получает рекомендации по эксплуатации скважины/группы скважин с пенообразователями). Кроме своих собственных исследований, ООО «ГазВелл Системы» предлагает проведение коммерческих исследований для нужд научно-технологических центров или для недропользователей.

Отметили:

1. Важность продвижения передовых отечественных технологий, повышающих эффективность работ в нефтегазовой отрасли.
2. Заинтересованность сторон в продолжении и расширении контактов по затронутой тематике.

3. Предварительную заинтересованность сторон во взаимодействии в направлении стендовых исследований (требуется дополнительное рассмотрение вопроса с участием представителей газодобывающих дочерних обществ ПАО «НОВАТЭК»).

4. Предварительную перспективность проекта «Автоматизированная система для эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин с высоким содержанием жидкости» (требуется дополнительное рассмотрение вопроса с участием представителей газодобывающих дочерних обществ ПАО «НОВАТЭК»).

Решили:

1. Создать совместную рабочую группу (Епрынцев А.С., Соловьев Д.С., Огай В.А.) для проработки организационных и технических вопросов взаимодействия сторон по направлениям: а) стендовые исследования и б) возможности проведения ОПИ «Автоматизированной системы для эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин с высоким содержанием жидкости».

2. Предоставить ООО «НОВАТЭК НТЦ» дополнительные информационные материалы, касающиеся:

- расчетной модели (алгоритмы, методики, перечень входных данных, перечень выходных параметров) в структурированном виде;
- методики определения критериев подобия экспериментальных данных, получаемых при стендовых испытаниях, и рабочих параметров «реальной скважины» - с целью применения полученных зависимостей для оптимизации режима работы и подачи ПАВ.

3. Передать материалы по проекту «Автоматизированная система для эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин с высоким содержанием жидкости» на рассмотрение в дочерние общества ПАО «НОВАТЭК» (Таркосаленефтегаз, Юрхаровнефтегаз, Севернефть, Нортгаз). Ответственный Санин С.С., срок до 30.06.2018 г.

4. По направленным материалам получить обратную связь от дочерних обществ (заинтересованность в стендовых исследованиях и в ОПИ). Ответственный Санин С.С., срок до 31.07.2018 г. В случае заинтересованности организовать расширенную встречу или видеоконференцию.

От ООО «НОВАТЭК НТЦ»


Ученый секретарь

 Долгих Ю.Н.


Старший эксперт отдела моделирования технологических трубопроводов

 Епрынцев А.С.

Старший эксперт отдела новых технологий

 Санин С.С.

От ООО «ГазВелл Системы»

Генеральный директор  В. Огай

